



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

---

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

UNIDAD TICOMÁN

CIENCIAS DE LA TIERRA

## PREDICCIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES MINERALES EN POZOS PETROLEROS

### TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

MAXIMINO LORENZO VALLEJO

ASESOR INTERNO:

ING. LUIS REY ORTEGA LEGUÍZAMO

ASESOR EXTERNO:

ING. FRANCISCO PULIDO CASTAÑEDA



MÉXICO, D.F.

2011

# *Agradezco...*

A **DIOS** por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente. Y Claro, por permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi vida.

Con mucho cariño a mis **PADRES**, Plutarco y Domitila, primeramente por darme la vida y por forjarme esos principios tan bellos. Gracias papá y mamá por darme la oportunidad de realizar una carrera profesional, por su cariño y apoyo sin condición ni medida, porque aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado ahí apoyándome “al pie del cañón”. Los quiero con todo mi corazón y este trabajo se los dedico a ustedes.

A mis **HERMANOS** Heovanny y José Manuel, por la compañía y apoyo que me han brindado, por el esfuerzo que también han realizado para que yo alcanzara esta meta, porque sé que cuento con ustedes, gracias por todo hermanos, los quiero mucho.

A mis **AMIGOS**, a quienes no hace falta mencionar nombres, a ustedes con quienes compartí gran parte de la carrera, por todos esos momentos buenos y algunos no tan buenos, pero que nos sirvieron para convertirnos en lo que ahora somos... gracias por su confianza y lealtad.

Al **INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**, gracias por haberme recibido y permitirme pertenecer a tan distinguida institución. A mis **ASESORES** de tesis y a **PROFESORES** por el apoyo brindado.

*Maximino*



## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>OBJETIVO</b> .....	2
<b>CAPÍTULO I. GENERALIDADES</b> .....	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Formas de expresar las concentraciones de una solución.....	3
1.2.1 Fracción molar.....	3
1.2.2 Molaridad y Formalidad.....	4
1.2.3 Molalidad.....	5
1.2.4 Normalidad.....	6
1.2.5 Peso por volumen.....	6
1.2.6 Miliequivalentes por litro.....	6
1.3 Equilibrio químico.....	7
1.3.1 Ley del equilibrio químico.....	8
1.3.2 Constantes de equilibrio.....	8
1.3.3 Efecto del cambio de temperatura sobre las concentraciones de equilibrio.....	9
1.3.4 Efecto del cambio de presión sobre las concentraciones de equilibrio.....	10
1.3.5 Efecto del cambio de concentración sobre las concentraciones de equilibrio.....	10
1.3.6 Solubilidad.....	11
1.3.7 Producto de solubilidad.....	11
1.3.8 Efecto de ión común.....	13
1.4 Precipitados e incrustaciones.....	13
1.4.1 Definición de incrustación.....	13
1.4.2 Tipos de incrustación.....	14
1.4.3 Inhibidor de incrustación.....	14
1.4.4 Clasificación de inhibidores.....	15
1.5 Análisis cuantitativo del agua de formación.....	15
1.5.1 Constituyentes y propiedades principales.....	15
1.5.1.1 Cationes.....	16
1.5.1.2 Aniones.....	17
1.5.1.3 Otras propiedades.....	18



<b>CAPÍTULO II. ORIGEN Y FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS.....</b>	<b>20</b>
2.1 Introducción.....	20
2.2 ¿Qué son las incrustaciones y por qué son un problema?.....	20
2.3 Identificación de las incrustaciones.....	21
2.3.1 Tubería de producción e instalaciones superficiales.....	22
2.3.2 Vecindad del pozo.....	23
2.3.3 Pozos inyectoros.....	24
2.4 Causas de la formación de incrustaciones minerales.....	25
2.4.1 Sobresaturación.....	25
2.4.2 Reacciones cinéticas.....	26
2.4.3 Cambios en la temperatura y la presión.....	26
2.4.4 Efectos del pH.....	26
2.4.5 Mezcla de aguas incompatibles.....	27
2.4.6 Efectos de otros compuestos.....	27
2.5 Formación de las incrustaciones.....	27
2.6 Incrustaciones presentes en el agua de formación.....	29
2.7 Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).....	29
2.7.1 Factores que alteran la solubilidad del carbonato de calcio.....	30
2.7.2 Mecanismos de formación del carbonato de calcio.....	34
2.8 Sulfato de Calcio.....	37
2.8.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de calcio.....	37
2.8.2 Mecanismos de formación del sulfato de calcio.....	40
2.9 Sulfato de bario.....	42
2.9.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de bario.....	42
2.9.2 Mecanismos de formación del sulfato de bario.....	44
2.10 Sulfato de estroncio.....	46
2.10.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de estroncio.....	46
2.10.2 Mecanismos de formación del sulfato de estroncio.....	47
2.11 Cloruro de sodio.....	48
2.11.1 Factores que alteran la solubilidad del cloruro de sodio.....	49
2.11.2 Mecanismos de formación del cloruro de sodio.....	49
2.12 Compuestos de hierro.....	50



<b>CAPÍTULO III. PREDICCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES MINERALES.....</b>	<b>51</b>
3.1	Introducción..... 51
3.2	Metodologías para predecir las incrustaciones minerales..... 51
3.2.1	Cálculos manuales..... 51
3.2.1.1	Índice de saturación de Langelier..... 51
3.2.1.2	Índice de saturación de Stiff y Davis..... 52
3.2.1.3	Índice de saturación de Ryznar..... 54
3.2.1.4	Índice de saturación de Oddo y Tomson..... 54
3.2.2	Cálculos a través de Software..... 56
3.3	ScaleChem..... 57
3.3.1	¿Por qué usar ScaleChem?..... 57
3.3.2	Objetivos..... 58
3.3.3	Química..... 58
3.3.4	Cálculos ScaleChem..... 59
3.4	Casos de aplicación..... 64
3.4.1	Información técnica y muestras de fluidos..... 65
3.4.2	Análisis inorgánico..... 65
3.4.3	Diagnóstico de la depositación inorgánica en el sistema Yacimiento-Pozo y alternativas de solución..... 66
<b>CAPÍTULO IV. CONTROL DE INCRUSTACIONES Y NUEVAS TECNOLOGÍAS.....</b>	<b>81</b>
1.1	Introducción..... 81
1.2	Detección de las incrustaciones..... 81
1.3	Métodos de prevención de incrustaciones..... 82
1.3.1	Evitar la mezcla de aguas incompatibles..... 83
1.3.2	Disolución de iones incrustantes..... 83
1.3.3	Control de pH..... 83
1.3.4	Control de la producción de agua..... 84
1.4	Técnicas de aplicación de inhibidores..... 84
1.5	Mecanismos de inhibición..... 85
1.5.1	Formación de complejos solubles..... 85
1.5.2	Efecto Threshold..... 85
1.6	Tipos de inhibidores de incrustación..... 87
1.6.1	Inhibidores inorgánicos..... 87



1.6.1.1	Polifosfatos simples.....	87
1.6.1.2	Polifosfatos de solubilidad controlada.....	87
1.6.2	Inhibidores orgánicos.....	88
1.6.2.1	Fosfonatos.....	88
1.6.2.2	Esteres fosfatados.....	89
1.6.2.3	Polímeros.....	90
1.6.2.4	Ácidos poliorgánicos.....	91
1.7	Tecnologías para el control.....	91
1.7.1	Tratamiento de inyección forzada a la formación de inhibidores químicos (squeeze).....	91
1.7.2	Tratamiento con inhibidor de incrustación encapsulado.....	93
1.7.3	Tratamiento con unidades magnéticas.....	97
1.7.4	Tubería capilar.....	100
1.8	Métodos de remoción de incrustaciones.....	101
1.8.1	Remoción mecánica.....	101
1.8.1.1	Disparos.....	102
1.8.1.2	Herramientas sónicas.....	103
1.8.1.3	Perforación y escariación.....	104
1.8.1.4	Herramientas de percusión.....	106
1.8.2	Remoción química.....	107
1.8.2.1	Remoción de carbonato de calcio.....	108
1.8.2.2	Remoción de sulfato de calcio.....	111
1.8.2.3	Remoción de sulfatos de bario y estroncio.....	113
1.8.2.4	Remoción de cloruro de sodio.....	114
1.8.2.5	Remoción de compuestos de hierro.....	114
1.9	Nuevas tecnologías.....	115
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>120</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>		<b>123</b>



## RESUMEN

La salinidad del agua de formación en los fluidos producidos y las variaciones en las condiciones ambientales en los pozos petroleros, dan lugar a la formación de incrustaciones minerales en diferentes partes del sistema integral de producción, ocasionando con esto una baja productividad. Por lo cual, el presente trabajo de tesis trata acerca de la predicción y el control de incrustaciones minerales en pozos petroleros, presentando primeramente generalidades que nos ayudan a tener una mayor comprensión del tema, posteriormente se muestran las principales especies minerales que se presentan en los pozos, así como también su origen y formación durante la producción de los fluidos, una vez conocidas las causas del problema, se procede a la predicción de la depositación de incrustaciones, utilizando el programa “ScaleChem” el cual se aplica a tres pozos petroleros, con sus respectivas pruebas que involucran el análisis de los fluidos producidos y depósitos de incrustaciones recuperadas de los pozos; finalmente, respecto al control de incrustaciones se muestran los diferentes métodos de prevención, las tecnologías para su control y los procedimientos utilizados para su remoción. Todo esto con el objetivo de facilitar a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera el conocimiento que les permita comprender, predecir y controlar las incrustaciones minerales.



## ABSTRACT

The salinity of formation water in the produced fluids and variations in environmental conditions in the oil fields, lead to the formation of mineral deposits in different parts of the integrated production system, leading to this low productivity. Therefore, this thesis is about the prediction and control of mineral deposits in oil wells, first presenting an overview to help us gain a better understanding of the topic, then shows the main mineral species present in wells, as well as their origin and formation during production of fluids, once known the causes of the problem, proceed to the prediction of the deposition of scale, using the "ScaleChem" which is applied to three oil wells with their respective tests involving the analysis of produced fluids and scale deposits recovered from the wells, and finally, with regard to scale control shows the different methods of prevention, control technologies and procedures used for removal. All this with the aim of providing students of the career of Petroleum Engineering knowledge to enable them to understand, predict and control the mineral deposits.

## INTRODUCCIÓN

**E**n México, el recurso energético más utilizado es el petróleo, ya que de él se obtiene aproximadamente el 92% de la energía que se consume. Por otro lado, el petróleo representa para la industria una de las materias primas más importantes, a tal grado que la vida moderna resulta inconcebible sin los derivados industriales del petróleo, es inobjetable, por tanto, la importancia de éste hidrocarburo.

Actualmente, sabemos que las condiciones a las que se enfrenta la industria durante el desarrollo de un pozo petrolero son muy diferentes, a la vez que complicadas, debido a una gran variedad de factores, entre ellos la producción de agua, causa principal de las incrustaciones minerales.

El depósito de incrustaciones minerales es un aspecto particularmente estudiado por la industria petrolera, debido al efecto negativo que tiene sobre la productividad de los pozos. Trate de imaginar una amenaza capaz de estrangular un pozo productivo en un lapso de 24 horas. La acumulación de incrustaciones dentro de las tuberías hace exactamente eso y provoca millones de pesos de pérdidas cada año. Por esta razón, se pretende orientar esfuerzos al conocimiento profundo de su origen, remoción y prevención.

En el presente trabajo de tesis, se muestran conceptos básicos para poder entender el origen de incrustaciones minerales, la predicción y consecuentemente la aplicación de tecnologías para su control.

El capítulo I está enfocado en generalidades consideradas de interés, con el fin de tener una mayor comprensión de los capítulos posteriores. Éste incluye, las principales formas de representar las concentraciones en una solución, conceptos referentes al equilibrio químico, conceptos básicos sobre formación de precipitados e incrustaciones y su ubicación en el sistema integral de producción.





En el capítulo II, se describen los tipos de incrustaciones depositadas en los pozos petroleros y se analizan las principales causas que dan origen a su depositación y formación durante la producción de fluidos en los pozos. Así mismo, este capítulo servirá de base para la predicción y control de los depósitos minerales, pues conociendo las causas, resultará más sencillo comprender como eliminar las incrustaciones y al mismo tiempo diseñar los tratamientos correspondientes.

El tema de la predicción de incrustaciones minerales, es de suma importancia, ya que con esto se pretende evitar este tipo de problemas en los pozos, por tanto, el capítulo III está dirigido a presentar distintos modelos ó programas de computadora utilizados para predecir la depositación de las incrustaciones minerales en un pozo, bajo las condiciones dadas.

Finalmente, el capítulo IV se refiere al control de las incrustaciones minerales, trata los métodos existentes para la remoción de éste problema y además se proponen alternativas, incluyendo las nuevas tecnologías para su control.

## **OBJETIVO**

El objetivo principal de esta tesis es proporcionar a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, los elementos que le permitan comprender, predecir y prevenir las incrustaciones minerales que pudieran presentarse en los pozos petroleros, causando con esto una eventual baja productividad y finalmente determinar la mejor manera de contrarrestarla.



# I. GENERALIDADES

## 1.1 Introducción

Hoy en día el que un pozo petrolero aporte una producción redituable de hidrocarburos, implica una serie de esfuerzos y estrategias que permitan en la medida de lo posible, la mejor explotación del mismo, para esto, se hace indispensable contar con pleno conocimiento de conceptos básicos y fundamentos que nos permitan solventar problemas asociados con la extracción de hidrocarburos en forma racional y provechosa. Por tal razón, este capítulo tiene por objetivo mostrar los conceptos y fundamentos básicos.

## 1.2 Formas de expresar las concentraciones de una solución

En química, la concentración de una disolución es la proporción o relación que hay entre la cantidad de soluto y la cantidad de disolvente, donde el soluto es la sustancia que se disuelve, el disolvente la sustancia que disuelve al soluto, y la disolución es el resultado de la mezcla homogénea de las dos anteriores.

Cuando se habla de soluciones químicas es necesario definir la cantidad de los diferentes solutos presentes en la solución. La cantidad de soluto presente se expresa como la fracción de la solución total y se le conoce como concentración.

Existen diferentes formas de expresar la concentración de una disolución. Las que se emplean con mayor frecuencia suponen el comparar la cantidad de soluto con la cantidad total de disolución. En este grupo se incluyen las siguientes:

### 1.2.1 Fracción molar

La fracción molar  $X_i$  del componente  $i$  en una solución es:

$$X_i = \frac{n_i}{\Sigma n_i} = \frac{W_i/M_i}{(W_i/M_i)} \quad (1.1)$$

Donde:

$n_i$  es el número de moles del componente  $i$

$\Sigma n_i$  es el número total de moles en solución

$W_i$  es el peso del componente  $i$



$M_i$  es el peso molecular del componente  $i$   
Es importante hacer notar que:

$$\sum X_i = 1 \quad (1.2)$$

### 1.2.2 Molaridad y Formalidad

La molaridad, o concentración molar, es la forma más frecuente de expresar la concentración de las soluciones en química y es el número de moles de soluto por cada litro de disolución; se representa por la letra  $M$ . Así, una disolución  $1 M$  contendrá un mol de soluto por litro, una  $0.5 M$  contendrá medio mol de soluto por litro, etc. El cálculo de la molaridad se efectúa determinando primero el número de moles y dividiendo por el volumen total en litros.

$$M = \frac{\text{moles de soluto}}{\text{litros de solución}} \quad (1.3)$$

Es el método más común de expresar la concentración en química, sobre todo cuando se trabaja con reacciones químicas y relaciones estequiométricas. Sin embargo, este proceso tiene el inconveniente de que el volumen cambia con la temperatura.

Cuando la solución es iónica se puede utilizar el término formalidad. La formalidad de una solución es el número de pesos fórmula gramo disueltos en un litro de ella.

$$F = \frac{n^\circ \text{ PFG}}{\text{volumen (litro disolución)}} \quad (1.4)$$

Por ejemplo, para preparar 5 litros de una solución cuya concentración sea medio molar (o formal) de cloruro de sodio, que se designa como  $0.5 M$  (ó  $0.5 F$ ), primero se calcula la cantidad de gramos de  $\text{NaCl}$  que se habrán de disolver en la solución que contenga exactamente 5 litros, o sea:

$$\frac{W \text{ NaCl}}{5.0 \text{ litros de sol}} = 0.5 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{litros de sol.}} = 0.5 M$$

Despejando  $W \text{ NaCl}$  (que es la cantidad de gramos de  $\text{NaCl}$ ):



$$W_{NaCl} = 0.5 \frac{\text{mol NaCl}}{1 \text{ sol}} \times 5 \text{ Lts sol.} \times 58.5 \frac{\text{g NaCl}}{\text{mol NaCl}} = 146 \text{ g NaCl}$$

Donde 0.5 mol NaCl/1 sol. Es la molaridad (o formalidad) requerida de la solución 5 litros de cloruro de sodio y  $58.5 \frac{\text{g NaCl}}{\text{mol NaCl}}$  es el peso molecular del cloruro de sodio expresado en gramos, esto es, una mol de NaCl.

### 1.2.3 Molalidad

La molalidad (m) es el número de moles de soluto dividido por kilogramo de disolvente (no de disolución).

$$m = \frac{\text{moles de soluto}}{\text{kg de disolvente}} \quad (1.5)$$

La principal ventaja de este método de medida respecto a la molaridad es que como el volumen de una disolución depende de la temperatura y de la presión, cuando éstas cambian, el volumen cambia con ellas. Gracias a que la molalidad no está en función del volumen, es independiente de la temperatura y la presión, y puede medirse con mayor precisión.

Por ejemplo, para preparar dos litros de una solución de NaCl cuya concentración sea 2 Molal que se designa como 2 m, solo se necesita pesar 234 gramos de NaCl y añadir 2 kilogramos (ó 2 litros) de agua.

Esto se calcula así:

$$\frac{W_{NaCl}}{58.5 \text{ g NaCl / mol de NaCl}} = 2.0 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{Kg de H}_2\text{O}} = 2.0 \text{ m}$$

Despejando:

$$W_{NaCl} = 2.0 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{Kg H}_2\text{O}} \times 2 \text{ Kg H}_2\text{O} \times 58.5 \frac{\text{g NaCl}}{\text{mol NaCl}} = 234 \text{ g NaCl}$$



### 1.2.4 Normalidad

Una unidad útil de concentración que se usa en la química es la normalidad. Una solución normal contiene un peso equivalente de soluto en un litro de solución. La normalidad de un componente de una solución es el número de equivalente de ese componente que se disuelven en un litro de solución. El peso equivalente de un compuesto es el peso en gramos que equivale a (o se combina con) 1.080 gr. de Hidrógeno. Puesto que el peso molecular y el peso equivalente de la sal de mesa son los mismos, una solución normal es la misma que una solución molar. Contiene 58.4 gr. de sal por litro de solución.

Si el soluto fuera ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) sin embargo, una solución normal contendría 49 gr. de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  por litro de solución. Esto resulta del hecho de que el peso molecular del  $\text{H}_2\text{SO}_4$  es 98 y su peso equivalente es  $98/2 = 49$ . En este caso una solución molar contendría un peso molecular gramo de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  (98 gr.), mientras que una solución normal contendría un peso equivalente gramo (49 gr.).

Hay que recordar que la expresión para peso equivalente es la ecuación siguiente:

$$\text{Peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{\text{número total de equivalentes de los cationes o aniones}} \quad (1.6)$$

### 1.2.5 Peso por volumen

La mayoría de los solutos en el agua están presentes en cantidades muy pequeñas y las concentraciones se expresan generalmente en peso (en gramos o miligramos) por volumen de solución (en litros o en 100 ml); esto es, una forma de expresar las concentraciones de solutos en mg/L, g/L, g/100 ml, etc.

También este término nos especifica el número de partes de un componente en un millón de partes de la mezcla a la que pertenece.

Un litro de agua a temperatura ambiente pesa aproximadamente  $10^6$  mg. Por esto es conveniente recordar que un miligramo de soluto en un litro de agua está en una concentración alrededor de una ppm (parte por millón).

### 1.2.6 Miliequivalentes por litro

Un "Equivalente" es la cantidad de una sustancia que se suministra o que reacciona con una mol de un catión monovalente,  $\frac{1}{2}$  mol de un catión divalente,  $\frac{1}{3}$  mol de un catión trivalente, y así sucesivamente.



Debido a que este número es muy pequeño, es conveniente adoptar una unidad más pequeña que el equivalente. Un mili equivalente (meq) es la milésima parte de un equivalente.

$$1000 \text{ meq} = 1 \text{ eq}$$

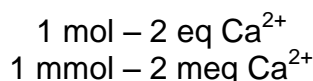
Los pesos equivalente reducen los iones o compuestos a un denominador común y los equivalentes siempre se combinan en una base uno a uno.

$$\text{Miliequivalentes por litro} = \frac{\text{Mili equivalente del ión de interés}}{\text{Volumen total de disolución}} \quad (1.7)$$

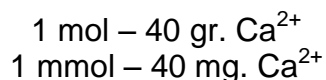
\*El volumen expresado en litros.

Por ejemplo, para un ión  $\text{Ca}^{2+}$  con una concentración de 740 mg/L

El  $\text{Ca}^{2+}$  por tener como valencia (2+) se considera lo siguiente:



Por otro lado:



Transformando:

$$\frac{740 \text{ mg}}{\text{L}} \left[ \frac{1 \text{ mmol}}{40 \text{ mg } \text{Ca}^{2+}} \right] \left[ \frac{2 \text{ meq } \text{Ca}^{2+}}{1 \text{ mmol}} \right] = \frac{37 \text{ meq } \text{Ca}^{2+}}{\text{L}}$$

### 1.3 Equilibrio químico

En un proceso químico, el equilibrio químico es el estado en el que las actividades químicas o las concentraciones de los reactivos y los productos no tienen ningún cambio neto en el tiempo. Normalmente, este sería el estado que se produce cuando el proceso químico evoluciona hacia adelante en la misma proporción que su reacción inversa. La velocidad de reacción de las reacciones directa e inversa por lo general no son cero, pero, si ambas son iguales, no hay cambios netos en



cualquiera de las concentraciones de los reactivos o productos. Este proceso se denomina equilibrio dinámico.

### 1.3.1 Ley del equilibrio químico

La ley de acción de masas, que es una ley de equilibrio químico, se expresa de la siguiente forma: la velocidad de una reacción química a una temperatura dada, es directamente proporcional a las concentraciones de las sustancias reaccionantes. En una reacción se alcanza el equilibrio cuando la velocidad en un sentido es igual a la velocidad en sentido contrario.

Ejemplo: La doble descomposición entre dos sustancias A y B, las que al reaccionar producen las sustancias C y D. Entonces se tendrá:



Si las concentraciones de las sustancias reactantes y la de los productos de reacción las representamos por las mismas literales encerradas en paréntesis, entonces y de acuerdo con la ley antes expresada, el equilibrio se alcanzará cuando:

$$[A] \cdot [B] \cdot k = [C] \cdot [D] \cdot k' \quad (1.9)$$

Donde k y k' son constantes de proporcionalidad y determinan la velocidad en un sentido y otro y los paréntesis indican unidades de concentración de molaridad.

### 1.3.2 Constantes de equilibrio

Para el caso anterior, en la última expresión sólo interviene una mol de cada sustancia reaccionante, por lo que, para generalizar, podemos escribir la ecuación:

$$[A]^a \cdot [B]^b \cdot k = [C]^c \cdot [D]^d \cdot k' \quad (1.10)$$

En la que los exponentes a, b, c y d representan el número de moles de cada sustancia que toman parte en la reacción.

En esta ecuación las velocidades de reacción en ambos sentidos son iguales y como k y k' son constantes, se puede escribir:

$$\frac{[A]^a \cdot [B]^b}{[C]^c \cdot [D]^d} = \frac{k'}{k} = k_e \quad (1.11)$$

Donde  $k_e$  es la llamada constante de equilibrio o constante de reacción y su valor determina el sentido de la reacción, pudiendo decirse en términos generales, que



$K_e$  tendrá valor alto cuando la reacción se verifique de izquierda a derecha y su valor será pequeño en el caso inverso.  $K_e$  se denomina también ley de equilibrio químico.

Se debe observar que se pudo haber utilizado la ecuación 1.10 en la misma forma para definir una constante de equilibrio diferente  $K_e'$  para la ecuación 1.8 como:

$$\frac{[C]^c \cdot [D]^d}{[A]^a \cdot [B]^b} = \frac{k}{k'} = k_e' \quad (1.12)$$

Nótese que  $K_e'$  es la recíproca de  $K_e$ . Sin embargo, la constante de equilibrio se escribe, por costumbre, de manera que las concentraciones de equilibrio de la sustancia que aparecen a la derecha de la ecuación química (los productos) están en el numerador de la expresión de equilibrio, y que las sustancias que aparecen en el lado izquierdo de dicha ecuación (los reactivos) queden en el denominador. En tal caso se usa  $K_e$  y no  $K_e'$  como expresión de equilibrio. Es necesario conocer la forma en que se escribe la reacción, a fin de no obtener un valor ambiguo para la constante de equilibrio.

### 1.3.3 Efecto del cambio de temperatura sobre las concentraciones de equilibrio

La elevación de la temperatura afecta a las reacciones químicas en el sentido de aumentar su velocidad; un equilibrio químico se desplazará en el sentido de la reacción que absorba calor y viceversa.

Una reacción exotérmica cede calor, mientras que una reacción endotérmica la absorbe.

Si se usa el principio de Le Chatelier (que postula que cuando se le aplica una tensión a un sistema balanceado, el equilibrio pasará a un punto diferente para reducir a un mínimo la tensión), la aplicación de más calor a una reacción exotérmica, haciendo que se lleve a cabo a una temperatura más alta, somete a tensión la parte de productos de la reacción, y por tanto, para compensar esta tensión las moléculas de producto reaccionan para dar moléculas de reactivo y el punto de equilibrio se desplaza hacia la parte de reactivos.

La constante de equilibrio de una reacción exotérmica disminuye cuando se eleva la temperatura. La constante de equilibrio de una reacción endotérmica aumenta al incrementar la temperatura.



### 1.3.4 Efecto del cambio de presión sobre las concentraciones de equilibrio

Para reacciones de equilibrio de estado sólido o líquido homogéneo, un cambio de presión tiene poco o ningún efecto sobre el punto de equilibrio. Esto se debe a que tanto los líquidos como los sólidos son relativamente incompresibles y sólo se ven afectados en forma ligera por los cambios de presión; sin embargo, en los gases, donde existe compresibilidad, un cambio de presión podría causar una variación en el punto de equilibrio.

De acuerdo con el principio de Le Chatelier, un aumento en la presión (que se cause, por ejemplo, por una disminución en el volumen del sistema) ocasionará un cambio de equilibrio que tenderá a contrarrestar el efecto del incremento de presión. En una reacción gaseosa esto se puede realizar si desplaza el punto de equilibrio en la dirección en que sea menor el volumen molar total, esto es, hacia el lado de la reacción que contiene el número menor de moles.

En el caso en que el número de moles de reactivos no sea igual al número de moles de productos, un cambio en la presión hará cambiar las concentraciones de equilibrio. De acuerdo con el principio de Le Chatelier, un aumento de presión para la reacción



Desplazará el equilibrio hacia el volumen molar más pequeño y se formará una mayor cantidad de componente C a expensas de los componentes A y B. A la inversa, una reducción de la presión favorece la formación de más A y B.

Para la reacción



Un aumento de presión hará aumentar la concentración de L y M y reducirá las concentraciones de N y Q presentes en equilibrio, mientras que una disminución de la presión hará que se inviertan estos efectos.

La presión sólo afecta aquellas reacciones que se verifican con cambios de volumen; si éste aumenta a medida que la reacción avanza, una elevación de presión sobre el sistema causará una disminución de la velocidad de aquella; en cambio, una disminución de la presión elevará la velocidad de la reacción, si ésta se efectúa con aumento de volumen.

### 1.3.5 Efecto del cambio de concentración sobre las concentraciones de equilibrio

La concentración de las sustancias reaccionantes es un factor de gran importancia en el análisis, como se verá después.



La constante de equilibrio no depende de las concentraciones iniciales de los reactivos o del producto. Sin embargo, la concentración de cada componente en equilibrio diferirá para cada situación inicial; pero cuando las concentraciones de equilibrio se incluyen en la expresión del equilibrio, el mismo valor para la concentración tanto de equilibrio se obtendrá para todas las diferentes concentraciones iniciales, a la misma temperatura.

### 1.3.6 Solubilidad

Se da el nombre de solubilidad de una sustancia en un determinado disolvente a una temperatura específica, a la cantidad máxima de soluto que se disolverá en una cantidad definida de disolvente y que producirá un sistema estable; es una medida de la capacidad de una determinada sustancia para disolverse en otra.

El soluto puro puede ser un sólido, un líquido o un gas. En un sistema de este tipo en equilibrio, la velocidad a la cual el soluto puro se disuelve es igual a la velocidad a la cual el soluto disuelto sale de la solución. La concentración de soluto disuelto, por consiguiente, es constante. Una solución de este tipo se llama "solución saturada".

Si la solución se encuentra bajo el punto de saturación se dice que es una solución no saturada, y si está sobre el punto de saturación, pero con el soluto disuelto, se le llama solución sobresaturada. Esta representa un sistema inestable, ya que por efectos de factores externos, como agitación, adición de cuerpos extraños cristalizados, o simplemente por prolongado reposo, la parte del soluto que se encuentra en solución cristaliza, dando al sistema su verdadero carácter de solución saturada, a determinada temperatura.

Se tiene en este caso un sistema de dos fases: la fase de la solución salmuera y la fase sólida de la sal no disuelta. Entre ambas fases hay un equilibrio dinámico, que puede desplazarse en un sentido o en el otro, según las variaciones de la temperatura siempre que no existan otros factores que propicien ese desplazamiento, como la adición de sustancias que modifiquen la ionización del soluto.

### 1.3.7 Producto de solubilidad

Se da el nombre de producto de solubilidad a una constante de equilibrio  $K_s$ , que se establece en una solución saturada, entre el soluto no disuelto y sus iones, es decir, con referencia al análisis cuantitativo, cuando se trata de un precipitado en presencia de sus iones. La parte disuelta es muy pequeña en comparación con la cantidad de precipitado, pero esa parte disuelta se encuentra totalmente ionizada;



este equilibrio es influenciado por la temperatura, por lo que siempre que se da el valor de  $K_s$ , se indica la temperatura a la cual se determinó.

A una misma temperatura, el equilibrio que se establece entre las concentraciones de los iones es constante e independiente de la cantidad del compuesto no disuelto.

Esta constante no es aplicable a sales muy solubles ni a las que, al disolverse y alcanzar el punto de saturación, la parte disuelta no se encuentra ionizada.

Un ejemplo común de aplicación del producto de solubilidad se encuentra en el cloruro de plata, cuyo equilibrio en solución acuosa se representa por la siguiente reacción:



Los iones se encuentran en equilibrio cuando la solución está saturada a una temperatura elegida, entonces el producto de las concentraciones de los iones, representados por medio de paréntesis rectangulares, corresponde a la constante  $K_s$ , o sea al producto de solubilidad:

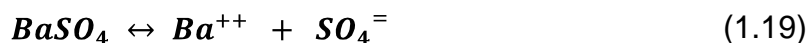
$$[Ag^+][Cl^-] = K_s \quad (1.16)$$

Como los iones no siempre son monovalentes, la fórmula anterior se puede generalizar para el compuesto  $A_m B_n$



$$[A^+]^m [B^-]^n = K_s \quad (1.18)$$

Tomando como ejemplo el caso del sulfato de bario, para calcular su producto de solubilidad se necesita conocer la cantidad de esa sal contenida en su solución saturada a la temperatura de 25°C; las tablas de solubilidad dan el valor de 0.0024 g/litro de agua a 25°C. El equilibrio establecido se expresa por:



El producto de las concentraciones de los iones, expresados en moles, se escribe de la siguiente manera:

$$[Ba^{++}][SO_4^{=}] = K_s \quad (1.20)$$

El peso molecular del Sulfato de Bario es 233.4 g/mole y sabiendo que la solución saturada a 25°C contiene 0.0024 g/litro, se tendrá:



$$S = \frac{0.0024 \text{ g/litro}}{233.4 \text{ g/mol}} = 1 \times 10^{-5} \frac{\text{mol}}{\text{litro}}$$

Por consiguiente:

$$\begin{aligned} Ba^{++} &= 1 \times 10^{-5} \\ SO_4^{=} &= 1 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

Luego

$$(1 \times 10^{-5})(1 \times 10^{-5}) = 1 \times 10^{-10} = K_s$$

En forma inversa, conociendo el producto de solubilidad de una sal, es posible calcular su solubilidad molar a la temperatura que indica la respectiva  $K_s$ .

### 1.3.8 Efecto de ión común

Si el producto de las concentraciones de los iones, en el caso de precipitados poco solubles, es una constante, al adicionar a la solución un ión igual a uno de los ya existentes, el efecto será el de disminuir la concentración del otro ión, a esto se le llama efecto del ión común.

La temperatura influye sobre la solubilidad de la mayoría de los precipitados, aún en presencia de un ión común.

## 1.4 Precipitados e incrustaciones

### 1.4.1 Definición de incrustación

- ◆ Las incrustaciones son depósitos adherentes y duros que se forman por procesos de depositación de compuestos inorgánicos, a partir de soluciones acuosas sobresaturadas de minerales conocidas como salmueras, como resultado de la alteración del estado de equilibrio termodinámico y químico.
- ◆ Una incrustación es un depósito formado por diferentes minerales sobre superficies en contacto con el agua. Esta definición no contempla el caso de los depósitos orgánicos como los asfaltenos y las parafinas.

La definición anterior considera todos aquellos minerales tales como: sulfato de calcio, carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y los óxidos, hidróxidos y carbonatos de hierro como incrustaciones. Cabe mencionar que dichos minerales están presentes como aniones y cationes en el agua de



formación y debido al cambio termodinámico, cinético, hidrodinámico y composicional propician la formación de dichas incrustaciones.

#### 1.4.2 Tipos de incrustación

Los tipos de incrustación encontrados en los campos son muy diversos. Los minerales principales encontrados son el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) y sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ). Otros componentes menos frecuentes pero igualmente problemáticos son el sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ), carbonato de estroncio ( $\text{SrCO}_3$ ), carbonato de bario ( $\text{BaCO}_3$ ), carbonato de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ), carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ), sulfato ferroso y óxido de hierro. Los últimos tres compuestos son producto de la corrosión y no provienen de cambios originados por el desequilibrio del sistema, sino del medio ambiente corrosivo.

Puede decirse también, que las incrustaciones no se encuentran en un estado puro, sino en una mezcla de compuestos inorgánicos y orgánicos como aceite, parafinas y asfáltenos.

#### 1.4.3 Inhibidor de incrustación

Un inhibidor de incrustación es un producto químico que impide el desarrollo y precipitación de los cristales que forman un depósito de sales.

En general, los inhibidores de incrustación, dependiendo de sus características químicas, trabajan mediante dos mecanismos bien diferenciados:

a) Formación de complejos solubles en los iones incrustantes

En este mecanismo de inhibición, el aditivo forma complejos estables y solubles con uno de los iones de la fase precipitante. Con esto se consigue una reducción en la concentración efectiva de los iones libres en solución. Es decir, se presenta una reacción estequiométrica entre los inhibidores de incrustación y los cationes presentes en la solución. Este mecanismo es económico cuando la concentración de iones incrustante es pequeña. Sin embargo, el tratamiento llega a ser antieconómico a concentraciones mayores, puesto que se requieren proporciones de uno a uno o más entre los inhibidores y los iones incrustantes.

b) Efecto Threshold o modificación del crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación primaria, pero impidiendo la nucleación secundaria o crecimiento posterior.

El tratamiento de inhibición más efectivo y económico ha sido con productos químicos que muestran el efecto Threshold. Esto ocurre cuando el inhibidor cubre (y se adsorbe en) el núcleo microcristalino e inhibe su crecimiento, manteniendo



grandes partículas incrustantes en solución a concentraciones por arriba del nivel normal de precipitación. Esto permite que unas cuantas partes por millón, estabilicen cientos de partes por millón del catión formador de la incrustación. Algunos de los productos químicos que muestran este efecto son los polifosfatos inorgánicos y los fosfonatos orgánicos.

La concentración de inhibidor requerida para mantener en solución una cantidad determinada de iones incrustantes no es una constante, sino que depende de tres factores principales: temperatura, concentración de iones incrustantes y la composición química de la incrustación y del inhibidor.

#### **1.4.4 Clasificación de inhibidores**

Se ha establecido una forma de clasificar los inhibidores de incrustación según la forma física en que se presentan, esto es, en inhibidores de incrustación sólidos e inhibidores de incrustación líquidos.

Entre los primeros se encuentran los polifosfatos y fosfatos de solubilidad controlada. Los inhibidores de incrustación líquidos comprenden productos químicos pertenecientes a las familias de los fosfonatos, ésteres de ácido fosfórico y polímeros. Vetter realizó un estudio comparativo sobre el efecto de estas familias químicas de inhibidores sobre las incrustaciones más comunes ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ ), encontrando que los polímeros son los mejores inhibidores para  $\text{BaSO}_4$ , los ésteres bastante efectivos en la inhibición de  $\text{CaSO}_4$  y los fosfonatos mejores inhibidores para  $\text{CaCO}_3$  aunque también son buenos inhibidores para sulfato de bario y calcio, aún a elevadas temperaturas.

### **1.5 Análisis cuantitativo del agua de formación**

Los análisis del agua de formación usualmente se llevan a cabo en el laboratorio o en el campo a fin de determinar sus características físicas y químicas, muchas de las cuales, pueden cambiar rápidamente después del muestreo, entre ellas se encuentran las siguientes: pH, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población bacterial. Es de gran importancia, entonces, medir las variables en el campo para obtener mayor precisión.

#### **1.5.1 Constituyentes y propiedades principales**

En operaciones que requieren el manejo de agua producida, la principal preocupación son los iones y propiedades físicas; los cuales son importantes desde el punto de vista del taponamiento o corrosión. En la tabla 1.1, se presenta la lista de los más importantes.



Cationes	Aniones	Otras propiedades
Sodio (Na <sup>+</sup> )	Cloro (Cl <sup>-</sup> )	pH
Calcio (Ca <sup>++</sup> )	Sulfato (SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> )	Población bacterial
Magnesio (Mg <sup>++</sup> )	Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	Sólidos suspendidos: cantidad, tamaño, forma y composición
Hierro (Fe <sup>+++</sup> , Fe <sup>++</sup> )	Carbonato (CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	Turbidez
Bario (Ba <sup>++</sup> )		Calidad del agua
Estroncio (Sr <sup>++</sup> )		Oxígeno disuelto (O <sub>2</sub> )
		Dióxido de carbono disuelto (CO <sub>2</sub> )
		Sulfuro total (H <sub>2</sub> S)
		Contenido de petróleo en agua
		Temperatura
		Presión
		Sólidos totales disueltos
		Gravedad específica o densidad
		Resistividad (conductividad)
		Sílice

Tabla 1.1 Constituyentes y propiedades principales del agua de los campos petroleros

### 1.5.1.1 Cationes

**Ión Sodio**, es el mayor constituyente en las aguas de formación, pero no causa problemas, excepto por la precipitación de cloruro sódico en aguas extremadamente saladas.

**Ión Calcio**, es el mayor constituyente en formaciones saladas y puede alcanzar valores de hasta 30,000 mg/L, aunque su concentración normalmente es más baja.

El ión calcio es importante debido a su capacidad de combinación con los iones bicarbonato, carbonato o sulfato y precipita para formar incrustaciones adherentes o sólidos suspendidos.

**Ión Magnesio**, se presenta usualmente en concentraciones inferiores a las de calcio. Tiende a aumentar los problemas de incrustaciones de carbonato de calcio por coprecipitación con el ión calcio. Los iones magnesio disminuyen la cantidad de incrustaciones de CaSO<sub>4</sub>, BaSO<sub>4</sub> y SrSO<sub>4</sub>. Los iones sulfato que están ligados al magnesio no están disponibles para formar incrustaciones de sulfato.

El ión magnesio tiene la habilidad de formar un compuesto que permanece en solución.



**Hierro**, el contenido natural del mismo en aguas de formación normalmente es muy bajo y su presencia es un indicativo de corrosión. Puede estar presente como ión férrico  $Fe^{+++}$ , o ferroso  $Fe^{++}$ , también se lo puede encontrar en suspensión como un compuesto de hierro precipitado.

Los valores de concentración de hierro se usan para monitorear la corrosión en el sistema, y su presencia es considerada como la principal causa de taponamientos.

**Bario**, es de gran importancia debido a su habilidad para combinarse con el ión sulfato y así formar sulfato de bario, el cual es extremadamente insoluble. Aún la presencia de pequeñas cantidades puede causar daños severos.

**Estroncio**, puede combinarse con el ión sulfato y así formar sulfato de estroncio insoluble que a menudo se encuentra en incrustaciones mezcladas con el propio sulfato de bario.

### 1.5.1.2 Aniones

**Ión Cloruro**, es el mayor constituyente en aguas de formación producida y su ausencia es notoria en aguas dulces. La mayor fuente del ión cloruro es el NaCl, de modo que la concentración del ión cloruro es usada como una medida de la salinidad del agua. El principal problema que presenta el ión cloruro es la relación del grado de corrosión con el incremento de la salinidad en el agua, es decir, mientras más salada es el agua de formación mayor es la corrosión. Así, la determinación de la concentración de cloruro es una de las formas más fáciles para identificar el tipo de agua.

**Ión Sulfato**, su presencia es un problema debido a su habilidad para reaccionar con el calcio, bario o estroncio y formar incrustaciones insolubles. Sirve además como alimento para las bacterias reductoras de sulfato.

**Ión Bicarbonato**, está presente en casi todas las aguas de formación, puede reaccionar con los iones calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. La concentración del ión bicarbonato es algunas veces llamada alcalinidad al anaranjado de metilo.

**Ión Carbonato**, puede también reaccionar con los iones calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. Los iones carbonato están rara vez presentes en aguas producidas porque el pH es usualmente muy bajo (menor 8.3). La concentración del ión carbonato es a veces llamada alcalinidad a la fenolftaleína.



### 1.5.1.3 Otras propiedades

**pH**, es un indicador semicuantitativo de la acidez o alcalinidad del agua. Su importancia se da debido a que la solubilidad del carbonato de calcio y de los compuestos de hierro depende del pH. De tal forma que un pH alto proporciona una mayor tendencia a la precipitación y cuando el pH es bajo surgen problemas de corrosión.

El sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono son gases ácidos que tienden a bajar el pH del agua cuando se disuelven en la misma, se ionizan parcialmente y el grado de ionización se refleja por el pH, el cual sirve para predecir su efecto sobre la corrosión y los sólidos suspendidos. Dado que los valores de pH varían inmediatamente después de retirada la muestra (por el escape de gases disueltos), su medición debe realizarse de forma rápida.

**Presencia de Bacterias**, la población de bacterias causa corrosión en el sistema y/o el taponamiento, el problema se vuelve aún más severo con la presencia de bacterias sulfato-reductoras.

**Sólidos suspendidos**, la cantidad de sólidos presentes en un volumen de agua que puede pasar a través de un filtro de membrana, es una de las bases para la estimación del taponamiento del sistema. Comúnmente se usa un filtro de diámetro de poro de 0.45  $\mu\text{m}$ .

**Turbidez**, su significado es que el agua no es clara y contiene materia insoluble tal como sólidos suspendidos, petróleo disperso o burbujas de gas.

Mide el grado de oscurecimiento del agua e indica el posible taponamiento en operaciones de reinyección de agua.

**Calidad del agua**, es una medida del grado de taponamiento relativo, el cual se puede obtener cuando un volumen de agua pasa a través de un filtro de un tamaño que normalmente es de 0.45  $\mu\text{m}$ .

**Oxígeno disuelto**, la presencia de este elemento contribuye significativamente a la corrosividad del agua. Es así que al encontrar hierro disuelto en el agua, el oxígeno facilita su precipitación en óxidos de hierro insolubles que pueden resultar en taponamientos y facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.

**Dióxido de Carbono disuelto**, genera corrosión al formar ácido carbónico, además de influir en el pH y la tendencia de incrustación de carbonato de calcio presente en el agua.

**Sulfuros totales**, su presencia incrementa la corrosión. Se presenta como una mezcla de iones  $\text{HS}^-$  y sulfuro de hidrógeno gaseoso.



El sulfuro de hidrógeno puede estar presente en forma natural en el agua o puede ser generado por bacterias reductoras de sulfato. Adicionalmente, el sulfuro de hidrógeno será generado como producto de la corrosión y es un agente de taponamiento muy efectivo.

**Petróleo y/o aceite**, cuando se tiene presencia de petróleo y/o aceite disperso o emulsionado en agua causa problemas cuando las aguas producidas son reinyectadas, debido a que disminuye el grado de inyección por la formación de bloques de emulsión, los cuales actúan como adherentes para ciertos sólidos como el sulfuro de hierro.

Cuando se inyecta agua dentro de un acuífero sin saturación de petróleo inicial se puede taponar los poros de la formación rocosa en los alrededores del pozo, lo que crea una saturación de petróleo y/o aceite que a su vez reduce la inyectividad.

**Temperatura**, afecta principalmente a la tendencia de incrustación, el pH y la solubilidad de los gases presentes en el agua.

**Sólidos totales disueltos**, simplemente son aquellos que forman la cantidad total de materia disuelta en un volumen dado de agua y se pueden medir sumando las concentraciones de todos los aniones y cationes que se obtienen de los análisis de los reportes, o también haciendo evaporar una muestra de agua hasta el secado y pesando los residuos.

**Gravedad específica**, es la razón de la densidad de agua de la muestra entre la densidad del agua pura. La gravedad específica viene a ser un indicador directo de la suma total de los sólidos disueltos en el agua de formación. Es así que la comparación de la gravedad específica de varias aguas proporciona rápidamente una cantidad relativa de los sólidos disueltos en el agua. En vista que las aguas de formación contienen sólidos disueltos siempre serán más densas que el agua pura y por lo tanto tendrán una gravedad específica mayor que 1.

**Resistencia**, es una función del número de iones disueltos en el agua. Una baja resistencia indica una alta concentración de iones. La medida de la resistividad en aguas frescas es mucho más sensible a cambios en la cantidad de sólidos totales disueltos que a la variación de la gravedad específica.

**Conductividad**, son valores inversos a la resistividad y se los puede obtener de:

$$\text{Conductividad} \left( \frac{\mu\text{mho}}{\text{cm}} \right) = \frac{10,000}{\text{Resistividad} (\Omega - \text{m})}$$



## II. ORIGEN Y FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS

### 2.1 Introducción

Antes de la producción de hidrocarburos en un pozo, los fluidos permanecen estáticos, sin perturbaciones. Sin embargo, una vez que se inicia la producción, se llevan a cabo una serie de procesos y cambios de esas condiciones estáticas, lo que causa una alteración del equilibrio dentro del sistema. Tales procesos incluyen cambios en las condiciones termodinámicas, composicionales, cinéticas e hidrodinámicas. Por lo anterior, obtenemos como resultado principalmente la depositación de las incrustaciones minerales.

En éste capítulo, se explican las causas físicas que provocan la acumulación de incrustaciones minerales durante la producción de petróleo, ya que si se conocen las condiciones que provocan este problema y cuándo y dónde puede ocurrir, resulta más sencillo comprender como eliminar las incrustaciones y al mismo tiempo diseñar los tratamientos necesarios para restablecer la productividad del pozo.

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 ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución, conociéndose dos desarrollos distintos: la nucleación homogénea, en la que la formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales y la nucleación heterogénea, que puede ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido. Este punto referente a la formación de incrustaciones minerales se desarrolla claramente en este capítulo.

### 2.2 ¿Qué son las incrustaciones y por qué son un problema?

Las incrustaciones son la depositación de minerales inorgánicos de la salmuera. Los tipos más comunes de incrustaciones durante la recuperación de petróleo son:

- ◆  $\text{CaCO}_3$  - Carbonato de Calcio
- ◆  $\text{CaSO}_4$  - Sulfato de Calcio



- ◆  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  - Sulfato de Calcio hidratado (Yeso)
- ◆  $\text{BaSO}_4$  - Sulfato de Bario
- ◆  $\text{SrSO}_4$  - Sulfato de Estroncio

La formación de estas incrustaciones en el yacimiento, disparos, tubería, válvulas, estrangulador, separadores, etc., puede causar una reducción de flujo o incluso bloqueo total de éste y por ende una disminución en los gastos de producción. Las consecuencias económicas, por lo tanto, debido a lo anterior y a los costos de la prevención y remoción de las incrustaciones minerales, resultan serias.

Además, es importante mencionar que la presencia de incrustaciones minerales, pueden también representar un riesgo para la seguridad, ya que llegan a ocasionar el mal funcionamiento de los equipos, como por ejemplo, las válvulas de seguridad.

### 2.3 Identificación de las incrustaciones

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos minerales y la composición de los mismos.

La identificación de las incrustaciones en un sistema integral de producción de fluidos, comprende aquellos sitios en donde ocurren cambios ambientales que alteran el equilibrio y la armonía de los diversos elementos que allí se conjugan. Estos cambios engloban, las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas existentes en todos y cada uno de los diferentes puntos o nodos del sistema de flujo.

Entiéndase por sistema integral de producción de fluidos, al conjunto de elementos tanto naturales como los utilizados por el hombre encaminados a la explotación racional de los recursos energéticos provenientes del subsuelo. Los elementos naturales son los yacimientos de hidrocarburos, los acuíferos subterráneos explotables y los yacimientos de energía geotérmica. Los elementos que el hombre utiliza son, los pozos petroleros, los pozos de agua y los pozos geotérmicos. Un pozo petrolero es una obra de ingeniería cuyo objetivo es poner en contacto los fluidos de un yacimiento de hidrocarburos y la superficie con el fin de explotarlos adecuadamente.

Los sitios críticos de formación probable de depósitos incrustantes en instalaciones subsuperficiales son:



1. En la vecindad del pozo, particularmente detrás de la cara de la formación productora o inyectora.
2. En la zona de los disparos (intervalo disparado)
3. En el extremo inferior de la tubería de producción
4. En el interior de la TP y cambios de diámetros
5. En el estrangulador de fondo (si lo hay)

En instalaciones superficiales: separación, deshidratación y desalado de crudos

1. Ductos
2. Separadores
3. Eliminadores de agua libre
4. Calentadores
5. Intercambiadores de calor
6. Sistemas de enfriamiento de agua recirculante
7. Tratadores termoquímicos
8. Tratadores electrostáticos
9. Tanques deshidratadores y de almacenamiento

Por otra parte, si adicionalmente se cuenta con un sistema de inyección de agua, se incluyen los siguientes sitios:

1. Equipo superficial y subsuperficial de los pozos de captación
2. Equipo superficial y subsuperficial de los pozos de inyección
3. La formación dentro de los canales conductivos entre los pozos inyectores y los de producción.

Para el caso de los pozos productores con sistemas artificiales, tales como, bombeo hidráulico, bombeo neumático, bombeo mecánico o bombeo eléctrico, las incrustaciones se localizan también en estos equipos, dañando válvulas, bombas, tuberías y el resto de los aditamentos superficiales y subsuperficiales.

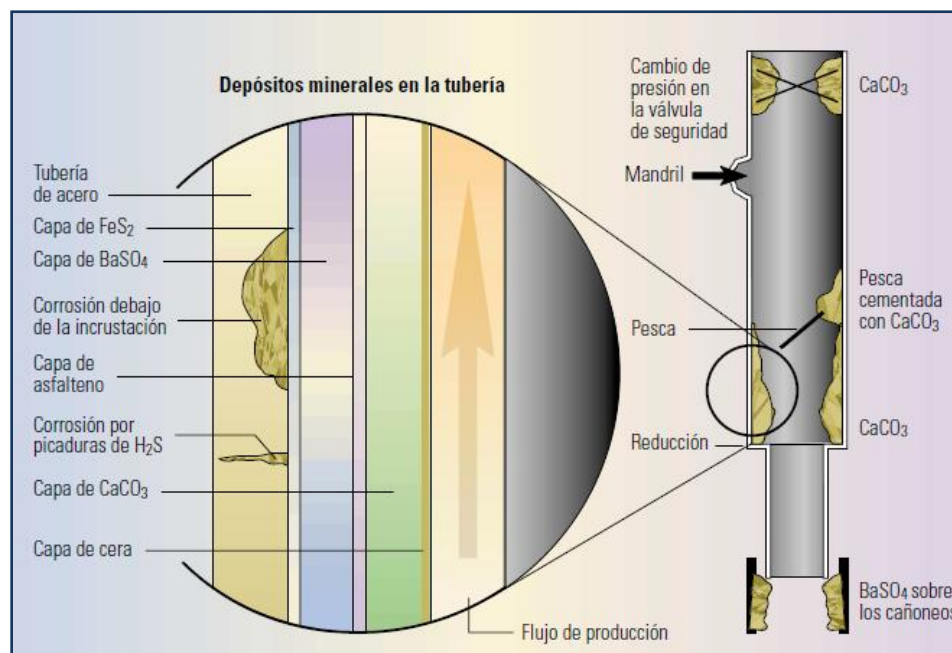
Por lo anterior es necesario e importante el cuidado e inspección de los sistemas de flujo con el fin de detectar los lugares tendientes a la formación de depósitos incrustantes. Cabe aclarar, que la presión afecta la solubilidad de las sales inorgánicas de manera directa, por lo que, en aquellas áreas donde ocurran caídas de presión bruscas, crecerá la tendencia incrustantes de esas sales.

### **2.3.1 Tubería de producción y equipos de superficie**

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de

espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de los gastos de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción.

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

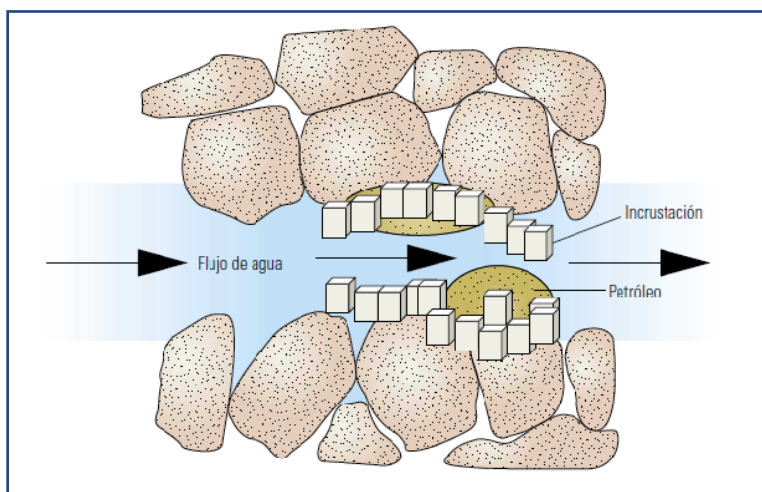


**FIGURA 2.1.** Incrustaciones en las tuberías de producción. La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los disparos de fondo hasta la superficie, ocasionando restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, niples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfalteno (ilustración). Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

### 2.3.2 Vecindad del pozo

Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto de las incrustaciones que se

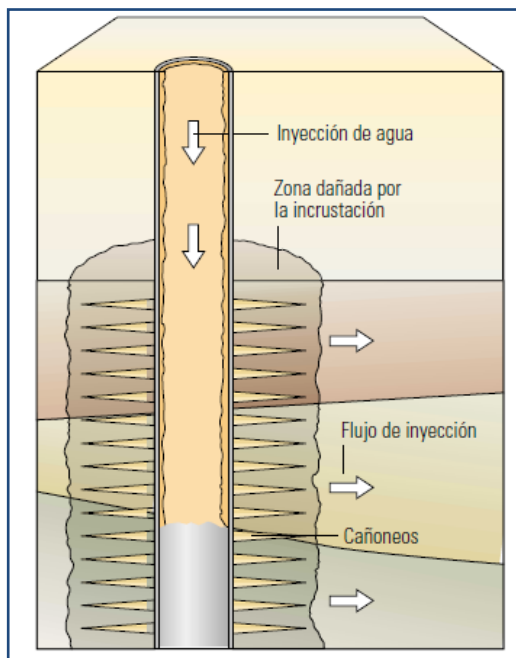
encuentran en las tuberías: se miden en micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largos periodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño. Su eliminación por medio de disolventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar los gastos de producción en forma notable.



**FIGURA 2.2.** Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.

### 2.3.3 Pozos inyectoros

Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectoros, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la completación. Este problema se limita a las etapas iniciales de la inyección, cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo. Las incrustaciones que se forman en este punto pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inyección con agua.



**FIGURA 2.3.** Daños en un pozo inyector. La autosedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones y generar restricciones en la tubería de inyección. El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura. La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

## 2.4 Causas de la formación de incrustaciones

Hay varias razones por las cuales se forman las incrustaciones, que además determinan la cantidad y ubicación de las mismas. A continuación se mencionan las más importantes:

- ◆ Sobresaturación
- ◆ Reacciones cinéticas
- ◆ Cambios en la temperatura y la presión
- ◆ Efectos del pH
- ◆ Mezcla de aguas incompatibles
- ◆ Otros compuestos

### 2.4.1 Sobresaturación

Ésta es la propiedad más importante con respecto a la precipitación de minerales. Una solución sobresaturada contiene más iones de lo que es termodinámicamente posible, lo que significa que tarde o temprano una sal se precipitará. El grado de sobresaturación es la fuerza impulsora para la reacción de precipitación y una alta sobresaturación por lo tanto implica altas posibilidades para la precipitación de sales. La sobresaturación, sin embargo, no dice nada acerca de la cantidad de sal que puede precipitar.



### 2.4.2 Reacciones cinéticas

La cinética de una reacción determinará la rapidez con que transcurre la reacción con el fin de llevar un sistema al equilibrio termodinámico. La cinética se ve influenciada por varios factores, de los cuales la temperatura es el más importante. Las tasas de precipitación para diferentes sales varían mucho. Mientras la NaCl se precipitará espontáneamente si está sobresaturada, algunas soluciones pueden estar sobresaturadas con respecto al  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{FeCO}_3$  durante varias horas o días, incluso a altas temperaturas. Mientras que el grado de sobresaturación determina si una sal se precipitará o no, la cinética nos dirá que tan rápido se lleva a cabo la reacción. Por tanto, es necesario incluir consideraciones cinéticas en una evaluación del potencial de las incrustaciones.

### 2.4.3 Cambios en la temperatura y la presión

En el yacimiento la salmuera está en equilibrio químico con sus entornos a sus temperaturas y presiones, a medida que la salmuera se produce, el equilibrio se altera conforme la salmuera se mueve a una baja temperatura y presión. Una caída de presión disminuirá la solubilidad de  $\text{CaCO}_3$ , y por tanto, incrementará la relación de saturación para  $\text{CaCO}_3$ , mientras que un descenso de la temperatura tendrá la influencia opuesta. El efecto neto de una disminución en la temperatura y presión puede por lo tanto ser un incremento o disminución en la relación de saturación de  $\text{CaCO}_3$ , en función del cambio de temperatura en relación con el cambio de presión.  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$  y  $\text{SrSO}_4$  se comportan atípicamente con la mayoría de las sales, la solubilidad disminuye al aumentar la temperatura.  $\text{BaSO}_4$  es más complicado ya que tiene un máximo en la solubilidad en torno a  $100\text{ }^\circ\text{C}$ .

### 2.4.4 Efectos del pH

Hay una diferencia importante en la química acuosa de las incrustaciones de sulfatos e incrustaciones de carbonatos/sulfuros. Mientras los sulfatos son más o menos independientes del pH, hay una fuerte dependencia del pH en la solubilidad de los carbonatos/sulfuros. Esto hace la predicción de carbonatos/sulfuros más complicada que la predicción de sulfatos, ya que es necesario calcular el pH y las concentraciones de todas las especies de carbonatos/sulfuros. La presencia de otros ácidos, tales como los ácidos orgánicos, también se deben incluir en los cálculos. Una de las razones principales para la precipitación de  $\text{CaCO}_3$  durante la



recuperación de aceite es el aumento de pH debido a la pérdida de  $\text{CO}_2$  de la fase acuosa a la fase de petróleo y gas a medida que baja la presión.

#### 2.4.5 Mezcla de aguas incompatibles

Dos aguas son llamadas incompatibles, si interactúan químicamente y precipitan minerales cuando se mezclan. Un ejemplo típico de aguas incompatibles es el agua de mar con altas concentraciones de  $\text{SO}_4^{2-}$  y bajas concentraciones de  $\text{Ba}^{2+}/\text{Sr}^{2+}$  y aguas de formación con muy bajas concentraciones de  $\text{SO}_4^{2-}$  pero altas concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$  y  $\text{Sr}^{2+}$ . La mezcla de estas aguas por lo tanto puede causar precipitación de  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$  y/o  $\text{SrSO}_4$ . El agua de mar es frecuentemente inyectada al yacimiento para mantener la presión del mismo e incrementar la recuperación de aceite.

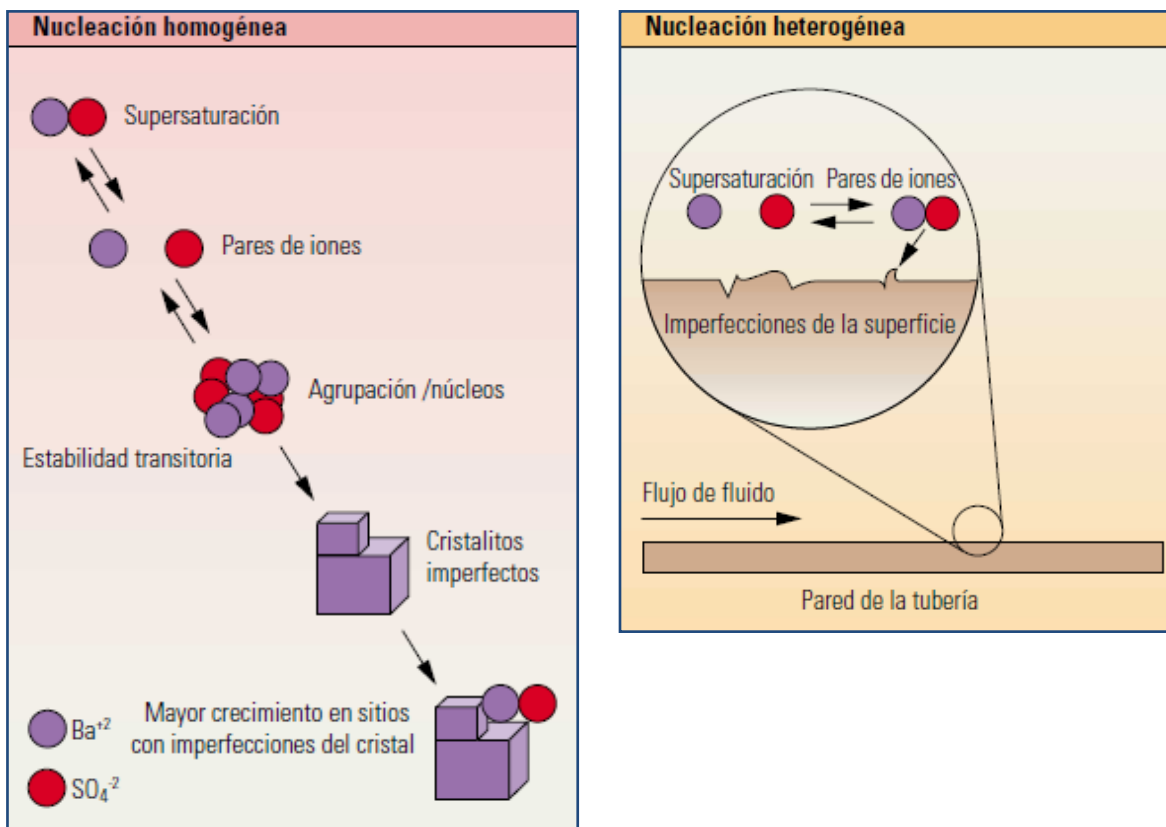
#### 2.4.6 Efectos de otros compuestos

La presencia de otros compuestos influenciará en el índice de saturación para la precipitación de sales de diversas maneras. La presencia de ácidos orgánicos influenciará directamente el pH y por lo tanto el potencial de precipitación de carbonatos/sulfuros. También es bien conocido que la fuerza iónica influye en la solubilidad de la sal. Por ejemplo, la solubilidad de  $\text{SrSO}_4$  en 2.5M NaCl es aproximadamente 7 veces mayor que la solubilidad en agua pura. La razón es el cambio en los coeficientes de actividad como la fuerza iónica aumenta. Diferentes sales tendrán diferentes efectos sobre los coeficientes de actividad.

### 2.5 Formación de las incrustaciones

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** (Fig. 2.4). Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y

además que los cristales pequeños se pueden redissolver. 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 de la formación de incrustaciones.



**FIGURA 2.4.** Procesos de nucleación. La formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales, proceso llamado nucleación homogénea. También pueden ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido, denominada nucleación heterogénea.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado **nucleación heterogénea** (Fig. 2.4). Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o disparos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.



Vemos entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porque los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de completación del fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

## 2.6 Incrustaciones presentes en el agua de formación

Del gran número de las posibles incrustaciones formadas en el agua, sólo unas pocas son comúnmente encontradas en el agua de los campos petroleros. Estas incrustaciones se listan en la tabla 2.1.

Nombre	Fórmula	Variables
Carbonato de calcio	$\text{CaCO}_3$	Presión parcial de $\text{CO}_2$ , pH, temperatura, presión total, sólidos totales disueltos.
Sulfato de calcio { Yeso (más común) Hemi-hidrato Anhidrita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión.
Sulfato de bario	$\text{BaSO}_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión
Sulfato de estroncio	$\text{SrSO}_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión
Compuestos de hierro  Carbonato ferroso Sulfuro ferroso Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Óxido férrico	$\text{FeCO}_3$ $\text{FeS}$ $\text{Fe}(\text{OH})_2$ $\text{Fe}(\text{OH})_3$ $\text{Fe}_2\text{O}_3$	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión, pH

**TABLA 2.1.** Incrustaciones comunes formadas en el agua de formación

## 2.7 Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ )

Las características principales de las incrustaciones de carbonato de calcio son:



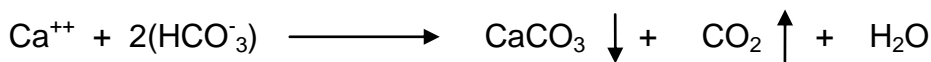
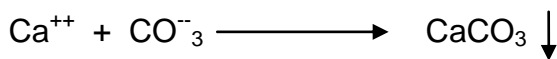
- ◆ Es la incrustación más común
- ◆ El principal factor para que precipite es la caída de presión debajo del punto de saturación de  $\text{CO}_2$
- ◆ También el factor temperatura
- ◆ Puede contener arriba del 20% de Fe o Mg

Cuando es analizada una muestra de incrustación de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) es común encontrar Fe y Mg como impureza con concentraciones que van de:

20-25% en compuestos de  $\text{FeCO}_3$  ó  $\text{Fe/MgCO}_3$

El origen del hierro proviene de la corrosión de la tubería o de la salmuera y el origen del Mg proviene únicamente de la salmuera.

La incrustación de carbonato de calcio se puede formar por la combinación del ión calcio con el ión carbonato y/o bicarbonato y se puede expresar por cualquiera de las siguientes ecuaciones:



Esto se debe generalmente a caídas de presión en el yacimiento, en el pozo, en estranguladores y separadores, que permiten la liberación del bióxido de carbono, promoviendo así el desequilibrio con un aumento del pH y produciendo carbonato de calcio, como se observa en el lado derecho de la reacción anterior.

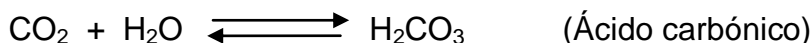
### 2.7.1 Factores que alteran la solubilidad del carbonato de calcio

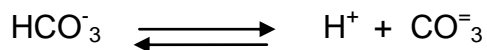
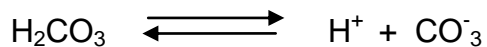
Existen distintos factores que alteran la solubilidad del carbonato de calcio. Algunos tienen mayor efecto que otros, pero en conjunto determinan un valor de solubilidad.

Dichos factores son la presión, la temperatura, la concentración de sales disueltas, el contenido de bióxido de carbono y el potencial de hidrógeno (pH).

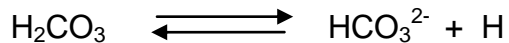
#### 1. Bióxido de carbono

La presencia de bióxido de carbono disuelto ( $\text{CO}_2$ ), aumenta la solubilidad del carbonato de calcio en agua. Cuando el bióxido de carbono se disuelve en agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo a las siguientes series de ecuaciones:





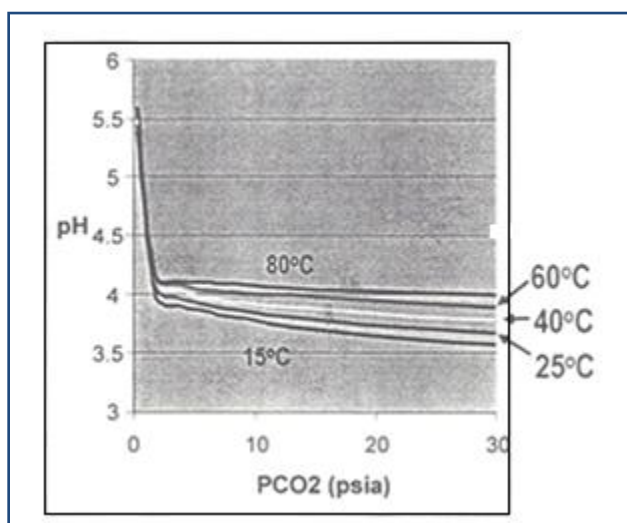
Junto con otros ácidos, la reacción ácido-base ocurre así:



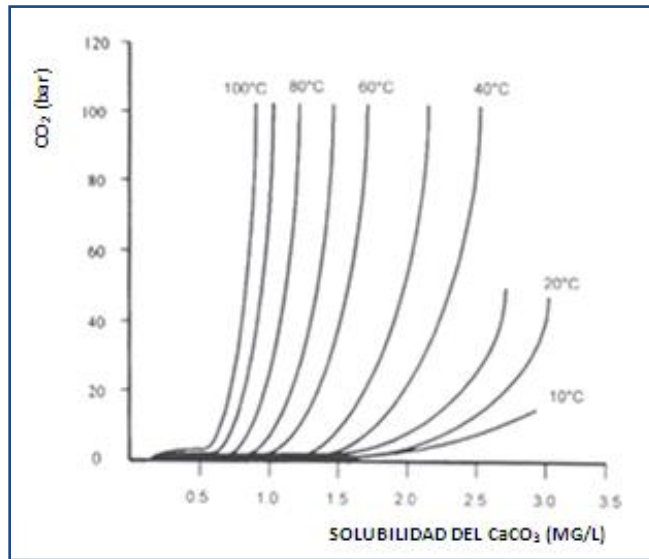
A medida que la concentración de bióxido de carbono en solución aumenta, la reacción se mueve hacia la izquierda, lo cual resulta en una mejor precipitación de carbonato de calcio.

La cantidad de bióxido de carbono que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial de  $\text{CO}_2$  gaseoso en el agua. Siendo la presión parcial de  $\text{CO}_2$  igual a la fracción molar de  $\text{CO}_2$  por la presión total del sistema en un punto dado.

Así, si la presión del sistema o el porcentaje de  $\text{CO}_2$  en el gas aumentaran, el  $\text{CO}_2$  disuelto en el agua también aumentaría.



**FIGURA 2.5.** Efecto de la presión del bióxido de carbono sobre el (pH) de la salmuera.



**FIGURA 2.6.** Efecto de la presión del bióxido de carbono sobre la solubilidad del carbonato de calcio

## 2. Presión

La solubilidad del carbonato de calcio en un sistema de dos fases se incrementa con el aumento de la presión por las razones que se indican a continuación:

- ◆ El incremento de la presión total aumenta la presión parcial del dióxido de carbono e incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua.
- ◆ El incremento de la presión hace que la solubilidad aumente debido a consideraciones termodinámicas.
- ◆ La caída de presión es una de las causas principales de depositación de incrustaciones en los sistemas de producción. Disminuye la solubilidad del carbonato de calcio debido a las pérdidas de dióxido de carbono y al efecto de la disminución de presión.

Como se mencionó anteriormente, cualquier caída de presión en el sistema puede provocar la precipitación y depositación de carbonato de calcio.

Tales caídas de presión ocurren, de manera brusca, en la vecindad del pozo, en los disparos, en la tubería de producción, en estranguladores, válvulas, orificios pequeños, causando además turbulencia que puede ayudar a iniciar la depositación de las incrustaciones.

Es muy común en pozos de aceite en algunos campos de México encontrar taponamientos y obstrucciones en las bajantes. Las principales causas de este problema son que los fluidos producidos provienen de rocas carbonatadas



naturalmente fracturadas y que en su camino hacia el separador se libera gran cantidad de bióxido de carbono en solución, permitiéndose la formación y depositación del carbonato de calcio.

El agua producida desde la formación productora hasta el pozo, desde el pozo hasta la superficie y de ahí hasta separación, pasa por una continua reducción de presión, a medida que esta se reduce, se liberan los gases disueltos.

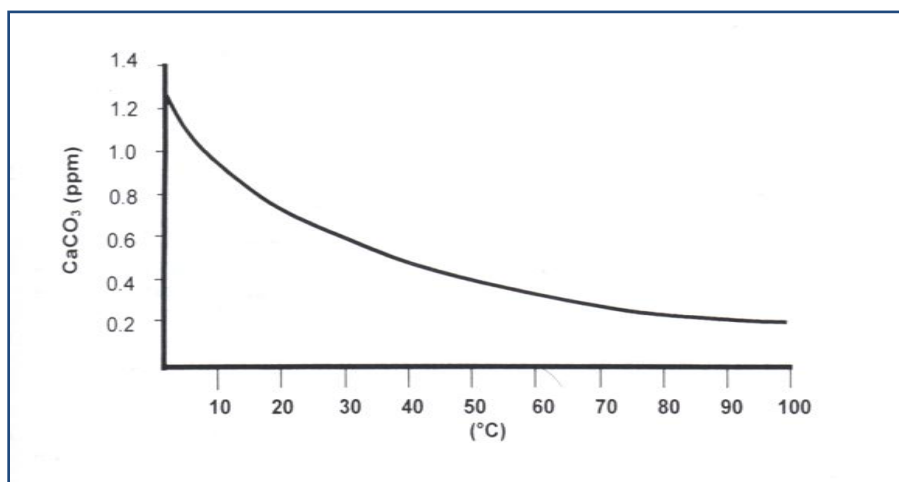
La liberación de  $\text{CO}_2$  altera el equilibrio bicarbonato-carbonato, aumentando la tendencia a formar un depósito de carbonato de calcio duro, adherente, que restringe el flujo.

### 3. Temperatura

Contrario a la mayoría de compuestos el carbonato de calcio se vuelve menos soluble con el incremento de la temperatura.

La temperatura es inversamente proporcional a la solubilidad del carbonato de calcio, ya que esta llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta. Mientras el agua presente una mayor temperatura, será más fácil que se forme incrustación de carbonato de calcio.

De aquí que el agua que no es incrustante en superficie, puede llegar a formar incrustaciones en un pozo de inyección, si es que la temperatura es lo suficientemente alta en el fondo del pozo. Esta es la razón también de que generalmente se encuentre carbonato de calcio en los tubos expuestos al fuego del equipo de calentamiento, en los tratadores termoquímicos, en los calentadores del equipo de deshidratación y desalado de crudo, en los intercambiadores de calor, etc.





**FIGURA 2.7.** Efecto de la temperatura sobre la solubilidad del carbonato de calcio para una presión de CO<sub>2</sub> de 0.987 atm.

#### **4. Contenido de sales**

La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales en el agua aumenta. Por ejemplo, al agregar 200 000 ppm de cloruro de sodio al agua destilada, se aumenta la solubilidad del carbonato de calcio de 100 a 250 ppm.

En realidad, mientras mayor sea la cantidad de sólidos disueltos (sin contar los iones calcio o carbonato), mayor será la solubilidad del carbonato de calcio en el agua pero la tendencia incrustante será mayor para valores de concentración total de sales arriba de 200 000 ppm. La presencia de sales en la solución que no contienen un ión común, aumentan la fuerza iónica de la solución. Esta fuerza ejerce un efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio.

#### **5. Potencial de Hidrógeno (pH)**

La producción de H<sup>+</sup> es una medida del potencial de hidronio (pH) y este puede ser un indicativo de la tendencia incrustante de las aguas de los campos petroleros.

La cantidad de bióxido de carbono presente en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, no importa qué causa la acidez o alcalinidad del agua.

Mientras menos sea el pH, será menos probable que ocurra la precipitación del carbonato de calcio. Contrariamente, mientras mayor sea el pH, será más probable que ocurra la precipitación.

#### **2.7.2 Mecanismos de formación del carbonato de calcio**

A continuación se explica el proceso básico de formación del carbonato de calcio.

Sea un yacimiento de aceite, gas y agua a condiciones de presión por arriba del punto de saturación.

1. Antes de producir el yacimiento de aceite, coexisten ciertos fluidos (aceite y agua o salmuera) en el yacimiento bajo ciertas condiciones termodinámicas



dadas. Teóricamente, el equilibrio termodinámico podría determinarse conociendo dos de las tres variables termodinámicas básicas:

- a) Temperatura
- b) Presión
- c) Volumen

2. El  $\text{CO}_2$  y los iones  $\text{Ca}^{++}$  disueltos en la fase acuosa (salmuera) son los principales factores que causan las precipitaciones de  $\text{CaCO}_3$ . Bajo condiciones estáticas del yacimiento se puede suponer que el sistema de fluidos está en equilibrio termodinámico. Esto significa que la cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto en las fases de aceite y salmueras es fija. La distribución de  $\text{CO}_2$  disuelto y la concentración de  $\text{Ca}^{++}$  también son fijas. Si la roca del yacimiento contiene  $\text{CaCO}_3$ .
3. A ciertas condiciones termodinámicas estáticas del yacimiento,  $P$ ,  $V$ , y  $T$  son fijas. Esto significa que está establecido el equilibrio termodinámico y, en principio, no se puede disolver o precipitar  $\text{CaCO}_3$  sólido.
4. Al iniciar cualquier flujo de fluidos en el yacimiento, se inducirán ciertos cambios de presión y posiblemente de temperatura. Así, el equilibrio termodinámico se altera y consecuentemente comienzan numerosas reacciones químicas y ocurren cambios fisicoquímicos. Los efectos de presión y temperatura son de particular interés en la solubilidad de ciertas especies químicas que están disueltas en las fases de aceite y salmuera. Estos cambios determinarán la formación de iones carbonato y otras condiciones termodinámicas dentro de la fase de salmuera que puede conducir a la subsecuente precipitación de  $\text{CaCO}_3$ .
5. Si bien la reducción inducida de la presión del yacimiento no es suficiente para la separación de gases de las fases líquidas, estas caídas de presión pueden ya conducir a una precipitación de  $\text{CaCO}_3$  a partir de la fase acuosa. Suponiendo que la fase acuosa contiene cantidades suficientes de iones calcio y algunos iones carbonato, antes de la liberación de gases, el producto de solubilidad de  $\text{CaCO}_3$  (o saturación) puede ser excedido debido a esos cambios de presión. Esta cantidad de incrustación de  $\text{CaCO}_3$  generalmente es muy pequeña debido a que la concentración del ión  $\text{CO}_3^-$  en la fase acuosa antes de la liberación de gases de las dos fases líquidas es muy baja.



Muchas salmueras a condiciones de yacimiento muestran un valor bajo de pH y por lo tanto contienen concentraciones tan bajas de iones  $\text{CO}_3^-$  que puede no ocurrir precipitación de  $\text{CaCO}_3$ .

La mayoría de incrustaciones de carbonato de calcio comienzan cuando se forma una fase de gas debido al abatimiento de la presión del yacimiento.

6. La liberación de gas a partir de las dos fases (aceite y salmuera), es decir, tan pronto como se alcanza la presión de burbujeo en el sistema original, induce cambios termodinámicos drásticos en los procesos de producción dando lugar a numerosos efectos sobre la formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ .
  - a) Antes de la liberación de gas, el contenido total de  $\text{CO}_2$  en los fluidos del yacimiento, está distribuido en una cierta relación entre las fases acuosas y de aceite.
  - b) A medida que comienza la liberación de gas por la explotación del yacimiento, el  $\text{CO}_2$  se distribuye en las tres fases. Esta nueva distribución de  $\text{CO}_2$  cambiará no solo la cantidad total de  $\text{CO}_2$  disuelto sino también la relación de  $\text{CO}_2$  en las fases tanto de aceite como de agua. La cantidad de  $\text{CO}_2$  total en ambas fases y la relación  $\text{CO}_2$  de la fase de aceite con respecto a la fase acuosa cambiará constante y continuamente con el proceso de liberación de gas debido a las caídas de presión en el yacimiento.
  
7. La liberación de gas  $\text{CO}_2$  de la fase acuosa y su agotamiento asociado, llegan a ser un factor principal en la formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  durante todo el proceso de producción dentro y fuera del yacimiento.
  - a) Al liberar el  $\text{CO}_2$  y algunos otros gases aumentará el pH, este aumento es función de la liberación de  $\text{CO}_2$  y depende principalmente de la composición química de la salmuera.
  - b) El aumento del pH y el incremento asociado de las concentraciones del ión  $\text{CO}_3^-$  en la fase de salmuera remanente durante el proceso de producción, tiene un fuerte efecto en la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

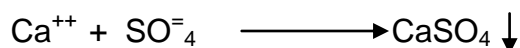
Durante el proceso de explotación del yacimiento, pueden tener lugar numerosas reacciones físicas y químicas, conduciendo hacia una situación compleja en cuanto al tratamiento matemático preciso de la precipitación de  $\text{CaCO}_3$ , aunque



los mecanismos generales de la formación de incrustación de  $\text{CaCO}_3$  puedan ser muy simples.

## 2.8 Sulfato de Calcio

La precipitación del sulfato de calcio en agua resulta de la reacción:



La mayoría de los depósitos de sulfato de calcio son yeso, los cuales se forman en las aguas de formación a temperaturas menores que 176°F (80°C), según Oddo-Thomson.

Entre 176°F (80°C) y 250°F (121°C), cualquiera de los tres tipos de sulfato de calcio pueden formarse (yeso, anhidrita, hemi-hidrato). El pH no presenta casi ningún problema en la solubilidad del sulfato de calcio.

- ◆ Yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )
- ◆ Anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ )
- ◆ Hemi-hidrato ( $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ )

El incremento de la presión aumenta la solubilidad de todas las formas de sulfato de calcio debido a las consideraciones termodinámicas. La caída de presión es una de las principales causas de depositación de las incrustaciones de sulfato de calcio en los sistemas de reinyección.

### 2.8.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de calcio

Algunos de los factores que alteran la solubilidad del carbonato de calcio también afectan al sulfato de calcio. La solubilidad del sulfato de calcio se ve afectada por la temperatura, las sales disueltas y la presión.

#### 1. Presión

La solubilidad del sulfato de calcio en el agua aumenta con la presión. Este efecto de la presión es físico ya que al aumentar la presión disminuye el tamaño de la molécula del sulfato de calcio.

Aunque de hecho se requieren grandes aumentos de presión para lograr un cambio significativo en el tamaño molecular. Sin embargo, el efecto de la presión puede ser importante y benéfico en pozos inyectores donde se desarrollan altas presiones de inyección.

Las caídas de presión pueden ser una causa mayor de incrustación del sulfato de calcio en pozos productores. Las caídas de presión pueden formar incrustación en la cara de la formación productora o en los disparos, así como en la tubería de producción y en el equipo superficial.

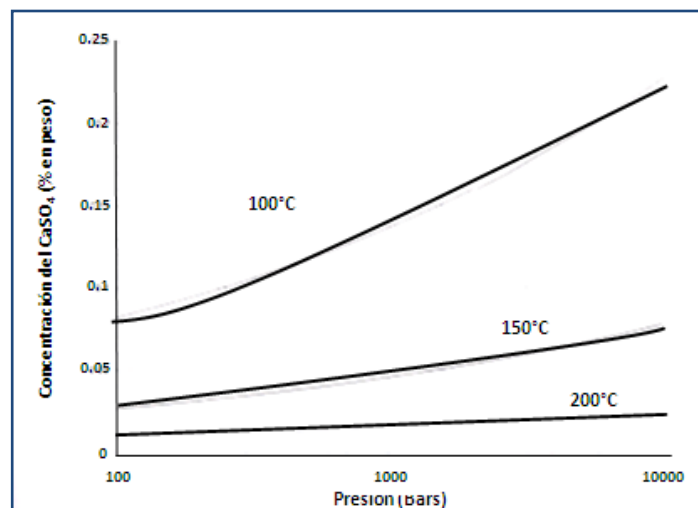
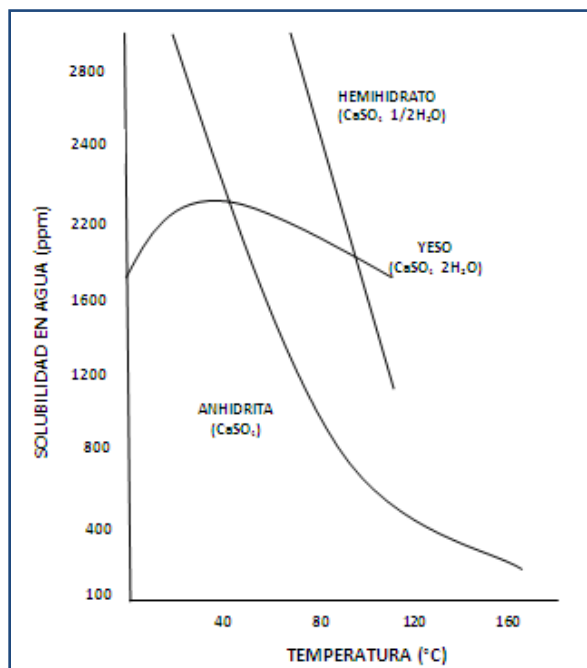


FIGURA 2.10. Efecto de la presión sobre la solubilidad del sulfato de calcio

## 2. Temperatura

La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta 40°C, luego disminuye como lo muestra la figura 2.11. Sin embargo, el máximo en la curva del yeso nos dice que un aumento en la temperatura podría variar la solubilidad del sulfato de calcio, dependiendo en que curva de solubilidad se encuentre.

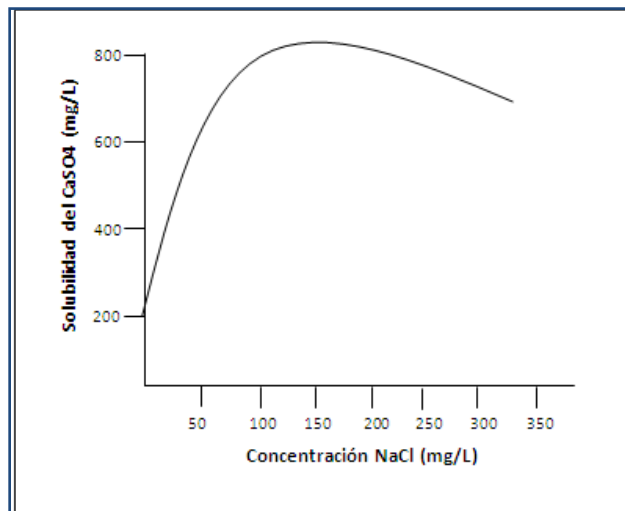
Aunque las curvas de solubilidad de esas formas cristalinas de sulfato de calcio contra temperatura muestran que arriba de 40°C la anhidrita es la forma termodinámicamente estable, se sabe por experiencia que el yeso es la forma más probable de precipitar arriba de los 100°C. Arriba de esta temperatura, el hemihidrato llega a ser menos soluble que el yeso y será la forma precipitada. Este puede deshidratarse para dejar una incrustación de anhidrita, de tal manera que para propósitos de límites de solubilidad, podemos encontrar yeso a temperaturas debajo de 100°C y hemihidrato arriba de esta temperatura. En intercambiadores de calor o sistema con agitación, la anhidrita puede aparecer a temperaturas menores.



**FIGURA 2.11.** Efecto de la temperatura sobre la solubilidad del sulfato de calcio

### 3. Contenido de sales

El efecto de las sales disueltas sobre la solubilidad del sulfato de calcio es en mucho parecida a la del carbonato de calcio. La solubilidad del yeso aumenta considerablemente a medida que aumenta la salinidad; esto es válido para un contenido de sales de hasta 125 000 mg/L. a medida que la salinidad continua ascendiendo por encima de ese valor, la solubilidad disminuye, pero mientras mayor sea la presión, menor será la diferencia de solubilidad del sulfato de calcio en salmuera y agua destilada. Esto deja ver una presión crítica a la cual la solubilidad del sulfato de calcio a una salinidad dada es igual a la solubilidad en agua destilada. Esta presión crítica disminuye al aumentar la salinidad.



**FIGURA 2.12.** Efecto de la concentración de NaCl sobre la solubilidad del yeso

### 2.8.2 Mecanismos de formación del sulfato de calcio

La formación significativa de incrustación podría ocurrir realmente sin la concurrente precipitación significativa en el fluido del pozo. El crecimiento de las partículas suspendidas en el fluido no necesariamente causará incrustación, ya que estas pueden llegar a ser lavadas o arrastradas por la producción de los fluidos del pozo.

Este crecimiento de las partículas suspendidas en el agua sugiere que el desarrollo de los lugares de nucleación en las superficies de la tubería de producción es más crítico. Esto no excluye la posibilidad de que el material de sulfato cristalino submicroscópico se pueda desarrollar primero en el fluido del pozo a partir de nucleación.

Al hacer contacto con la tubería, estos materiales cristalinos submicroscópicos pueden ser atrapados o adheridos a la superficie del tubo. Esto ayudaría a desarrollar los lugares de nucleación sobre la superficie de la tubería para un subsecuente crecimiento de los cristales permitiendo la formación de las incrustaciones.

Estos sitios de nucleación inducen el crecimiento de incrustaciones primarias, lo cual apoya la formación de incrustaciones secundarias. Si el desarrollo de núcleos sobre las superficies de la tubería es el paso más crítico del proceso de incrustación, entonces las características del metal de las superficies tienen efectos importantes sobre la formación de esas incrustaciones en sí.



Por otro lado, el grado de mojabilidad (por agua) es muy importante en la formación del núcleo y su subsecuente adhesión a las superficies de la tubería.

Adicionalmente, la dinámica de los fluidos del pozo es importante en la determinación del perfil de incrustaciones. La incrustación ocurre preferentemente en áreas con un grado mayor de turbulencia. El flujo turbulento provoca mayor contacto entre el agua producida y las superficies de la tubería que el flujo laminar. La nucleación se ve favorecida cuando se tienen condiciones de flujo en estancamiento, como en el caso de la parte inferior de la tubería de producción.

La turbulencia es alta en el intervalo disparado. La adhesión de núcleos en una tubería plástica digamos, es más difícil debido a la poca mojabilidad del material. Consecuentemente, en pozos donde se sospeche o se tenga presente el problema de formación de incrustaciones de sulfato de calcio, se recomienda utilizar un tramo de tubería (el más inferior) recubierto internamente con plástico y con extremos biselados, para minimizar este problema.

El sulfato de calcio se puede presentar en la formación, en la vecindad del pozo debido a varias razones. El agua producida del pozo tiene capacidad limitada para contener disuelta cierta cantidad de sulfato de calcio en el líquido bajo ciertas condiciones físicas específicas. Como ya se vio anteriormente, una disminución en la temperatura puede subir o bajar la solubilidad dependiendo de la temperatura original. Una disminución en la concentración de otras sales disueltas, varía la solubilidad del sulfato de calcio, dependiendo de la concentración original de sales. Una disminución de la presión sólo bajará la solubilidad del sulfato de calcio.

En el intervalo productor, la temperatura y las concentraciones de sales casi siempre permanecen estables, mientras que las caídas de presión pueden ser muy grandes. Esto tiene un gran impacto en la formación de incrustaciones de sulfato de calcio. La excepción al impacto de la caída de presión es cuando se mezclan dos o más aguas incompatibles, resultado esto en una sobresaturación y precipitación del exceso insoluble de sales.

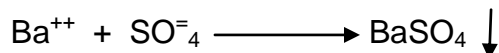
La determinación de si un pozo tiene problemas de precipitación de sulfato de calcio, es el primer paso en el proceso de remoción. Hay varios factores que influyen esta determinación. Cuando un pozo declina repentinamente su producción es posible que la precipitación y formación de incrustación tenga lugar, aunque también el desgaste mecánico del equipo de bombeo de sistemas artificiales de producción (si se tiene) causará que la producción decline repentinamente. Otras veces la incrustación se nota en las partes interior y exterior del aparejo de producción de fondo antes que decline la producción. Esta



incrustación puede aún causar que la tubería de producción se llegue a pegar en el pozo.

## 2.9 Sulfato de bario

El sulfato de bario es la incrustación menos soluble y se obtiene mediante la reacción:



La extrema insolubilidad del sulfato de bario hace poco probable que la incrustación ocurra aún si los iones  $\text{Ba}^{++}$  y  $\text{SO}_4^-$  están presentes. La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura hasta cuando se alcanzan los 212 °F, pero muy lentamente, lo que conlleva a que el sulfato de bario sea insoluble aún cuando se tienen altas temperaturas, pero tienen un aumento importante en la solubilidad con la presencia de sales diferentes, tal como el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y el cloruro de sodio. Sin embargo, las caídas de presión son la principal causa de los depósitos de incrustación de sulfato de bario en los sistemas de reinyección. El pH no presenta efecto sobre la solubilidad del sulfato de bario.

### 2.9.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de bario

La solubilidad del sulfato de bario depende de la temperatura, la presión y el contenido de sales presentes en la salmuera; aunque esta solubilidad está limitada casi por cualquier condición.

#### 1. Presión

Al aumentar la presión aumenta la solubilidad del sulfato de bario. Desafortunadamente no se tienen datos acerca de la solubilidad del sulfato de bario en salmueras para presiones elevadas.

El efecto de la presión sobre la solubilidad del sulfato de bario, se puede estimar, según O.J Vetter, mediante la expresión:

$$\ln \frac{(\text{BaSO}_4)_{1 \text{ atm}}}{(\text{BaSO}_4)_p \text{ atm}} = \frac{\Delta p^* \Delta v}{2RT}$$



Donde

$(BaSO_4)_{1 atm}$  = concentración de Ba y  $SO_4$  al punto de saturación de sulfato de bario a 1 atm de presión.

$(BaSO_4)_p atm$  = concentración de Ba y  $SO_4$  al punto de saturación de sulfato de bario a p atm de presión.

$\Delta P$  = diferencia de presión = (P-1) atm

$\Delta V$  = disminución de volumen en ml/mol de  $BaSO_4$  al disolver 1 mol de sulfato de bario en un volumen de solvente dado.

$R$  = constante universal de los gases (=82.05 ml\*atm/mol°K)

$T$  = temperatura absoluta del sistema, °K.

Los valores de  $(BaSO_4)_p atm$  obtenidos con esta expresión nos darán el indicativo para determinar si precipitará o no el sulfato de bario. Los valores de V se pueden obtener en el laboratorio por determinaciones de los volúmenes inicial y final de un solvente (agua o salmuera) antes y después de disolver un mol de sulfato de bario.

## 2. Temperatura

La solubilidad del sulfato de bario aumenta con la temperatura. En agua destilada aumenta desde 2.3 mg/l a 25°C. Este aumento es bastante sustancial en porcentaje, sin embargo el sulfato de bario es muy insoluble aún a esta alta temperatura.

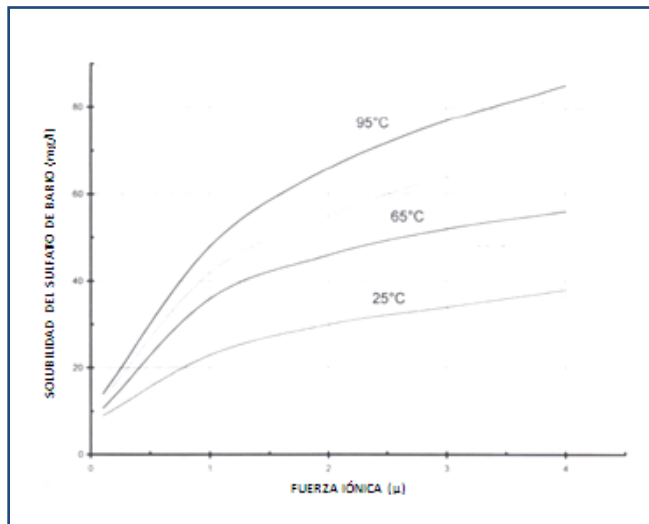
Debido al aumento de la solubilidad del sulfato de bario con la temperatura, generalmente no habrá problemas de incrustación en pozos inyectoros si es que a condiciones de superficie el agua a inyectar no es incrustante con respecto al  $BaSO_4$ .

De hecho, el problema es más común en pozos productores de aceite y gas con agua y es más crítico en pozos de gas a alta temperatura, como es el caso de los pozos de las áreas de ciudad Pemex y Reynosa.

## 3. Contenido de sales

La solubilidad del sulfato de bario en el agua aumenta con la presencia de otras sales disueltas, al igual que en el caso del sulfato de calcio y el carbonato de

calcio. La adición de 100,000 ppm de cloruro de sodio en agua destilada aumenta la solubilidad del sulfato de bario desde 2.3 mg/L hasta 3.0 mg/L a 25°C. Manteniendo los 100,000 mg/L de NaCl y aumentando la temperatura hasta 95 °C, aumenta la solubilidad del sulfato de bario hasta cerca de 65 mg/L.



**FIGURA 2.13.** Efecto de la temperatura y la concentración de NaCl sobre la solubilidad del sulfato de bario

### 2.9.2 Mecanismos de formación del sulfato de bario

La mayoría del agua muestreada en la superficie, sobre todo en pozos de alta temperatura, y algunos pozos de gas y condensado, no entra al pozo en forma líquida, sino en forma de vapor, esto es, no contiene iones de bario o sulfato, y se condensa al entrar al pozo. Sin embargo, una parte de la salmuera líquida de la formación con su contenido de sulfato de bario entra al pozo y puede formar incrustaciones en las partes inferiores del pozo antes de disolverse con el agua condensada, creando así condiciones favorables para la formación de sulfato de bario en las partes inferiores del pozo y no favorables para la precipitación en las partes superiores del pozo.

Esta teoría se ve apoyada por tres hechos

- A. Los pozos producen poca agua en las primeras etapas de su vida y luego grandes cantidades en sus etapas posteriores.
- B. Los análisis de agua muestran un aumento gradual de la salinidad sobre un periodo de tiempo (algunas veces años).
- C. Se forma poca incrustación en las primeras etapas de la vida de los pozos. Los mismos pozos a veces se incrustan rápidamente en las etapas posteriores.



- ◆ Por otro lado, la cinética de la cristalización y disolución de los cristales de sulfato de bario que actúan como “semillas” fueron investigados por G.H. Nancollas.
- ◆ Según este investigador, el crecimiento de los cristales está caracterizado por una “semilla” inicial causado por nucleación secundaria, seguida por una rapidez de cambio que es proporcional al cuadrado de la sobresaturación,  $(m-m_0)^2$ ; donde  $m$  es la concentración molar del electrolito en solución (en este caso sulfato de bario) y  $m_0$  es el valor de equilibrio o solubilidad.

El desarrollo de depósitos incrustantes, según Nancollas, puede tener lugar a través de:

1. El transporte (dentro de la fase en solución) de mallas de iones incrustantes sobre la superficie del cristal ofrece lugares propicios para la nucleación.
2. En la superficie del cristal, los iones o grupos de iones pueden llegar a adherirse a la cara por adsorción o quimisorción (la adsorción es la tendencia del soluto a acumularse en una superficie).
3. Estos iones sufren una difusión bidimensional hacia los sitios de crecimiento potencialmente activos.
4. La adhesión en los sitios de crecimiento con subsecuente deshidratación, completa el proceso de incorporación dentro de la malla del cristal. La deshidratación, total o parcial, también se puede dar en cualquiera de las superficies aledañas.
5. El proceso opuesto de disolución.

Las reacciones cinéticas observadas del crecimiento de los cristales refleja el lento proceso en el modelo anterior. Si el equilibrio en la cara del cristal es suficientemente rápido, el crecimiento del cristal queda controlado por el paso 1; la difusión del volumen de material arriba de la superficie y la rapidez del crecimiento del cristal se esperaría que fuera proporcional a la sobresaturación. De aquí que la cristalización no es simplemente una reacción de difusión del volumen con una rapidez cuya variación es lineal con respecto a la sobresaturación.

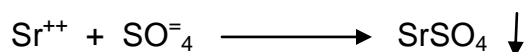
En todos estos casos, la rapidez de cristalización es proporcional al cuadrado de la sobresaturación y depende de la dinámica de los fluidos del sistema.



Para condiciones de baja sobresaturación este resultado es consistente con el fenómeno de adsorción. Para grandes flujos, el proceso de difusión llega a ser más importante y la rapidez de crecimiento será proporcional a  $(m-m_0)$ , con una dependencia correspondiente al grado de turbulencia dentro del sistema.

## 2.10 Sulfato de estroncio

El comportamiento de la solubilidad del sulfato de estroncio es muy similar a la del sulfato de bario; excepto que el  $\text{SrSO}_4$  es más soluble que el  $\text{BaSO}_4$ . La precipitación del sulfato de estroncio se expresa por la reacción.



Cabe mencionar que la principal causa de la formación del sulfato de estroncio, al igual que en los casos de sulfato de calcio y sulfato de bario, es la mezcla de aguas incompatibles.

Tales pueden ser los pozos en lo que se tenga producción de agua de dos o más intervalos, o bien, la mezcla de agua de inyección con agua de formación.

### 2.10.1 Factores que alteran la solubilidad del sulfato de estroncio

Existen diversos factores que alteran de alguna manera la solubilidad del sulfato de estroncio. Entre ellos están las sales disueltas, la temperatura, el efecto de ión común y la presión.

Existen factores que afectan la precipitación del sulfato de estroncio, aunque no sea precisamente la solubilidad. Esto quiere decir, que existen condiciones dinámicas para las cuales hay ciertos factores que afectan la formación de cristales de sulfato de estroncio. Tales factores son: la agitación, la sobresaturación, la forma y hábito de los cristales, la temperatura y el tiempo de contacto, como se verá en la descripción del mecanismo de formación del sulfato de estroncio.

#### 1. Presión

Generalmente, la solubilidad de los sulfatos aumenta con la presión. Este efecto resulta de la reducción del tamaño de la molécula de sulfato. Jacques y Bourland observaron que el efecto de la presión sobre la solubilidad del sulfato de estroncio es despreciable.



## 2. Temperatura

La solubilidad del sulfato de estroncio aumenta con la temperatura hasta 40°C y a partir de ahí, al aumentar la temperatura, disminuye la solubilidad. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 114 mg/L en agua para una temperatura de 25°C.

## 3. Contenido de sales

La solubilidad de los sulfatos aumenta con la elevación de la concentración de sales disueltas.

Cuando una agua saturada de iones  $\text{Sr}^{++}$  y  $\text{SO}_4^-$  se mezclan con otra que contenga una concentración mayor de ión común ( $\text{Sr}^{++}$  y  $\text{SO}_4^-$ ), la solubilidad del sulfato de estroncio disminuye, teniéndose precipitación. Esto puede ocurrir cuando las aguas de formación y de inyección se mezclan.

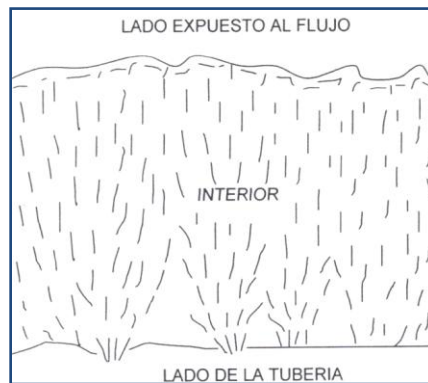
### 2.10.2 Mecanismos de formación del sulfato de estroncio

Para un mejor entendimiento de cómo se lleva a cabo el proceso de formación del sulfato de estroncio como depósito incrustante, J. Shen y C.C. Crosby tomaron muestras de este depósito incrustante y las observaron en un microscopio electrónico.

Una de las muestras tomadas por estos autores consistió de una lámina de aproximadamente 0.02 µg de espesor la cual observaron en una ampliación de 27 000x.

Ellos observaron que la sección transversal tenía forma de abanico en un patrón dendrítico que indicaba el crecimiento de cristal; el cual es fácilmente trazado por varias raíces comunes, como lo muestra el diagrama esquemático de la figura 2.14.

Las raíces describen probablemente los sitios de nucleación desarrollados sobre la superficie del metal de la tubería. Esto es análogo al fenómeno pitting de la corrosión, pero en sentido inverso.



**FIGURA 2.14.** Diagrama esquemático de la formación de una incrustación de sulfato de estroncio sobre una superficie metálica expuesta al flujo de fluidos incrustantes.

Estos sitios de nucleación sobre las superficies de la tubería apoyan el crecimiento de incrustaciones primarias, las cuales a su vez promueven la formación posterior de incrustaciones secundarias. Así, la nucleación sobre las superficies de la tubería, desarrollada ya sea heterogéneamente o por entrapamiento del núcleo por el fluido del pozo, debería ser la etapa más crítica en el mecanismo de la incrustación. La nucleación de partículas en el seno de los fluidos no es tan significativa en la formación de la incrustación, dado que son arrastradas por el flujo en su camino hacia la superficie. Pero las partículas nucleadas que llegan a ser atrapadas o adheridas a las superficies de la tubería, esas si son importantes en la formación del depósito incrustante, ya que actúan como núcleos o semillas a partir de las cuales se forma ese depósito incrustante.

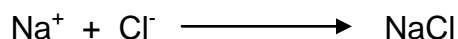
Adicionalmente, Shen y Crosby observaron una cantidad relativamente alta de hierro en las capas cercanas a la superficie de la tubería, en el depósito incrustante del sulfato de estroncio. Esto indica que se pudo tener una nucleación heterogénea con los compuestos de hierro y de sulfato de estroncio al inhibidor de la nucleación primaria.

## 2.11 Cloruro de sodio

El cloruro de sodio encontrado como material de obstrucción en pozos productores de aceite y gas con agua, puede formarse por varias razones.

Se forma por el exceso en la concentración de iones sodio y cloruro con respecto a los valores de saturación, para un cierto valor de temperatura.

La forma general de la formación de cloruro de sodio se expresa por la reacción:





### **2.11.1 Factores que alteran la solubilidad del cloruro de sodio**

Sin duda, el cloruro de sodio es una de las sales más solubles que existen, cuyos valores de solubilidad se acercan a los 350 000 mg/L en agua destilada a temperatura de 100°C.

Los factores que gobiernan la solubilidad y/o precipitación del cloruro de sodio son: la temperatura, la sobresaturación y la evaporación. Estos dos últimos pueden ser uno función del otro, es decir, por evaporación puede existir sobresaturación.

La presión afecta sólo ligeramente la solubilidad del cloruro de sodio en agua, por lo que sólo se considera su efecto en conjunto con los cambios bruscos de temperatura.

### **2.11.2 Mecanismos de formación del cloruro de sodio**

Podemos vislumbrar tres casos en los cuales se pueden presentar problemas de obstrucción por cloruro de sodio.

1. Pozos productores de gas o de alta Relación Gas-Aceite
2. Pozos productores de aceite con altas Relaciones Agua-Aceite
3. Pozos productores de aceite y/o gas de alta temperatura

En el primer caso, el cloruro de sodio puede precipitar debido a la evaporación de los volúmenes relativamente pequeños del agua congénita. Digamos que los fluidos confinados en el yacimiento se encuentran a un cierto valor de presión y temperatura, en el punto donde se sienten los efectos de frontera externa. Posteriormente, por efecto de la producción de esos fluidos (gas y algo de agua y aceite), se alteran las condiciones originales de equilibrio termodinámico. Estos cambios son más pronunciados y drásticos en la vecindad del pozo, en los disparos y en el extremo inferior de la tubería de producción, que es donde se tiene flujo de gas (con su aceite y agua salada) a alta velocidad. Debido al fenómeno de condensación retrógrada, las sales presentes pueden adquirir mayor volumen de líquido para disolverse. Sin embargo, puede presentarse la reevaporación de los fluidos condensados y disminuir el volumen de solvente, con lo cual habrá una sobresaturación y precipitación de las sales presentes en los fluidos.



En el caso de los pozos productores de aceite con altas relaciones agua-aceite (RAA) se puede presentar precipitación de cloruro de sodio en conjunto con otras sales por efectos de la variación de las condiciones de equilibrio termodinámico e hidrodinámico en el fondo del pozo. Esto puede deberse por las fuertes caídas de presión y el exceso en la concentración de iones, sodio y cloro en las aguas de formación. Esto se acentúa en las últimas etapas de producción de los pozos, o bien, por producir agua e hidrocarburos en formaciones salinas tales como intrusiones o domos salinos. Este podría ser el caso de algunos pozos del área de la cuenca salina del istmo.

El tercer caso, es una variante de los anteriores en los que se tengan pozos en formaciones a altas temperaturas, o bien, en pozos geotérmicos con fuertes caídas de temperatura. En este caso, los fluidos producidos, sobre todo el agua, puede sufrir vaporización, propiciando la sobresaturación de las sales y su consecuente precipitación. Este podría ser el caso para algunos campos de México de algunos pozos con yacimientos de gas y condensado.

## 2.12 Compuestos de hierro

Los iones de hierro pueden estar presentes en el agua de forma natural o por producto de la corrosión. Las aguas de formación normalmente contienen pocos mg/L de hierro natural y valores altos como 100 mg/L son raros de encontrar.

Las incrustaciones de compuestos de hierro más comunes entonces son: óxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ), hidróxido de hierro ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ) y carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ). Los tres primeros se forman como productos de corrosión y el último es parte de los productos de reacción entre óxidos de hierro y carbonato de calcio generalmente formados después de tratamientos con ácidos. El sulfuro de hierro también se puede formar por la acción corrosiva de ciertas bacterias sulfatoreductoras.

La química de los compuestos de hierro es mucho más compleja que la de otros compuestos que normalmente ocurren en las formaciones petrolíferas. Este hecho se debe principalmente a la existencia de los estados de oxidación del hierro, que forman compuestos de diferentes solubilidades con los mismos iones. Esta complejidad imposibilita una predicción cuantitativa de incrustaciones.

La solubilidad del carbonato de hierro está influenciada por la concentración de  $\text{CO}_2$  y la temperatura, de la misma manera que el carbonato de calcio.



## III. PREDICCIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES

### 3.1 Introducción

La formación de incrustaciones ha sido un problema en relación con la producción de petróleo ante la producción de agua en por lo menos 100 años. Durante este tiempo y en los últimos años principalmente, varios modelos y programas han sido presentados para tratar con predicciones de incrustaciones.

Para poder hacer una aproximación eficaz del comportamiento de la depositación, es conveniente que se tomen en cuenta todos los parámetros que intervienen en el proceso de precipitación y formación de incrustaciones. Por lo que se propone un procedimiento que nos arroje datos que se apeguen a valores más aceptables en el campo. Todo esto con la intención de poder tener como estándar una metodología y sobre esta poder trabajar con la confianza de obtener resultados satisfactorios.

De acuerdo a los métodos propuestos para predecir la depositación, existe “software” que facilita el estudio de la predicción, en este capítulo se menciona el “ScaleChem 4.0” siendo éste el de mayor utilidad en la industria, se comenta ampliamente sus principales características, así como sus beneficios. Se realizaron corridas con el software ScaleChem el cual presenta las mejores condiciones técnicas y de vanguardia, para esto nos apoyamos con casos de pozos como ejemplos para verificar su eficacia.

### 3.2 Metodologías para predecir la depositación de incrustaciones

Las teorías existentes de la tendencia a precipitar varios tipos de incrustaciones son muy útiles en la predicción de la formación de esas incrustaciones, obteniendo con ellas diferentes métodos para la predicción de estos depósitos, como los que a continuación se mencionan.

#### 3.2.1 Cálculos manuales

##### 3.2.1.1 Índice de saturación de Langelier

Langelier desarrolló en 1939 un método para predecir la tendencia incrustante, con la limitante en su aplicación de evaluar salmueras de baja salinidad en un rango no mayor a 4000 ppm y con un rango de pH de 6.5 a 9.5.



El método consiste en tomar una muestra representativa del agua en cuestión y determinar su pH y el contenido de calcio y alcalinidad total.

El Índice de Saturación se calcula con la siguiente ecuación:

$$SI = pH - pHs = (pk'_2 - pk'_{sp} + pCa + pAlk)$$

Donde:

pH = pH del agua en cuestión

pHs = pH del agua saturada con carbonato de calcio

pCa = logaritmo negativo de la concentración del ión calcio en moles/litro

pAlk = logaritmo negativo de la alcalinidad total expresada en equivalentes/litro

pk'\_2 = segunda constante de equilibrio del ácido carbónico

pk'\_{sp} = constante del producto de solubilidad del carbonato de calcio

El criterio utilizado para evaluar el SI es el siguiente: un valor positivo del índice de saturación indica que el agua está sobresaturada y precipitará carbonato de calcio; un valor negativo indica que el agua puede disolver más carbonato de calcio, o bien, que es corrosiva.

Como ya se mencionó, el método de Langelier para predecir la tendencia incrustante de un agua o una salmuera está limitado en su aplicación para valores de salinidad no mayores de 4000 ppm. Sin embargo, los valores reportados en el campo son en muchas veces mayores a este valor. Stiff y Davis extendieron el método de Langelier mediante la aplicación de la ecuación a aguas con alto contenido de sales.

### 3.2.1.2 Índice de saturación de Stiff y Davis

Stiff y Davis en 1952 derivaron experimentalmente, a diferentes concentraciones y temperaturas, el valor del término k de la ecuación de Langelier, o sea el valor de la constante de solubilidad, desarrollando un Índice de Estabilidad aplicable a salmueras con salinidad de más de 4000 ppm. Este Índice de estabilidad tiene la forma:

$$SI = pH - k - pAlk - pCa$$

Donde:



SI = Índice de Estabilidad

pH = pH del agua o salmuera en cuestión

pCa = logaritmo negativo de la concentración del ión calcio en moles/litro

pAlk = logaritmo negativo de la alcalinidad total expresada en equivalentes/litro

k = constante empírica utilizada para compensar las diferentes fuerzas iónicas

Este Índice es la diferencia entre el pH real del agua y un pH calculado al cual el agua o salmuera ni precipita ni disuelve carbonato de calcio. Puesto que el Índice se calcula a partir de un análisis de agua, se recomienda que este análisis se realice inmediatamente después de que se tome la muestra fresca.

El criterio que se sigue para evaluar el resultado del Is es:

Si  $Is > 0$  la salmuera es incrustante

Si  $Is = 0$  la salmuera está estabilizada

Si  $Is < 0$  la salmuera es corrosiva

El Índice de Saturación no es cuantitativo, simplemente predice la tendencia de un agua a precipitar carbonato de calcio. Un valor negativo indica que el carbonato de calcio no debe precipitar; y mientras más negativo sea el número, menor será la oportunidad de precipitar. Un valor positivo indica que el carbonato de calcio debe precipitar; y mientras más positivo sea el número, mayor será la probabilidad de que el carbonato de calcio precipite.

Sin embargo, el Índice de Saturación de Stiff y Davis tiene algunas limitantes y desventajas. La experiencia con este índice muestra que la incrustación no puede predecirse fácilmente si el valor cae entre 0.5 y -0.5. Esto puede deberse a alguna imprecisión en la ecuación o en las determinaciones analíticas de la salmuera; pero se cree que es principalmente el resultado de cambios en el pH, alcalinidad, etc., que ocurren en las muestras entre el tiempo en que son tomadas en el campo y el tiempo en que son analizadas en un laboratorio.

Solamente se aplicará un índice de saturación a la temperatura utilizada para determinar k, así que deberán calcularse varios índices para cada muestra para cubrir el rango de temperatura a través de un sistema y deberán tomarse varias muestras a través de un sistema para determinar el efecto de los cambios de presión.



### 3.2.1.3 Índice de estabilidad de Ryznar

Ryznar propuso un método para predecir la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, para lo cual desarrolló una ecuación empírica que incluye las constantes de Langelier ( $pk_2$  y  $pk_{sp}$ ) y la fuerza iónica ( $\mu$ ). Pero tiene como limitante que no está en función de la presión, al igual que los métodos mencionados anteriormente.

El criterio de evaluación del Índice de Ryznar es el siguiente: una salmuera cuyo índice de Ryznar es menor que 6, formará incrustaciones. Para valores entre 6 y 7, significa un término medio en el que puede o no formar incrustaciones, y un índice mayor que 7 indica que es corrosiva.

### 3.2.1.4 Índice de saturación de Oddo y Tomson

Muy recientemente, John E. Oddo y Mason B. Tomson desarrollaron un método para calcular el índice de saturación,  $I_s$ , para incrustaciones de carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ), sulfato de calcio ( $CaSO_4$ ), sulfato de bario ( $BaSO_4$ ), y sulfato de estroncio ( $SrSO_4$ ), para valores altos de presión y temperatura, lo cual amplía el trabajo de Stiff y Davis, utilizando parámetros de campo comúnmente medidos como análisis iónico de aguas o salmueras, temperatura y presiones de interés, pH y contenido de bióxido de carbono.

La ecuación está dada de la siguiente forma:

1. Sistema en dos fases (gas y agua) donde el pH es desconocido.

$$I_s = \text{Log} \left[ \frac{T_{CaAlk^2}}{P_T X_{CO_2}} \right] + 5.89 + 1.549 \times 10^{-2}T - 4.26 \times 10^{-6}T^2 - 7.44 \times 10^{-5}P - 2.54\mu^{1/2} + 0.919\mu.$$

2. Para cualquier sistema (una fase o multifásico) donde el pH es conocido o puede ser calculado.

$$I_s = \text{Log}(T_{CaAlk}) + pH - 2.78 + 1.143 \times 10^{-2}T - 4.72 \times 10^{-6}T^2 - 4.37 \times 10^{-5}P - 2.05\mu^{1/2} + 0.727\mu.$$

3. Cálculo del pH en un sistema de dos fases:



$$pH_c = -\text{Log} \left[ \frac{P_T X_{CO_2}}{A_{lk}} \right] + 8.68 + 4.05 \times 10^{-3} T + 4.58 \times 10^{-7} T^2 - 3.07 \times 10^{-5} P - 0.477 \mu^{1/2} + 0.193 \mu.$$

Donde:

Is = Índice de saturación

pH<sub>c</sub> = pH calculado

T<sub>Ca</sub> = Ca<sup>++</sup> concentración, moles/litro

A<sub>lk</sub> = HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> concentración, moles/litro

P<sub>T</sub> = Presión total, Psia

X<sub>CO2</sub> = Fracción molar del CO<sub>2</sub> en la fase gaseosa

T = Temperatura, °F

μ = Fuerza iónica, moles/litro

Si la alcalinidad y el calcio total se conocen en partes por millón (ppm) en vez de molaridad, basta multiplicar T<sub>Ca</sub> por A<sub>lk</sub> y dividir el producto (en ppm<sup>2</sup>) entre 2.44 x 10<sup>9</sup> para corregir la molaridad y sustituir el resultado dentro de la ecuación respectiva para (T<sub>Ca</sub> A<sub>lk</sub>).

Este método funciona adecuadamente cuando cae dentro de los siguientes rangos:

Fuerza iónica: 0 - 4.0

Temperatura: 32 – 392°F (0 – 200°C)

Presión: 0 -20000 psi

4. Cálculo del pH en un sistema de una sola fase (agua pura). Esto también es posible, el cálculo de pH a presión y temperatura elevada en un sistema en una sola fase semejante a un sistema de inyección de agua. El método es el siguiente:
  - a) Calcular o medir el pH justamente antes de la inyección de bombeo donde el agua esta esencialmente a presión atmosférica.
  - b) Calcular el pH a condiciones de fondo del pozo usando la siguiente ecuación:

$$pH(\text{fondo del pozo}) = pH(\text{superficie}) + \Delta pH$$

$$\Delta pH = (4.05 \times 10^{-3} \Delta T) + (4.58 \times 10^{-7} (T_d^2 - T_s^2)) - (3.07 \times 10^{-5} \Delta P)$$

Donde:



Td = Temperatura en el fondo (°F)

Ts = Temperatura en superficie (°F)

$\Delta T = T_d - T_s$

Pd = Presión en el fondo. Psia.

Ps = Presión superficial, psia.

$\Delta P = P_d - P_s$

El Índice de Saturación es una medida de la tendencia incrustante. Si el signo es positivo, la solución tiene un potencial incrustante; un signo negativo indicará que la salmuera puede disolver CaCO<sub>3</sub>. El cálculo no requiere tablas separadas de datos o grandes procesos de cómputo y se apoya solamente en parámetros medidos en el campo a partir de análisis rutinarios de aguas y un análisis cromatográfico de gases para determinar con precisión el contenido de CO<sub>2</sub>. Este último análisis se recomienda en pozos con graves daños por incrustación de carbonato de calcio con una frecuencia de hasta una semana cuando se esté vigilando el comportamiento de los precipitados. En pozos con problemas menos graves se recomienda hacer el análisis cromatográfico con frecuencia de un mes o cada 20 días según la severidad del problema. Para pozos con poco o ningún problema de incrustación se recomienda el análisis cada tres meses; sin embargo, al análisis del agua producida debe hacerse con una frecuencia de hasta una semana vigilando los ritmos de producción y las condiciones de flujo en el sistema integral de producción.

### 3.2.2 Cálculos a través de Softwares

#### PREDICCIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES

Software	Características
Downhole SAT	Costo moderado Base Windows 18 especies Varios índices de incrustación
MultiScale	Popular en Mar del Norte 10 especies Base Windows



GRI Oddo-Tomson	Base Fortran Bajo costo 5 especies
OK Scale	Consortio Universidad Oklahoma CaCO <sub>3</sub> , CaSO <sub>4</sub> y BaSO <sub>4</sub>
Solmineq 88	Base DOS Gran número de especies Altas temperaturas Modera fuerza iónica
ScaleChem	Base Windows Más de 100 especies Cálculo de masa incrustante Rangos completos de campo

**TABLA 3.1.** Programas usados para la predicción de incrustaciones minerales

### 3.3 ScaleChem

ScaleChem es un software de simulación para la predicción de incrustaciones minerales en la producción de petróleo y gas. Los programas mencionados anteriormente han sido utilizados a través del tiempo con respecto a este problema, obteniéndose una mejora al paso de los mismos, es por eso que a continuación retomaremos el “software” ScaleChem siendo éste el que ha traído mayores beneficios con respecto a su aplicación en campos de México, además de ser el más utilizado en la industria petrolera. Se mencionará en forma clara las bases de éste programa así como la metodología que se lleva a cabo para la obtención de resultados satisfactorios que conlleven a la solución de la depositación de incrustaciones minerales en el sistema integral de producción de un pozo petrolero.

#### 3.3.1 ¿Por qué usar ScaleChem?

Los problemas de incrustaciones se originan en las operaciones de inyección y producción por la misma razón: La producción de salmueras sobresaturadas con minerales incrustantes a causa de los cambios de condiciones entre la salmuera original y el punto de depositación de los sólidos.



Un factor complicado es el cambio significativo en la composición de la salmuera, es decir, la diferencia que existe entre las condiciones de yacimiento y las condiciones de análisis de laboratorio, debido principalmente a la precipitación de sólidos y disolución de gas.

- ◆ Este software cuenta con un “anализador de agua” para ayudar a solucionar problemas de datos incompletos de análisis de agua o de alguna manera inexactos.
- ◆ Además, éste programa fue desarrollado para efectos de alta presión y temperatura, el “ScaleChem” toma en cuenta los aspectos termodinámicos y físicos de la salmuera, en el punto de muestreo, área de interés y en el laboratorio.
- ◆ Este software nos determina la ST (tendencia incrustante) y el SI (índice de incrustación), así como la masa incrustante máxima (MIM). Abarca 54 sólidos importantes más un número de hidratos. En conclusión más de 100 sólidos pueden ser predichos.

Así, el usuario tiene el análisis más representativo disponible que acoplados con una completa base de datos químicos, todo el potencial de las incrustaciones es tomado en cuenta.

### 3.3.2 Objetivos

Para conocer el comportamiento de las especies minerales o incrustantes en varios puntos de interés a lo largo del aparejo de producción, ScaleChem determina lo siguiente:

- ◆ Cálculo de ST (Tendencia Incrustante)
- ◆ Cálculo de SI (Índice de incrustación)
- ◆ Cálculo de MIM (Masa Incrustante Máxima)

### 3.3.3 Química

ScaleChem se desarrolló con una selección definida de químicos, esto ha llegado a ser conocido como el Modelo Estándar de Química, sin embargo, con la evolución del programa, se ha requerido química adicional, de esta manera se creó un Modelo Expandido de Química.



QUÍMICA SCALECHEM

Fase	Química estándar	Química expandida
Acuosa	H <sub>2</sub> O Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> , NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> , Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup> , Fe <sup>2+</sup> , Ba <sup>2+</sup> , Sr <sup>2+</sup> Cl <sup>-</sup> , SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> , HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , COOH <sup>-</sup> H <sub>2</sub> S°, CO <sub>2</sub> °, CH <sub>4</sub> °	Todas las especies del modelo estándar más: Al <sup>+3</sup> , Cs <sup>+</sup> , Cu <sup>+</sup> , Cu <sup>+2</sup> , Fe <sup>+3</sup> , Ni <sup>+2</sup> , Pb <sup>+2</sup> , Zn <sup>+2</sup> F <sup>-</sup> , Br <sup>-</sup> , NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> , H <sub>2</sub> BO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , H <sub>3</sub> SiO <sub>4</sub> <sup>-</sup> CH <sub>3</sub> COO <sup>-</sup> , C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> COO <sup>-</sup> , C <sub>3</sub> H <sub>7</sub> COO <sup>-</sup> Etano, propano, butano, isobutano, pentano, isopentano, hexano.
Vapor	H <sub>2</sub> O H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>	Todas las especies del modelo estándar más: CH <sub>3</sub> COO, C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> COO, C <sub>3</sub> H <sub>7</sub> COO Etano, propano, butano, isobutano, pentano, isopentano, hexano.
Sólida	Anhidrita CaSO <sub>4</sub> Sulfuro de fierro FeS Barita BaSO <sub>4</sub> Halita NaCl Calcita CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O Celestita SrSO <sub>4</sub> Siderita FeCO <sub>3</sub> Dolomita CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	El modelo de química expandida tiene 54 sólidos importantes más un número de hidratos. En conclusión, más de 100 sólidos pueden ser predichos por la base de datos actual.

TABLA 3.2. Química del ScaleChem

3.3.4 Cálculos ScaleChem

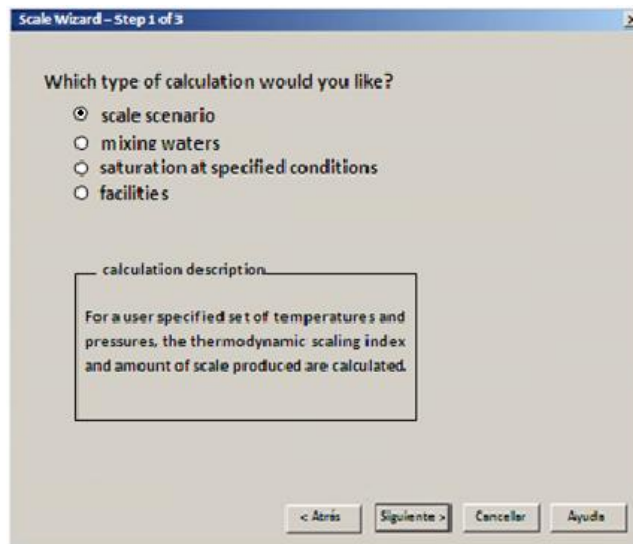
Dentro del ScaleChem tenemos 4 opciones de acuerdo al tipo de cálculo que queremos realizar, estas son:

**Panorama incrustante.** Predice las incrustaciones contra la temperatura o cambios de presión.

**Mezcla de aguas.** Mezcla salmueras y gases a relaciones específicas para pruebas de compatibilidad.

**Saturación del yacimiento.** Análisis de salmueras saturadas en el laboratorio con mineral del yacimiento a condiciones de fondo del pozo.

**Instalaciones.** Instalaciones para simular la producción usando bloques de mezcla/separadores.

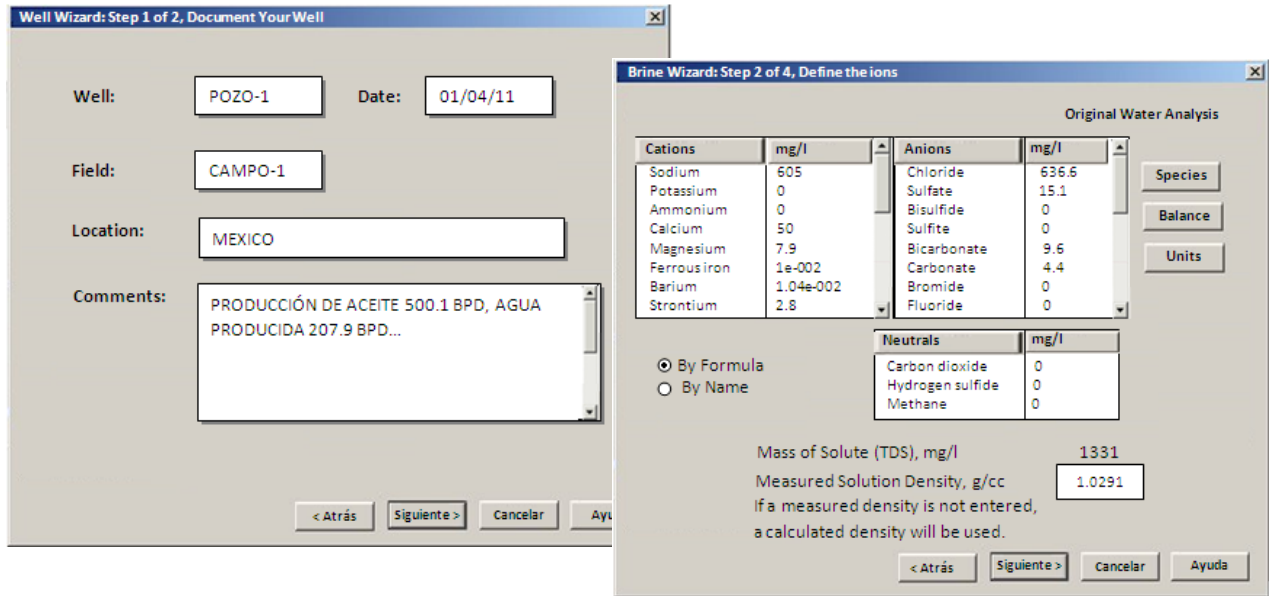


De éstas seleccionamos la primera opción, puesto que lo que queremos obtener en nuestro caso son los Índices de Incrustación y la Masa Incrustante Máxima. En este paso el software considera para el análisis del agua hasta cinco salmueras y si se cuenta con gas asociado también se puede introducir. Posteriormente se requieren los siguientes datos:

Entrada de datos generales	Entrada de datos de la salmuera
Nombre del pozo Campo Ubicación Fecha Comentarios	<b>Descripción</b> Análisis de agua (nombre) Fecha Tipo de agua Comentarios  <b>Iones</b> Cationes Aniones Neutros Masa de soluto Densidad medida de solución

**TABLA 3.3.** Datos generales y del agua de formación introducidos al programa ScaleChem

En la entrada de datos de la salmuera, se introducen los Cationes, Aniones, Neutros y la densidad de la solución.



Los cationes son introducidos en mg/L. Se puede cambiar las unidades en el botón unidades. Las unidades predeterminadas son: mg/L (miligramos por litro). El campo de los aniones es similar al de los cationes.

Para el campo de los neutros, los gases; el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y metano (CH<sub>4</sub>) se agregan si son conocidos. Si no se conoce, entonces pueden calcularse posteriormente en el cálculo de la mezcla de gas-salmuera.

El campo masa de soluto se calcula automáticamente cuando el usuario introduce los datos anteriores. El reporte de la densidad de la muestra puede introducirse, este valor puede ser ajustado o mantenerse constante durante el ajuste.

En la siguiente ventana se ajustan los datos calculados y medidos. Las opciones de ajuste que se tienen son:

### pH y alcalinidad

- ◆ Usar cuando se tengan disponibles buenos datos de pH y alcalinidad.
- ◆ Usar únicamente para ajustar la muestra bajo las condiciones a las cuales se tomó el pH.
- ◆ El programa ScaleChem ajusta las concentraciones de H<sup>+</sup>, Cl<sup>-</sup> y CO<sub>2</sub> hasta que los cálculos de pH y alcalinidad iguales los valores medidos.

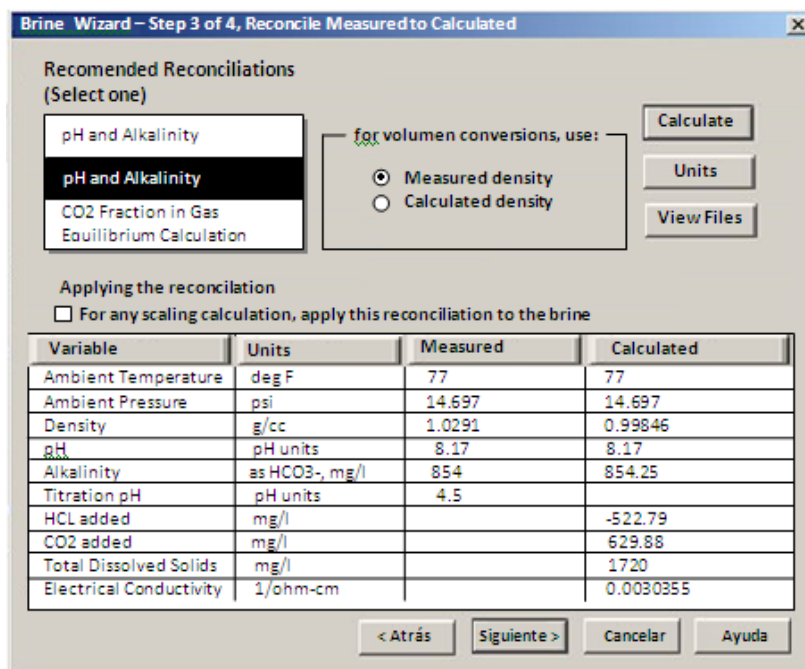


### Fracción de CO<sub>2</sub> en el gas

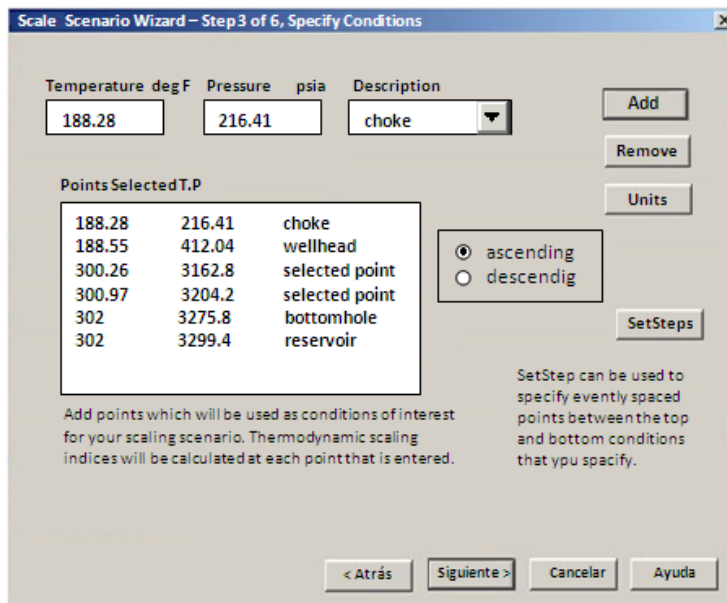
- ◆ Usar cuando se conoce la presión parcial (P<sub>CO<sub>2</sub></sub>) de gas producido.
- ◆ Usar únicamente para ajustar la muestra a las condiciones bajo las cuales se tomó la medición de gas.
- ◆ Recuerde cambiar la Temperatura y Presión en este paso
- ◆ ScaleChem ajusta el pH, la alcalinidad y CO<sub>2</sub> hasta que el P<sub>CO<sub>2</sub></sub> calculado equipara los valores medidos.

### Fracción de CO<sub>2</sub> en el gas

- ◆ Usar cuando haya seguridad en las concentraciones de especies agregadas.
- ◆ ScaleChem no hace ajustes, calcula el ph y la alcalinidad basado en los datos aportados.
- ◆ Este es un buen sitio para hacer iteraciones, donde se pueden cambiar las concentraciones específicas de especies y ver cómo afecta las propiedades de la salmuera.

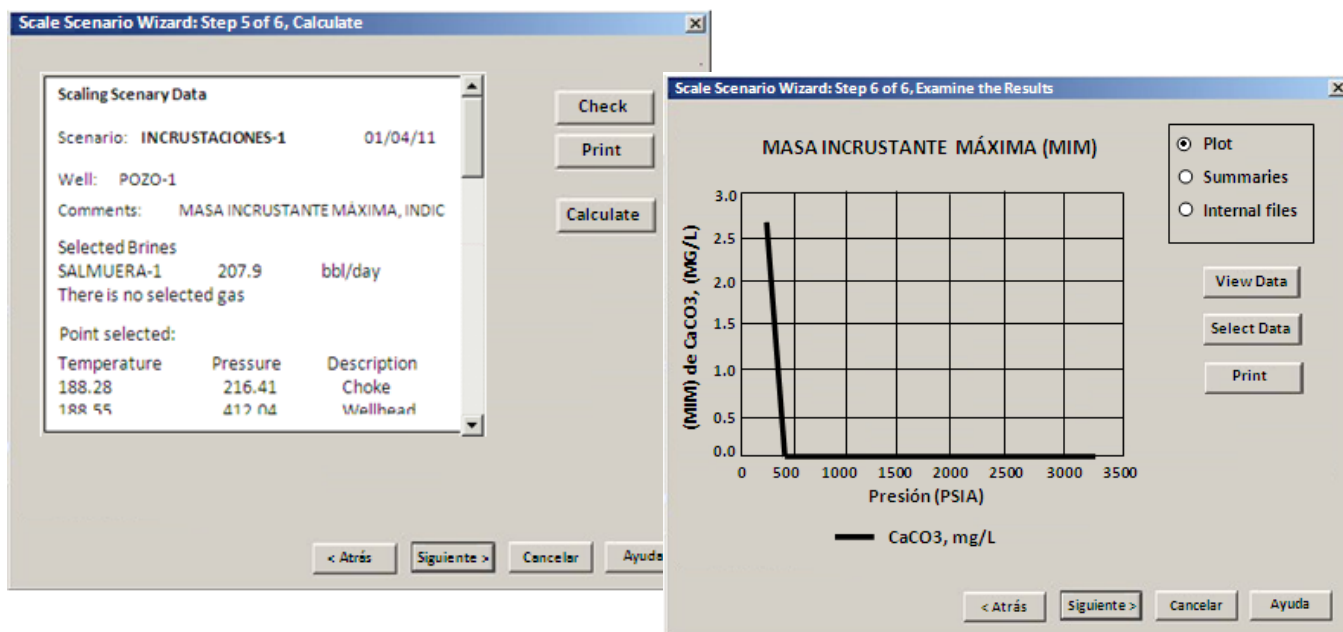


Una vez seleccionado el tipo de ajuste, para la opción de ajuste por pH y alcalinidad, se procede a especificar el tipo de cálculo que se quiere hacer, para el caso de incrustaciones, se seleccionan las condiciones de Temperatura y Presión que quiere probar para la localización de incrustaciones. Se auxilia con el perfil de presiones y temperatura del pozo previamente determinado. Se pueden incluir hasta 10 puntos intermedios entre las condiciones mínimas y máximas.



Finalmente, se verifica la información suministrada al programa y se calcula la incrustación. Si hay incrustación, automáticamente ScaleChem determina la localización en función de la presión de flujo en el pozo.

Se presentan los resultados y gráficas en forma individual de los diferentes puntos de interés analizados como es la masa incrustante máxima (MIM), tendencia incrustante (Ts) y el índice de incrustación (Is) de los minerales incrustantes que tienden a formarse.



### 3.4 Casos de aplicación

Se presentan los resultados obtenidos del comportamiento de 3 pozos de un campo de México: **C-227 D**, **C-2094 D** y **Sihil 8**, y su tendencia a precipitar incrustaciones minerales. Así como las condiciones a las que se presenta la masa precipitable de los diferentes compuestos minerales, también se determinan los puntos críticos donde se generan dichas incrustaciones.

Se definió el comportamiento de los principales minerales incrustantes del agua de formación de los pozos C-227 D y C-2094 D, considerando las condiciones actuales de operación de los mismos, los estados mecánicos, así como la caracterización fisicoquímica del agua, el índice de saturación (IS) de Odco y Thomson e índice de Stiff y Davis; se determinó que el agua de éstos pozos tiene un potencial incrustante; desde la profundidad media de los disparos hasta la bajante.

Por otro lado, se realizó la caracterización de muestras de incrustación obtenidas en superficie del pozo Sihil 8. Esta caracterización consistió en realizar un análisis de microscopía de barrido electrónico, fluorescencia y difracción de rayos X y pruebas de solubilidad en HCl con las muestras de incrustación recuperadas en las instalaciones de éste pozo.

Lo siguiente tiene por objetivo estudiar el comportamiento de los fluidos en el sistema yacimiento-pozo, con el fin de identificar los mecanismos que generan los problemas de flujo debido a los depósitos inorgánicos, los cuales reducen la productividad de los pozos, y así mismo establecer el mejor sistema de control, manteniendo la continuidad operativa. Esto se llevará a cabo a través del siguiente desarrollo:





### 3.4.1 Información técnica y muestras de fluidos

En esta primera parte del desarrollo se recaba información de carácter técnico del pozo ó pozos en estudio, tales como estado mecánico, aparejos de producción, aforos de la producción de los pozos, columna geológica, condiciones de explotación, registros de pruebas de presión y producción, reporte de intervenciones a pozos, producción de agua en el pozo, etc.

### 3.4.2 Análisis Inorgánico

Aquí se realiza el análisis fisicoquímico de la muestra del agua de formación, tomando en cuenta diferentes parámetros como son: la gravedad específica, pH, sólidos totales, salinidad, alcalinidad, etc.

Posteriormente se realiza la evaluación de la estabilidad iónica del agua a través de la determinación de los Índices de saturación, masa precipitante y los escenarios incrustantes.

Por último, en el caso que se cuente con muestras sólidas inorgánicas recuperadas en las instalaciones, se realiza la caracterización de éstas, por medio de un análisis de microscopía de barrido electrónico, fluorescencia, difracción de rayos X y pruebas de solubilidad.

ANÁLISIS INORGÁNICO		
Análisis fisicoquímico	Evaluación de la estabilidad iónica del agua	Caracterización de muestras sólidas
Gravedad específica	Determinación de los índices de saturación	Análisis de microscopía de barrido electrónico
pH		
Sólidos totales	Determinación de la masa precipitante	Fluorescencia
Salinidad		Difracción de rayos X
Alcalinidad	Determinación de los escenarios incrustantes	Pruebas de solubilidad
Dureza		
Sulfatos		
Cationes (Na,K,Mg,Fe,Cu,Ba,Sr,Si)		
Na,K,Fe,Cu,Si		
Índice de estabilidad		

**TABLA 3.4.** Desarrollo del análisis inorgánico realizado a los pozos.

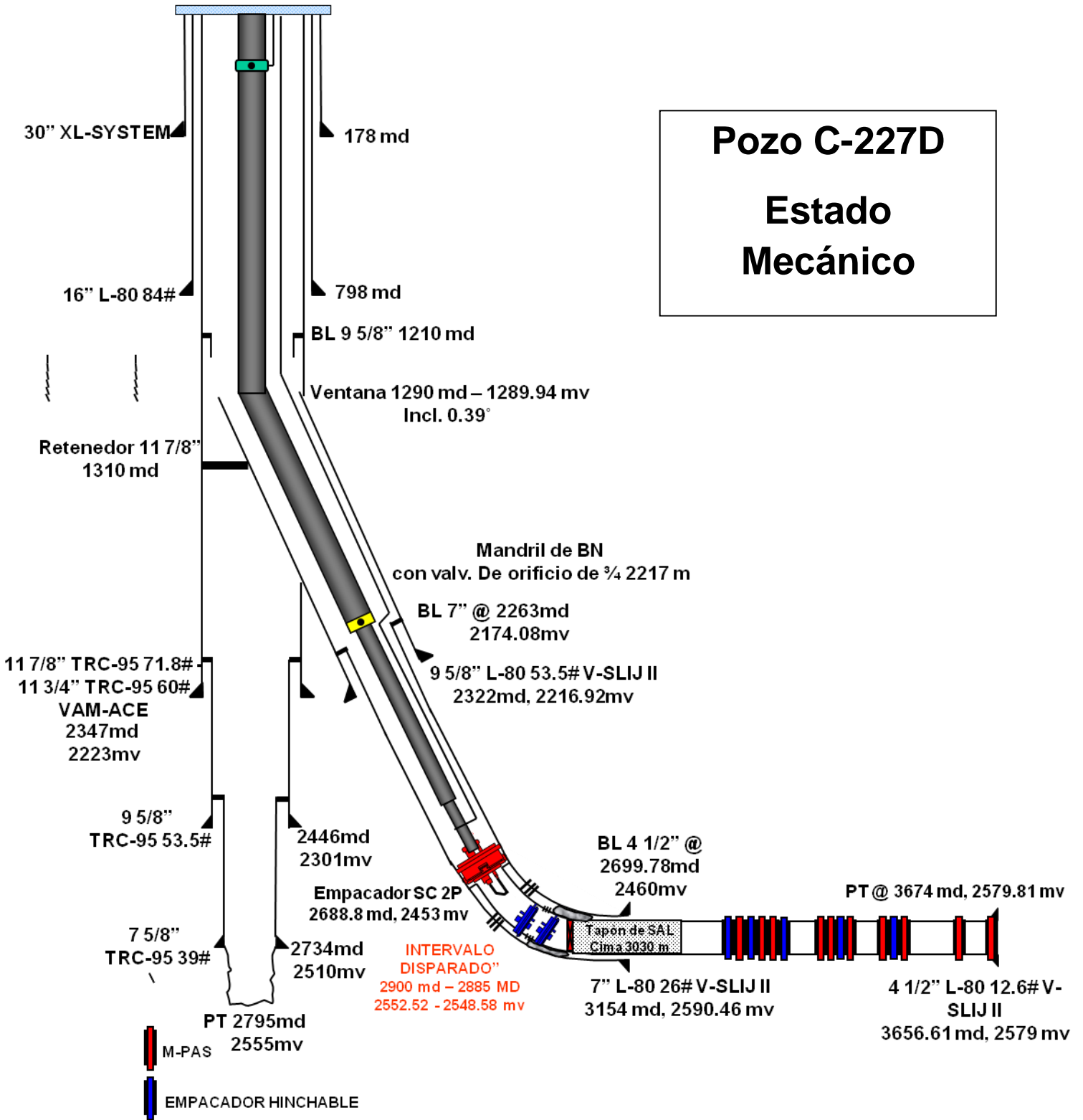


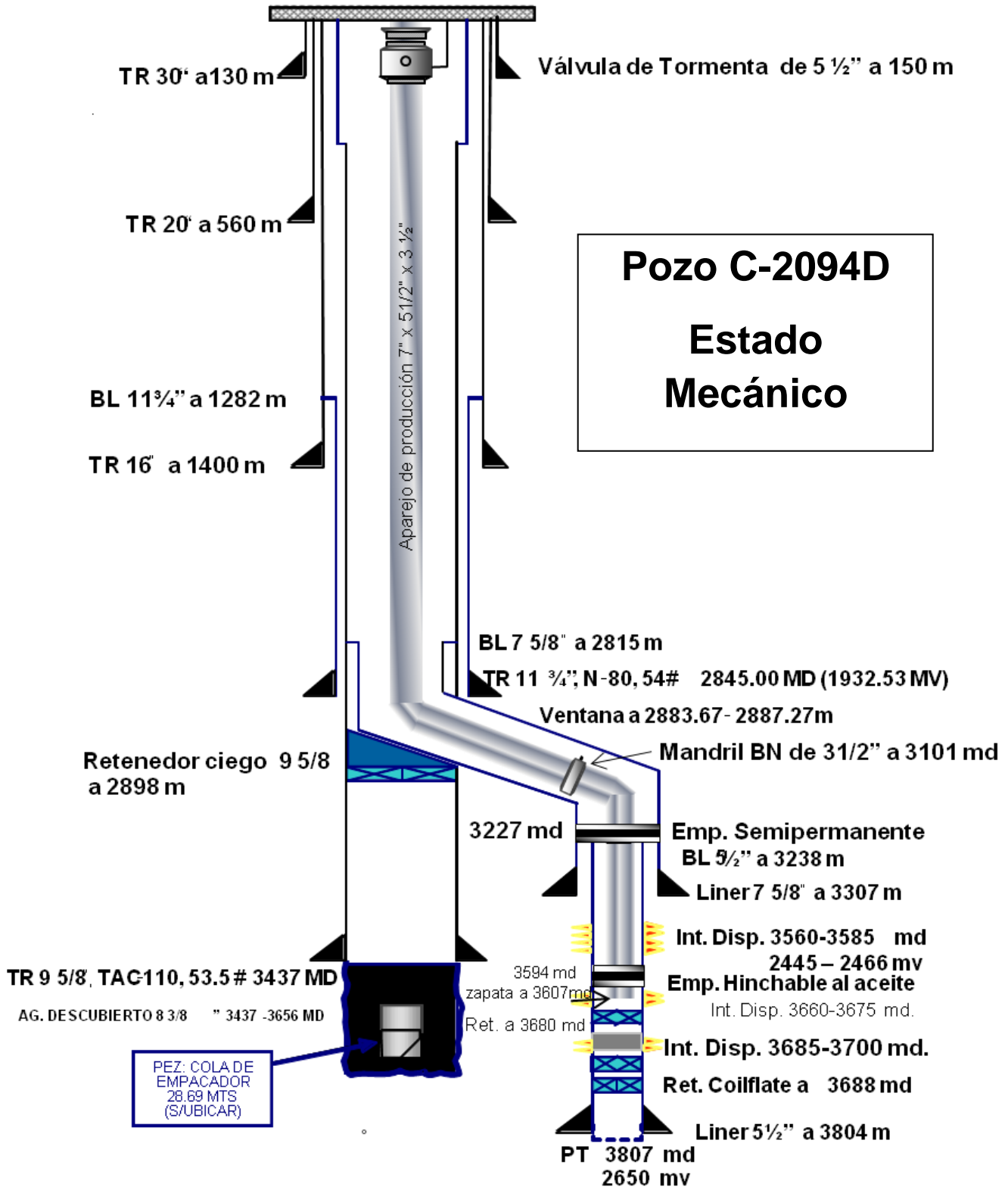
### 3.4.3 Diagnóstico de la depositación inorgánica en el sistema Yacimiento-Pozo y alternativas de solución.

Una vez obtenidos los resultados anteriores, se procede a realizar el diagnóstico de la depositación inorgánica, aquí se determina qué tipo de especies minerales tienden a depositarse, los puntos críticos en el sistema integral de producción en donde podemos encontrarlas, las cantidades que se podrán depositar y consecuentemente el tiempo en que podríamos tener obturada nuestra tubería. Posteriormente se necesitará elegir la mejor técnica de prevención y/o remoción de acuerdo a la ubicación y tipo de especies minerales presentes y además que sea rápida y efectiva.

#### **Desarrollo:**

Cómo ya se mencionó, solamente se obtuvo muestra de los fluidos producidos de los pozos **C-227 D** y **C-2094 D**, para los cuales se realizará dentro del análisis inorgánico el análisis fisicoquímico del agua y la evaluación de la estabilidad iónica de la misma. Mientras que para el pozo **Sihil 8**, del que se obtuvo ya una muestra de incrustación mineral se procederá con la caracterización de muestras sólidas inorgánicas a través de los métodos mencionados anteriormente.





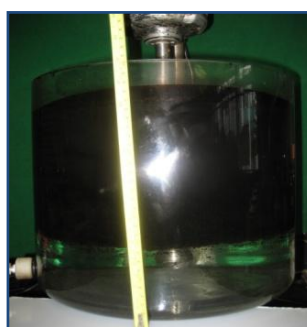
**Análisis fisicoquímico** del agua de formación de los pozos: **C-227 D** y **C-2094 D**

Los dos pozos muestreados en plataforma: C-227 D y C-2094 D tenían fracción de agua libre, en este caso el agua fue separada y se procedió a realizar un análisis fisicoquímico para determinar, el tipo y magnitud de las posibles sales incrustantes. Estos pozos pertenecen a la formación productora BPTKS (Brecha Terciaria del Paleoceno Cretácico Superior).

El contenido de agua en los aceites, fue determinado por separación gravitacional. Obteniéndose valores del corte de agua de 53% para C-227 D y 37% para C-2094 D.



**C-227 D**



**C-2094 D**

Cada una de las determinaciones fisicoquímicas realizadas a las muestras de agua recuperadas de los pozos, se presenta a continuación, además de las determinaciones usuales, se incluyen otros cationes como Bario (Ba) y Estroncio (Sr) que son de particular importancia en los problemas de incrustación.

ANÁLISIS FISICOQUÍMICO

Parámetro	C-227 D	C-2094 D
Gravedad específica	1.0571	1.0939
pH	7.31	7.12
Sólidos totales	89,043 mg/L	168,993 mg/L
Salinidad	96,196 mg/L	160,803 mg/L
Alcalinidad	851.6 mg/L	220.8 mg/L
Dureza	4,039 mg/L	41,184 mg/L
Sulfatos	1,789 mg/L	728.6 mg/L
Calcio y Magnesio	1,354 mg/L	14,584.9 mg/L
Estroncio	93 mg/L	668 mg/L



Bario	0.4 mg/L	3.3 mg/L
Índice de estabilidad	0.57	1.04

**TABLA 3.4.** Resultados obtenidos del análisis fisicoquímico realizado al agua de formación de los pozos C-227 D y C-2094 D

### Evaluación de la estabilidad iónica del agua de los pozos: C-227 D y C-2094 D

#### ◆ Determinación de los índices de saturación

A partir de las condiciones de operación de los pozos, los estados mecánicos y los análisis fisicoquímicos del agua, se determinó el índice de saturación (IS) de **Oddo y Thomson** para los minerales: calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), barita ( $\text{BaSO}_4$ ), anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) y celestita ( $\text{SrSO}_4$ ), desde la profundidad media de los disparos, hasta la línea de escurrimiento.

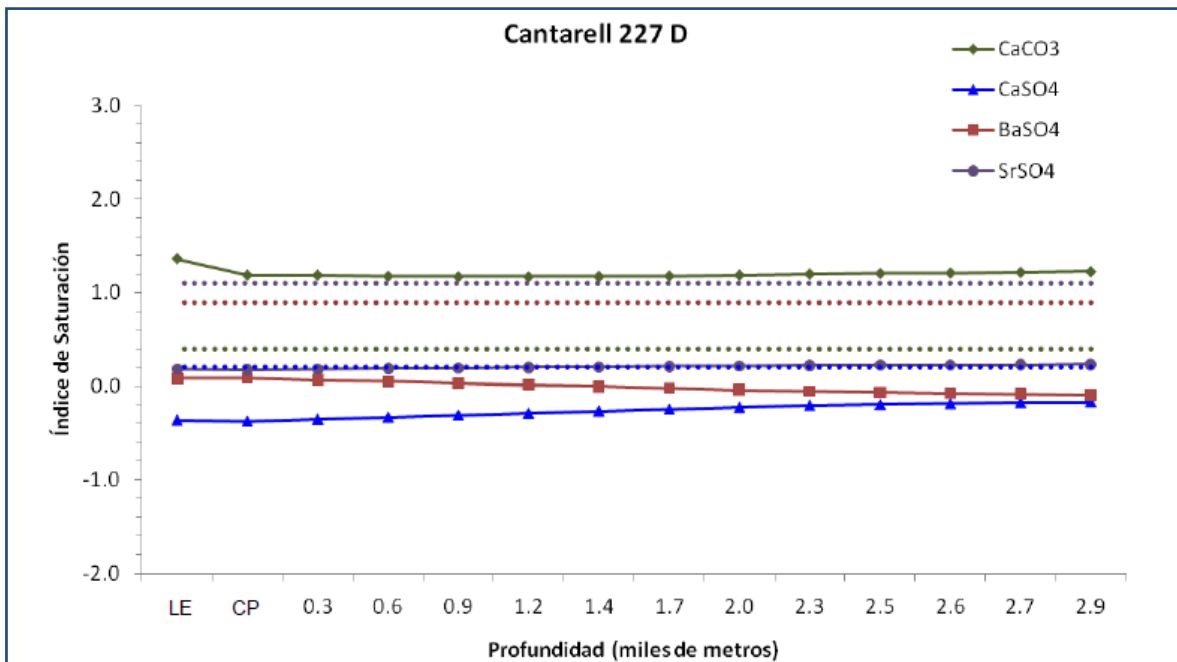
Para poder establecer el comportamiento de los minerales en los pozos, es importante mencionar, que el Índice de Saturación (IS) es una medida de la tendencia incrustante, similar al Índice de Stiff y Davis. Si el valor es positivo, la disolución tiene un potencial incrustante; si el valor es negativo, indicará que la disolución tiende a disolver más mineral.

De acuerdo a los criterios establecidos por Oddo y Thomson, los depósitos de incrustaciones minerales se presentan para los siguientes valores de Índice de Saturación:

ODDO Y THOMSON	
Deposición	Índice de Saturación (IS)
$\text{CaCO}_3$	>0.4
$\text{CaSO}_4$	0.15-0.20
$\text{BaSO}_4$	>0.9
$\text{SrSO}_4$	1.0-1.1

Sin embargo, es importante tener en cuenta, que el efecto turbulencia podría ocasionar depósitos, aún con valores de Índices de Saturación mínimos.

Para las gráficas que a continuación se muestran de los Índices de Saturación de los pozos en cuestión, los valores de referencia se indican con líneas punteadas: verde para el  $\text{CaCO}_3$ , marrón para el  $\text{BaSO}_4$ , azul para el  $\text{CaSO}_4$  y violeta para el  $\text{SrSO}_4$ , con el objeto de identificar más fácilmente el tipo y la localización de los minerales incrustantes que podrían presentarse en cada caso.

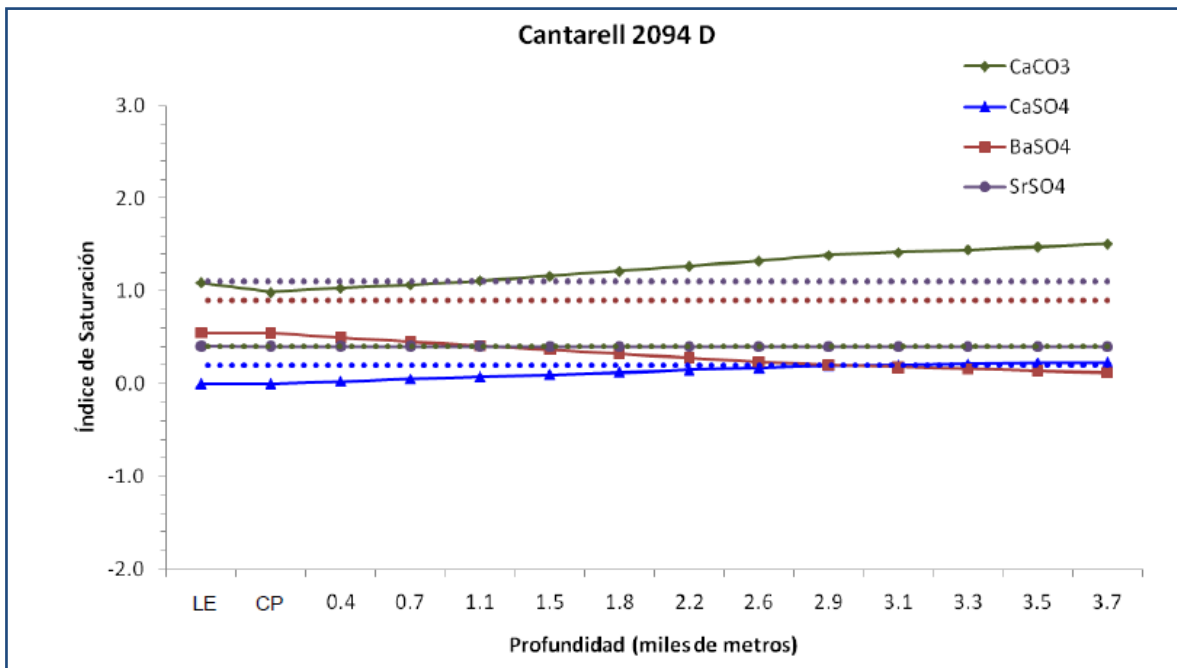


**FIGURA 3.1.** Índices de Saturación de CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>, BaSO<sub>4</sub> y SrSO<sub>4</sub> en el pozo C-227 D.

En el pozo C-227 D, el IS para el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), se mantiene casi constante desde el nivel medio de los disparos (1.46) hasta la cabeza del pozo (1.19), se incrementa ligeramente en la bajante a 1.36, por lo que es alta la probabilidad de formar depósitos de calcita a lo largo de la tubería. Para el caso del sulfato de calcio (CaSO<sub>4</sub>), a lo largo del pozo y hasta la bajante, presenta IS negativos, por lo que no es de esperar depositación de este mineral.

Con respecto al sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>), el IS aumenta en forma constante observándose dos regiones: la primera donde se tienen los valores de IS negativos desde el nivel medio de los disparos hasta una profundidad de 1 400 m, y por ende es improbable de presentarse depósito de barita; la segunda donde los valores son bajos pero positivos desde 1 200 hasta la bajante que va desde 0.01 a 0.08, dando como resultado una baja probabilidad de formación de barita en esta zona.

Por último, el sulfato de estroncio (SrSO<sub>4</sub>), disminuye ligeramente desde 0.26 en el fondo hasta 0.18 en la bajante; si bien son valores bajos, no deben descartarse fenómenos de depositación del mineral.



**FIGURA 3.2.** Índices de Saturación de CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>, BaSO<sub>4</sub> y SrSO<sub>4</sub> en el pozo C-2094 D.

En la figura, observamos los valores de IS del pozo C-2094 D, respecto al carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), podemos observar un decremento constante desde el nivel medio de los disparos hasta la cabeza que va desde 1.59 hasta 0.98, incrementándose ligeramente en la bajante hasta 1.09, lo que se esperaría una alta probabilidad de depositación de calcita a lo largo de la tubería hasta la línea de escurrimiento.

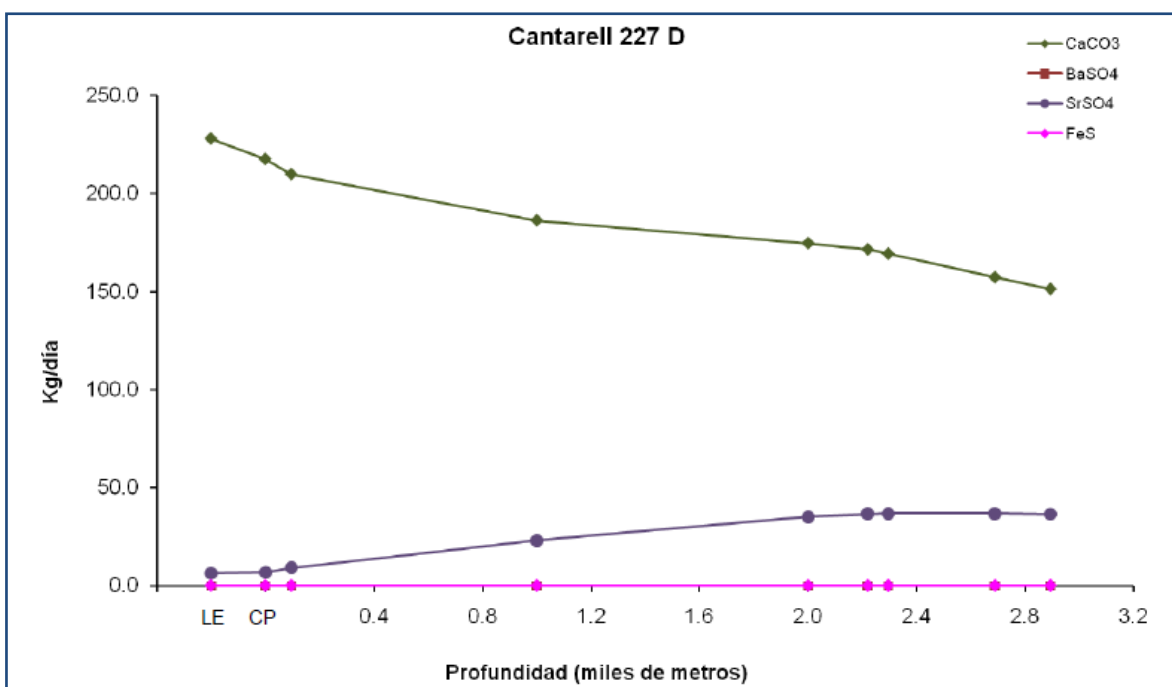
Por otro lado, con el sulfato de calcio (CaSO<sub>4</sub>) se pueden distinguir tres regiones: la primera que va desde el nivel medio de los disparos hasta una profundidad de 3 100 m, donde los valores de IS van desde 0.24 hasta 0.21, con estos valores la probabilidad de que se presente el depósito de anhidrita es alta; la segunda región va desde 2 900 m hasta 400 m donde los valores de IS son bajos pero positivos lo que en un momento dado podría presentar algún depósito; y la tercera región corresponde en la cabeza y en la bajante donde los valores de IS son negativos, lo que resulta improbable la formación del depósito en esta zona.

Con respecto al sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>), el IS aumenta en forma constante, de 0.13 a 0.55 desde el fondo del pozo hasta la bajante, dando como resultado una baja probabilidad de formación de barita en esta zona. Finalmente, el sulfato de estroncio (SrSO<sub>4</sub>), mantiene los valores de IS casi constantes alrededor de 0.4 desde el nivel medio de los disparos hasta la línea de escurrimiento; si bien son valores bajos, por el hecho de ser positivos, no deben descartarse fenómenos de depositación de celestita.

### ◆ Determinación de la masa precipitante

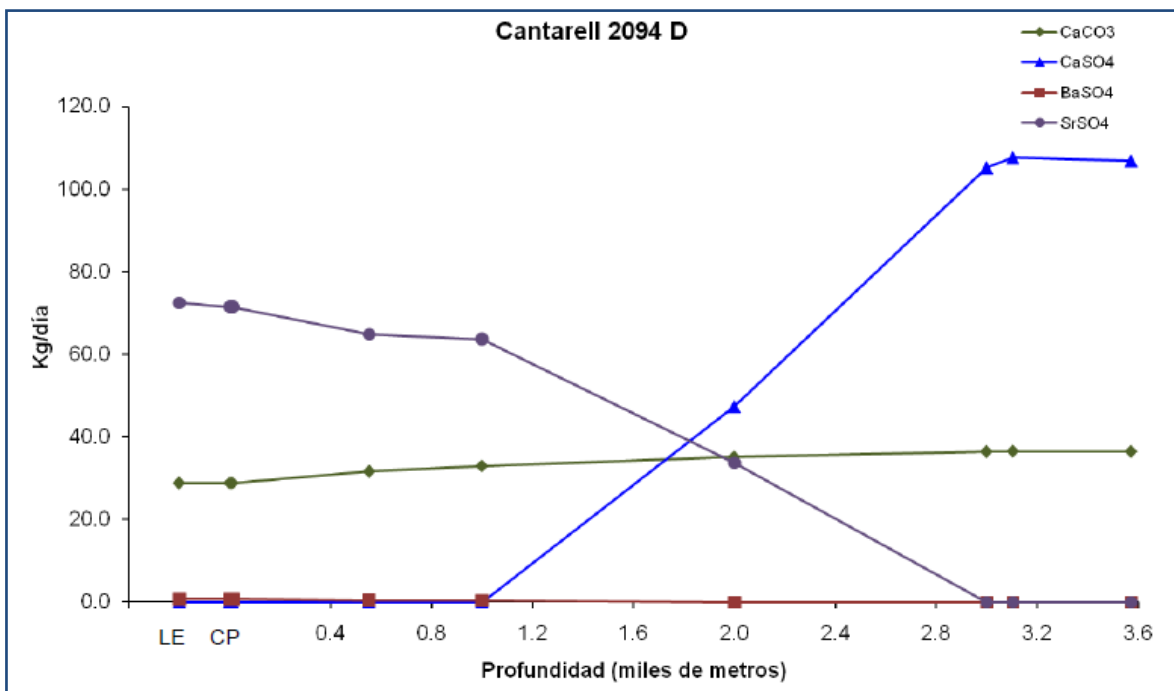
Para determinar la masa potencial precipitante de los minerales, en los pozos, se utilizó el software ScaleChem 4.0. En este programa se toman en cuenta los aspectos termodinámicos y físicos de la salmuera, tanto en el punto de muestreo, en el área de interés y en el laboratorio; de esta manera, al acoplar los resultados del análisis de laboratorio, con las condiciones termodinámicas del pozo, y una base de datos sobre el comportamiento de los minerales incrustantes, se considera todo el material potencialmente precipitante.

Para cada pozo se presenta una gráfica que permite visualizar el tipo y la cantidad de material incrustante, que podrían presentarse a lo largo del pozo.



**FIGURA 3.3.** Cantidad máxima que podría formarse de CaCO<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub> y FeS en el pozo C-227 D.

Para el pozo C-227 D, conforme al gasto registrado y el nivel de saturación de la salmuera, ésta podría dar origen a cantidades máximas de 228 kg/día de carbonato de calcio, 0.1 kg/día de sulfato de bario y 37 kg/día de sulfato de estroncio, antes de alcanzar el equilibrio. Como en otros pozos, por las cantidades altas de sulfuros existe la presencia de FeS (0.1 kg/día) como producto de corrosión.



**FIGURA 3.4.** Cantidad máxima que podría formarse de CaCO<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub> y FeS en el pozo C-2094 D.

Los cálculos realizados sobre la cantidad de masa precipitante que podría formarse a partir de la composición de la salmuera en este pozo (C-2094 D), se estima alrededor de 34 kg/día de carbonato de calcio, 107 kg/día de sulfato de calcio, valores de alrededor de 0.7 kg/día de sulfato de bario y 72 kg/día de sulfato de estroncio.

◆ **Determinación de los escenarios incrustantes**

Para poder establecer los diferentes escenarios incrustantes que podrían tener los pozos con flujo fraccional de agua, se seleccionaron una serie de puntos localizados a lo largo del aparejo de producción desde el nivel medio de los disparos hasta la cabeza (CP) y la línea de escurrimiento (LE), poniéndole énfasis en los cambios de diámetro de la tubería y dispositivos como mandriles de inyección de BN ó válvulas de tormenta.

Esto se logra haciendo una correlación de las gráfica de índices de saturación y masa precipitante con el estado mecánico del pozo. El índice de saturación nos permite identificar la profundidad donde podría iniciar la precipitación del mineral incrustante y la de masa precipitante, la cantidad en Kg/día, ésta última tomando

en cuenta el gasto del pozo, así mismo las condiciones de presión y temperatura estimada de acuerdo a los perfiles respectivos de cada pozo.

- ◆ Caracterización de muestras sólidas inorgánicas recuperadas en las instalaciones

### Pozo Sihil 8

Se recuperó la muestra de incrustación de la bajante del Pozo Sihil 8, la cual se sometió a un tratamiento para eliminar hidrocarburos y se acondicionó para llevar a cabo su análisis.



**FIGURA 3.5.** Muestra incrustante del pozo Sihil 8, antes y después del lavado

### Pruebas de solubilidad en HCl

El método utilizado en estas pruebas es el gravimétrico, el cual consiste en pesar un gramo de la muestra del material incrustado previamente molida y secada hasta peso constante, a la que se agrega un volumen de HCl al 15 %, se deja reaccionar durante el tiempo que sea necesario (hasta que se observe que no haya reacción), después se filtra, se seca el precipitado en una estufa hasta peso constante y se pesa, la diferencia entre este peso y el inicial de la muestra nos permite conocer la solubilidad. El resultado de esta prueba se presenta en la tabla 3.5.

PRUEBA	CONCENTRACIÓN DE HCl (% EN PESO)	SOLUBILIDAD (% EN PESO)
1	15	99.98

**TABLA 3.5.** Solubilidad en HCl

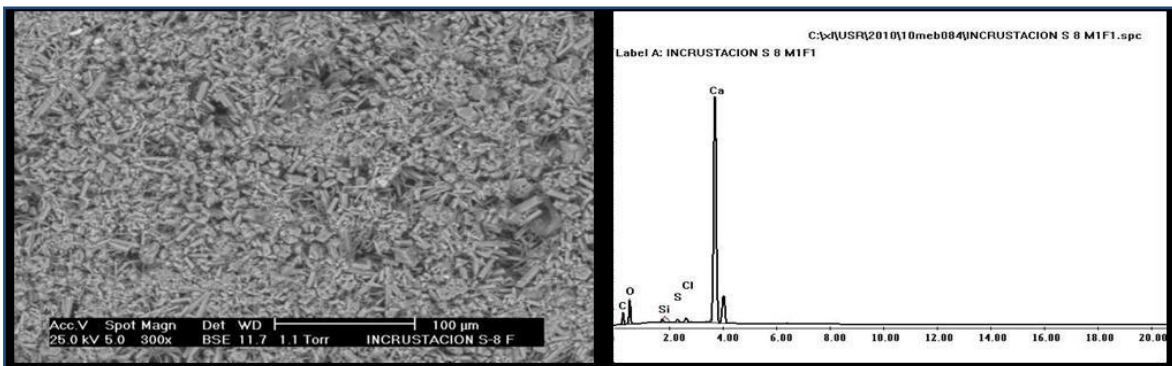
## Análisis de barrido con Microscopía Electrónica

Este análisis permite mediante la impresión de imágenes puntuales de la muestra, observar en forma detallada su cristalografía y sus diferencias, y nos proporciona un espectro de la composición química elemental cuantificando los porcentajes de cada uno de ellos.



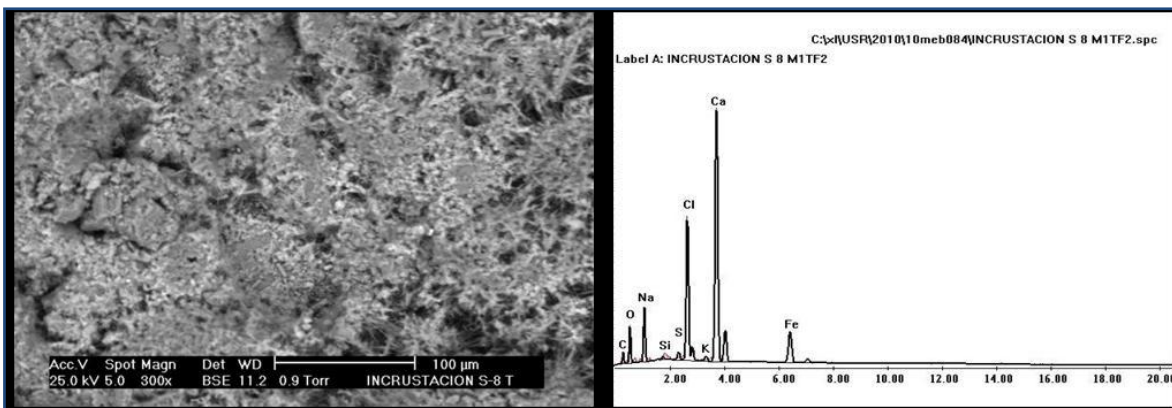
**FIGURA 3.6.** Muestra de incrustación después del lavado pozo Sihil 8

De la incrustación original se seleccionaron 3 muestras (Fig. 3.6) las cuales fueron analizadas en el Microscopio Electrónico de Barrido, por cada lado o cara de la muestra, siendo la primera la que está expuesta al flujo, es decir, la parte interior y la segunda aquella que tiene contacto con la Tubería de Producción, los resultados del análisis se presentan a continuación donde se observa en forma detallada su morfología y la gráfica que proporciona el espectro de la composición química elemental cuantificando los porcentajes de cada uno de ellos (Figs. 3.8 a la 3.13).

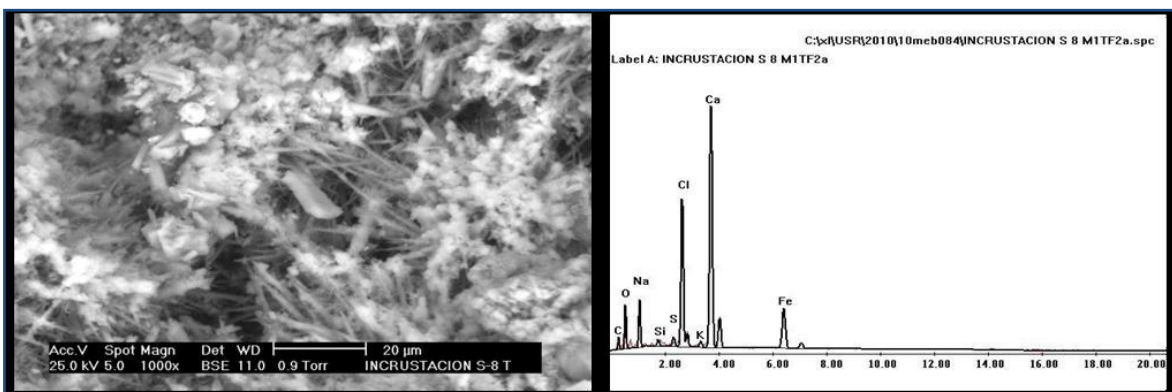




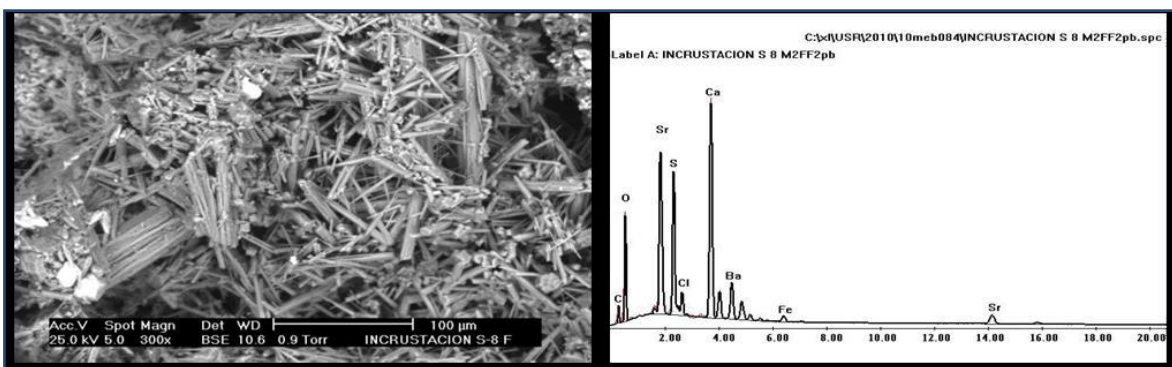
**FIGURA 3.7.** Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 1 lado expuesto al flujo



**FIGURA 3.8.** Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 1 lado en contacto con la tubería



**FIGURA 3.9.** Toma general amplificada 1000 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 1 lado en contacto con la tubería



**FIGURA 3.10.** Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 2 lado expuesto al flujo.

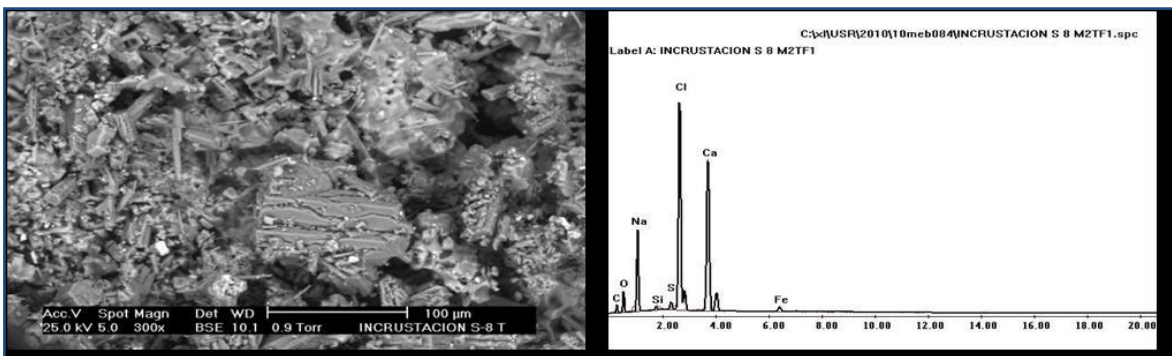


FIGURA 3.11. Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 2 cara a la tubería.

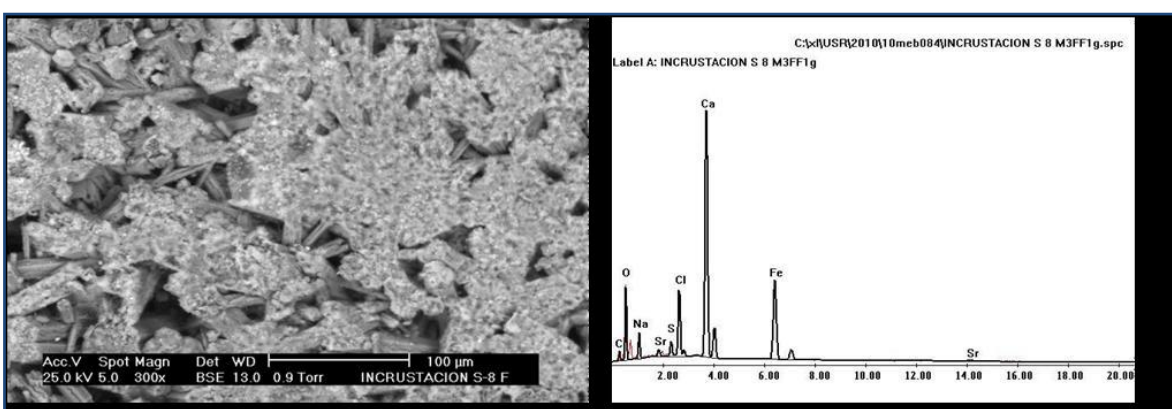


FIGURA 3.12. Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 3 expuesta al flujo.

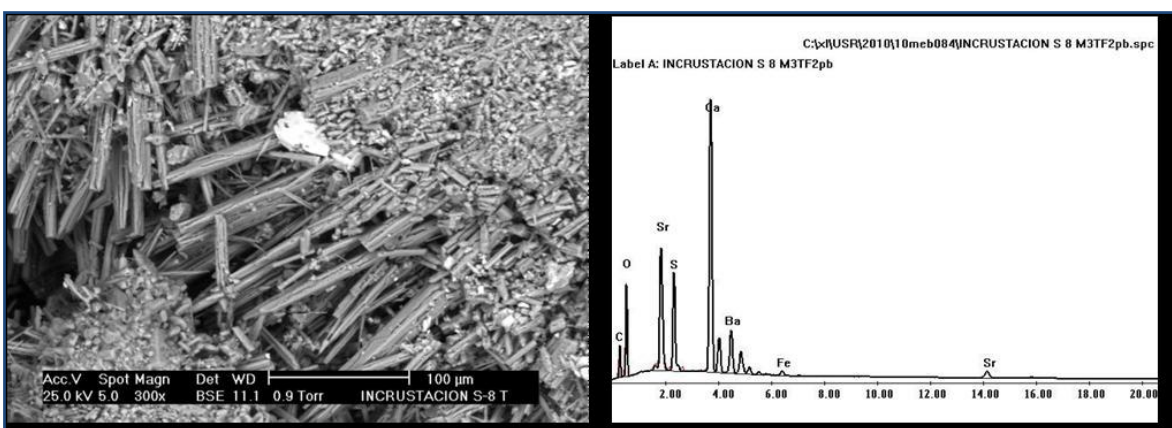


FIGURA 3.13. Toma general amplificada 300 veces y gráfico del espectro de análisis químico elemental, muestra 3 lado en contacto con la tubería.

Los elementos de la Tabla 3.6 son los correspondientes a las gráficas de cada fotografía.



	<b>ELEMENTO</b>	<b>% EN PESO</b>
Muestra 1 (Figura 3.7)	Carbono	12.26
	Oxígeno	43.27
	Silicio	0.56
	Azufre	0.43
	Cloro	0.58
	Calcio	42.9
Muestra 1 (Figura 3.8)	Carbono	12.16
	Oxígeno	29.03
	Sodio	11.25
	Silicio	0.34
	Azufre	0.64
	Cloro	11.48
	Potasio	0.53
	Calcio	26.24
	Fierro	8.33
Muestra 1 (Figura 3.9)	Carbono	12.64
	Oxígeno	31.18
	Sodio	9.53
	Silicio	0.62
	Azufre	0.71
	Cloro	11.28
	Potasio	0.57
	Calcio	23.56
	Fierro	9.91
Muestra 2 (Figura 3.10)	Carbono	11.48
	Oxígeno	38.99
	Azufre	8.08
	Cloro	1.41
	Calcio	13.26
	Bario	8.8
	Fierro	0.88
	Estroncio	17.11
Muestra 2 (Figura 3.11)	Carbono	15.88
	Oxígeno	22.15
	Sodio	17.38
	Silicio	0.4
	Azufre	0.75
	Cloro	21.16
	Calcio	20.57
	Fierro	1.71
Muestra 3 (Figura 3.12)	Carbono	7.45
	Oxígeno	39.1
	Sodio	5.47
	Azufre	1.06
	Cloro	4.91
	Calcio	21.85
	Fierro	17.92
	Estroncio	2.24



Muestra 3 (Figura 3.13)	Carbono	16.93
	Oxígeno	36.3
	Azufre	5.4
	Calcio	17.24
	Bario	10.75
	Fierro	0.72
	Estroncio	12.66

**TABLA 3.6.** Composición química elemental

### Análisis mineralógico

El análisis de muestras sólidas mediante la Espectrometría de Fluorescencia de Rayos X es una técnica analítica instrumental no destructiva con la cual podemos identificar la composición elemental, desde Sodio (Na) hasta Uranio (U). El procedimiento de preparación es la molienda de la muestra, su colocación entre dos maylars en el portamuestras de FRX, su medición mediante el Espectrómetro de Fluorescencia de Rayos X.

Asimismo, el análisis mediante Difracción de Rayos X (DRX) es una técnica analítica instrumental no destructiva, con la cual se caracterizan los materiales semicuantitativa y estructuralmente mediante un Difractómetro de Rayos X. El procedimiento de preparación es la molienda de la muestra y su colocación en el portamuestras DRX, para posteriormente ser mediada.

POZO	DIFRACCIÓN DE RX	FLUORESCENCIA DE RX
Sihil 8	CaCO <sub>3</sub> – Carbonato de Calcio Aragonita	Ca, Sr P, Cl, S Si, Fe, Mg, Al, Na  Huellas: Ba, K, Ni, Br

**TABLA 3.7.** Resultados del análisis mineralógico

En la Tabla 3.7 se presentan los resultados del análisis mineralógico realizado a la muestra de incrustación. El resultado de la difracción de rayos X indica que ésta corresponde a Carbonato de Calcio (Aragonita), mientras que la fluorescencia determina que los elementos presentes son el Calcio, Estroncio, Cloro, además de otros en concentraciones más pequeñas como el Fósforo, Azufre, Silicio, Fierro, Magnesio, Sodio y Aluminio, así como huellas de Bario, Potasio, Níquel y Bromo.



## IV. CONTROL DE INCRUSTACIONES Y NUEVAS TECNOLOGÍAS

### 4.1 Introducción

Existen diversos métodos preventivos contra la depositación de incrustaciones, cuya elección depende de la naturaleza del depósito a tratar y en sí del grado de complejidad del problema.

En este capítulo se presentan los procedimientos utilizados en la solución de dichos problemas, mismos que van desde los más sencillos hasta los más sofisticados. Entre los primeros están la disolución de los excesos de las concentraciones iónicas incrustantes utilizando simplemente agua o algo de ácido para bajar el nivel del pH. Entre los segundos están desde los tratamientos relativamente simples con productos químicos, hasta los tratamientos complejos que incluyen fracturamiento con soluciones inhibidoras.

De igual manera se trata acerca de la remoción de incrustaciones, la cual involucra una serie de métodos y procedimientos para restituir la producción de algunos pozos atacados por este problema.

Se discuten los diversos métodos mecánicos existentes en el campo acerca de la remoción de los depósitos incrustantes encontrados en el interior de los pozos y en tuberías de descarga principalmente, y los métodos químicos más comunes utilizados en la remoción de incrustaciones, así como los productos químicos de mayor uso para combatir cada sal.

Por último se mencionan los últimos desarrollos conocidos referentes a tecnologías para la prevención y control de las incrustaciones minerales en los pozos petroleros.

### 3.5 Detección de las incrustaciones

Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario, dado que el radio  $Ra^{226}$ , que es naturalmente radioactivo, precipita con estos sedimentos. En algunos casos, se llega a observar un aumento de hasta



500 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales.

Cuando se evalúa la producción por medio del análisis nodal, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción. En teoría, el análisis nodal puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, si bien esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como  $Ba^{+2}$  o sulfato [ $SO_4^{-2}$ ], que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones.

La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un periodo de 24 horas o incluso menos.

### **4.3 Métodos de prevención de incrustaciones**

Dependiendo del tipo de incrustación y de la complejidad del problema, será la naturaleza del método a utilizar. En este capítulo se hará referencia a los pozos productores de aceite, gas y agua, comentando solo esporádicamente el caso de los pozos inyectoros.

Entre los métodos más utilizados para prevenir las incrustaciones minerales en los sistemas de producción están: evitar en lo posible la mezcla de aguas incompatibles; la disolución de iones incrustantes con agua o salmuera; el control del pH; el control de la producción de agua, entre los más importantes.



#### **4.3.1 Evitar la mezcla de aguas incompatibles**

Esta situación se puede presentar cuando se está planeando u operando algún sistema de inyección. Sin embargo, en pozos productores el problema se complica, ya que resulta difícil evitar la mezcla de aguas incompatibles, sobre todo cuando estas aguas provienen de diferentes zonas productoras.

En principio, el problema se puede detectar o inferir cuando se producen dos o más intervalos a la vez. También es posible que exista alguna zona de aporte, o bien, una zona ladrona, las cuales pueden fluir a través de alguna canalización por detrás de la tubería de revestimiento. El problema se puede resolver, una vez detectado con ciertos estudios (registros calliper, de ruidos, térmico, de gastos, de cementación, etc.), diseñando una cementación forzada para aislar las zonas de comunicación.

#### **4.3.2 Disolución de iones incrustantes**

Cuando se tiene un sistema de inyección de agua, las incrustaciones potenciales de ciertos depósitos pueden ser disueltos hasta niveles de concentración por debajo de su solubilidad, de tal forma que se evita su posterior precipitación. En pozos productores esta solución se vuelve impráctica, debido a que para disolver las concentraciones de las sales presentes en el agua de formación, es necesario bombear, por alguna tubería inyectora (tubería flexible, por ejemplo), una cierta cantidad de agua.

Esta idea no es tan descabellada y podría llegar a ser más económico bombear agua que efectuar algún otro tratamiento con productos químicos. Además, la inyección de agua al pozo ayudaría a la elevación de los fluidos producidos hasta la superficie.

#### **4.3.3 Control de pH**

Bajar el pH de una salmuera con iones potencialmente incrustantes, aumenta la solubilidad de ciertos compuestos de fierro y carbonatos, no así con los sulfatos. Sin embargo, también tiende a hacer más corrosiva la salmuera y puede ocasionar problemas de corrosión. Por estas razones, el control del pH sólo se recomienda en sistemas superficiales, cuando se tenga algún problema potencial de depositación de carbonatos y de compuestos de fierro, como el carbonato de fierro y el óxido ferrosos o férrico.



El control del pH es recomendable en el manejo de aguas de inyección.

#### **4.3.4 Control de la producción de agua**

Como es sabido, los iones incrustantes y sus sales asociadas, ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ,  $\text{FeO}_2$ ,  $\text{FeCO}_3$ , etc.) se encuentran disueltos en el agua de formación producida, o bien, precipitan en ella y se adhieren a las superficies del metal de la tuberías o en la formación. Es decir, las sales incrustantes son solubles en agua, no en el aceite ni en el gas.

Por esta razón, la producción de agua en los pozos debe vigilarse y hasta controlarse, a fin de mejorar su productividad de hidrocarburos y, paralelamente, prevenir la formación de depósitos incrustantes. El control de la producción de agua se puede lograr mediante tratamientos que incluyen el uso de silicatos de sodio, plásticos fenólicos y epóxicos o mezclas de cemento y diesel. Estos compuestos son inyectados en la zona de agua que se quiere controlar. También se pueden utilizar ciertos tipos de poliacrilamidas mezcladas con agentes reticulantes.

Es importante hacer notar que estos tratamientos para controlar la producción de agua no deben realizarse en las zonas productoras de aceite y gas, en formaciones altamente fracturadas o con porosidad vugular, ni en zonas productoras de hidrocarburos con alto contenido de arcilla. Sólo deben aplicarse en zonas productoras de agua aisladas de las zonas de hidrocarburos, con el fin de controlar la producción de agua.

#### **4.4 Técnicas de aplicación de inhibidores**

Existen diversas técnicas de aplicación de inhibidores de incrustación. Estas se pueden dividir en tres grupos: SQUEZZE

- a. Técnicas de aplicación en la formación
- b. Técnicas de fondo del pozo
- c. Técnicas de superficie

Las técnicas de aplicación en la formación incluyen inyecciones forzadas a la formación y fracturamientos hidráulicos con inhibidores.



Las técnicas de fondo del pozo incluyen inyecciones de inhibidores líquidos con tubería tipo macarrón ó capilar, colocación de empaques con grava y colocación de canastas con inhibidores sólidos.

Las técnicas de superficie incluyen inyecciones de reactivos con bombas mecánicas, colocación de canastas con inhibidores sólidos en líneas paralelas (by pass) o en el interior de tanques.

#### **4.5 Mecanismos de inhibición**

En términos generales, los inhibidores de incrustación trabajan mediante dos mecanismos bien diferenciados:

1. Formación de complejos solubles con los iones incrustantes.
2. Efecto Threshold ó modificación del crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación primaria, pero impidiendo la nucleación secundaria o crecimiento posterior.

##### **4.5.1.1 Formación de complejos solubles**

En este mecanismo de inhibición, el aditivo forma complejos estables y solubles con uno de los iones de la fase precipitante. Con esto se consigue una reducción en la concentración efectiva de los iones libres en solución.

Es decir, se presenta una reacción estequiométrica entre los inhibidores de incrustación y los cationes presentes en la solución. Este mecanismo es económico cuando la concentración de iones incrustantes es pequeña. Sin embargo, el tratamiento llega a ser antieconómico a concentraciones mayores, puesto que se requieren proporciones de uno a uno o más entre los inhibidores y los iones incrustantes.

##### **4.5.1.2 Efecto Threshold**

El tratamiento de inhibición más efectivo y económico ha sido con productos químicos que muestran el efecto Threshold. Esto ocurre cuando el inhibidor cubre (y se adsorbe en) el núcleo microcristalino e inhibe su crecimiento, manteniendo grandes partículas incrustantes en solución a concentraciones por arriba del nivel normal de precipitación. Algunos de los productos químicos que muestran este efecto son los polifosfatos inorgánicos y los fosfonatos orgánicos.



Las propiedades Threshold de los inhibidores de incrustación son diferentes a las propiedades quelantes o secuestrantes. La diferencia principal consiste en que el comportamiento Threshold se lleva a cabo en las superficies sólidas del núcleo microcristalino, mientras que la acción quelante o secuestrante comprende una reacción en solución, donde se tienen iones complejos y no pequeñas partículas.

Otra diferencia entre la inhibición y la quelación es que un sistema inhibido es termodinámicamente inestable, sólo está controlado cinéticamente. Raramente se alcanza el equilibrio.

Estos efectos, secuestrante y Threshold, se diferencian también en su estequiometría, es decir, en términos de la relación de inhibidor/iones incrustantes y las reacciones resultantes.

La concentración de inhibidor afecta de la siguiente manera a los iones incrustantes:

1. Cuando se añaden al agua unas cuantas partes por millón de los inhibidores Threshold, no ocurre interacción o precipitación entre el inhibidor y los componentes iónicos del agua. Este es el rango de concentración Threshold (o de entrada) y existe cuando la relación estequiométrica de concentraciones del inhibidor a cationes incrustantes es de 0.5 a 1 o menor.
2. Cuando la relación entre el peso del inhibidor y el catión que forma la incrustación aumenta de 2:1 a 5:1 aparece una turbidez y precipitación, como resultado de la reacción entre el inhibidor y el catión. A medida que se añade más inhibidor, el precipitado se redisuelve lentamente y la solución llega a ser clara a una relación de 7:1 a 10:1. Esta es la zona secuestrante donde el inhibidor forma un complejo soluble con el catión, impidiendo que este reacciones con los precipitantes aniónicos.

La concentración requerida para mantener en solución una cantidad determinada de iones incrustantes no es constante. El nivel de dosificación de un inhibidor de incrustación normalmente está en el rango de 1 a 10 ppm. Estos inhibidores Threshold sólo trabajan efectivamente cuando están en solución.



## 4.6 Tipos de inhibidores de incrustación

Existen diversos productos químicos que permiten controlar y prevenir la depositación de incrustaciones en los sistemas de producción. Estos productos químicos son los llamados inhibidores de incrustación. Se dividen en inorgánicos y orgánicos. Dentro de los primeros están los polifosfatos simples y los polifosfatos complejos de solubilidad controlada. Entre los segundos están los fosfatos, ésteres fosfatos, fosfonatos, polímeros, acrilatos y ácidos orgánicos.

### 4.6.1 Inhibidores inorgánicos

#### 4.6.1.1 Polifosfatos simples

Estos materiales son sólidos inorgánicos no cristalinos y se disuelven rápidamente en agua. También son solubles en salmueras. Estos compuestos incluyen sales de sodio y potasio:

- ◆ Hexametáfosfato de sodio (o potasio)
- ◆ Tripolifosfato de sodio (o de potasio)
- ◆ Tetrapirofosfato de sodio (o potasio)

La solubilidad de estos polifosfatos es mejor en salmueras con alto contenido de sólidos y son utilizados en forma sólida, o bien se pueden disolver en agua y utilizarse en forma líquida. Uno de los problemas con los polifosfatos inorgánicos es que pueden cambiar su forma con el tiempo y perder sus propiedades de inhibición. A este cambio se le llama reversión y consiste en la hidrólisis del fosfato cristalino en ortofosfato inactivo.

Los ortofosfatos reaccionan con el calcio para formar fosfatos de calcio insoluble causando así problemas de obstrucción y taponamiento. La velocidad de reversión es diferente para cada polifosfato, y los principales factores que la afectan son: el pH y la temperatura. La velocidad de reversión aumenta al disminuir el pH (más ácido) y al aumentar la temperatura. Los polifosfatos simples pueden precipitar y causar problemas aún sin reversión, si su concentración en agua llega a ser alta. Se recomienda que su pH se ajuste a un valor cercano a 8.5.

#### 4.6.1.2 Polifosfatos de solubilidad controlada

Los fosfatos de solubilidad controlada son polifosfatos que contienen calcio y/o magnesio; son solubles en agua pero se disuelven mucho más lentamente que los



polifosfatos simples. La velocidad de disolución está afectada por el tamaño de las partículas y la cantidad y relación de calcio y magnesio en el fosfato cristalino, así como por la temperatura, gasto de flujo, dureza y contenido de cloruros del agua de solución. Los polifosfatos usualmente se refieren como fosfatos molecularmente deshidratados.

Los fosfatos de solubilidad controlada también están sujetos a reversión, pero el problema afortunadamente no es tan crítico como en el caso de los polifosfatos simples, puesto que la reversión no comienza mientras el fosfato este en solución.

La tabla siguiente muestra los rangos de aplicación de los fosfatos inorgánicos para inhibir sales de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.

INCRUSTACIÓN	PROTECCIÓN	CONDICIONES MÍNIMAS
CaCO <sub>3</sub>	Excelente	2-5 ppm
CaSO <sub>4</sub>	Regular	10-20 ppm
BaSO <sub>4</sub>	Pobre	50 ó más ppm

**TABLA 4.1.** Rangos de aplicación de los fosfatos inorgánicos

## 4.6.2 Inhibidores orgánicos

### 4.6.2.1 Fosfonatos

Los fosfatos orgánicos, mejor conocidos como fosfonatos, no tienen el problema de reversión, como los fosfatos inorgánicos. Su estructura molecular es ligeramente diferente a la de los ésteres, pero esta diferencia los hace aún más estables a la temperatura y les da mejores características de solubilidad. Los fosfonatos pueden utilizarse a temperaturas del orden de los 200°C. Son solubles a altas concentraciones en salmueras ricas en calcio y es más difícil que formen depósitos taponantes de emulsión en la formación.

Mientras que las ventajas de los fosfonatos son su alta estabilidad a elevadas temperaturas, sus propiedades de no reversión y su capacidad de mezclado con el ácido clorhídrico, existen unas cuantas desventajas que se deben considerar: los fosfonatos no se adsorben completamente a la formación; después de colocados en la formación, son producidos fácilmente con los fluidos; así, a fin de inhibir eficientemente las incrustaciones en el yacimiento, se deben mantener concentraciones relativamente altas de inhibidor. Sin embargo, bajo ciertas condiciones el pozo puede ser sobretratado y formarse un nuevo compuesto,



llamado trifosfato de calcio ( $\text{Ca}(\text{PO}_4)_3$ ). Este compuesto no tiene propiedades de inhibición; y de hecho no se sabe a ciencia cierta cuánto calcio puede mantener en solución una cierta cantidad de fosfonatos.

La siguiente tabla muestra los rangos de aplicación de los fosfonatos para inhibir sales de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.

INCRUSTACIÓN	PROTECCIÓN	CONDICIONES MÍNIMAS
$\text{CaCO}_3$	Buena	5-10 ppm
$\text{CaSO}_4$	Buena	15-20 ppm
$\text{BaSO}_4$	Excelente	20 ó más ppm

**TABLA 4.2.** Rango de aplicación de los fosfonatos

#### 4.6.2.2 Esteres fosfatados

Los ésteres fosfatados son compuestos solubles en aceite que se asemejan a los fosfonatos en varias formas. La principal semejanza es que cuando se utilizan excesivamente, llegan a ser compuestos inactivos. Los ésteres proporcionan excelentes resultados tanto en superficie como en el pozo. Puesto que son solubles en aceite, se pueden mezclar con inhibidores de corrosión. La estructura química de los ésteres es muy similar a la de los polifosfatos inorgánicos. La diferencia es que los ésteres tienen ligaduras ramificadas en los oxígenos.

Los ésteres fosfatados se utilizan para prevenir la depositación de incrustaciones en la cara de las fracturas o en la cara de la formación. Son estables a temperaturas de hasta  $100^\circ\text{C}$ . Son más resistentes a bajos niveles de pH y tienen mejores características de solubilidad en salmueras que los polifosfatos. Son efectivos contra depósitos de carbonatos y sulfatos. Sin embargo, tienen varias desventajas. Tienden a formar emulsiones cuando se mezclan con aceite, por lo que es necesario un agente desemulsificante. No se recomienda para temperaturas mayores de  $100^\circ\text{C}$ . A altas concentraciones son incompatibles con salmueras de alto contenido de calcio, y tienden a revertir.

La siguiente tabla muestra los rangos de aplicación de los ésteres fosfatados para prevenir la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.

INCRUSTACIÓN	PROTECCIÓN	CONDICIONES MÍNIMAS
$\text{CaCO}_3$	Regular	Debajo de $120^\circ\text{C}$



CaSO <sub>4</sub>	Buena	Debajo de 120°C
BaSO <sub>4</sub>	Buena	10-20 ppm

**TABLA 4.3.** Rangos de aplicación de los ésteres fosfatados

#### 4.6.2.3 Polímeros

Los polímeros son compuestos de cadena larga formados por grupos repetitivos. Son capaces de mantener en solución al ión calcio, así como de adsorberse a la formación. Los polímeros proporcionan también una excelente protección a bajas concentraciones, generalmente de 3 a 5 ppm. En principio se pensó que los polímeros podían extender la vida de los tratamientos con inhibidores, pero más tarde se demostró que no es así.

Los desarrollos sobre polímeros se han enfocado hacia el estudio de los ácidos acrílico y metaacrílico, y también hacia los ácidos fosfónicos y sus sales. También hay evidencias que apoyan la teoría de que ciertos poliacrilatos suavizan las incrustaciones previamente depositadas. Genralmente los poliacrilatos y las poliacrilamidas se pueden utilizar a altas temperaturas, del orden de 200°C o más, para el control de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio.

Los polímeros del ácido acrílico son más efectivos que los del ácido metaacrílico, entre los que se encuentran los poliacrilatos de sodio y los polímeros acrílicos con grupos amida y carboxilo. Ambos son polielectrolitos solubles en agua. Sus soluciones acuosas tienen un amplio rango de pH y temperatura y son compatibles con la mayoría de las salmueras y aceites crudos.

La siguiente tabla muestra los rangos de aplicación de los polímeros para prevenir la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.

INCRUSTACIÓN	PROTECCIÓN	CONDICIONES MÍNIMAS
CaCO <sub>3</sub>	Regular	Arriba de 120°C
CaSO <sub>4</sub>	Buena	3-5 ppm, arriba de 120°C
BaSO <sub>4</sub>	Buena	Arriba de 180°C

**TABLA 4.4.** Rangos de aplicación de los polímeros



#### **4.6.2.4 Ácidos poliorgánicos**

Esta clase de agentes de control está basado en la molécula del ácido etilendiamino tetraacético (EDTA). Estos materiales no actúan por el mecanismo del efecto Threshold, sino por un mecanismo de quelación donde una molécula de secuestrante reacciona con un átomo de calcio para formar un complejo soluble.

De esta manera, el calcio es incapaz de combinarse con un ión carbonato o sulfato y precipitar. El tratamiento con compuestos de EDTA es muy limitado en el campo puesto que se requieren grandes cantidades. Sin embargo, se utilizan para disolver depósitos de sulfato de calcio.

### **4.7 Tecnologías para el control**

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones.

#### **4.7.1 Tratamiento de inyección forzada a la formación de inhibidores químicos (squeeze)**

Actualmente, el método más usado para controlar problemas de incrustaciones en la formación es la inyección de inhibidores, los cuales deben tener la propiedad de adsorberse en la roca durante un periodo de cierre de pozo y subsecuentemente se desorben cuando la producción es reanudada, incorporándose en la fase acuosa. El éxito de un tratamiento “squeeze” es muchas veces determinado por el tiempo de vida efectivo en inhibir la incrustación en un sistema de formación, y este tiempo es dependiente del mecanismo de adsorción/desorción del inhibidor con la roca de la formación.

Otro parámetro que debe considerarse para el buen éxito del tratamiento y que el mecanismo opere adecuadamente es la mojabilidad, propiedad fundamental en la que recae la funcionalidad del squeeze. En un tratamiento squeeze típico, una cantidad de inhibidor de incrustación y una salmuera como colchón adicional, es inyectado dentro de la formación y después el pozo es cerrado por 24 horas. Durante el periodo de cierre, el inhibidor se adsorbe en la roca de la formación.



Después la producción es reanudada y el inhibidor es liberado en forma gradual en los fluidos del pozo, incorporándose en la fase acuosa donde realiza su función de evitar la formación de incrustación.

El mecanismo de inhibición que se lleva a cabo es el siguiente:

#### ◆ **Adsorción de producto**

Se adsorbe en la estructura molecular del carbonato de calcio presente en la formación para después desorberse y prevenir el crecimiento del cristal.

Los inhibidores se adsorben a los bordes de las arcillas o lugares positivos, bajo los siguientes criterios:

- 3 g de inhibidor / kg Kaolinita
- 0.2-0.5 g de inhibidor / kg Calcita
- 0.05 g de inhibidor / kg arena
- 6.8 g de inhibidor / kg Illita

Algunas observaciones importantes acerca de la adsorción son las siguientes:

- La adsorción aumenta con el incremento del pH
- La adsorción aumenta con el incremento del calcio
- La adsorción aumenta con el incremento de la temperatura
- La adsorción varía con diferentes clases de minerales
- La adsorción aumenta con el incremento del área adsorbente

#### ◆ **Precipitación**

El inhibidor reacciona con el calcio disponible y se precipita, formando una capa sobre la superficie. Interactúa con el núcleo crítico (6-8 moléculas agrupadas) y previene el crecimiento de un cristal estable.

#### ◆ **Precipitación y adsorción**

Existe otro mecanismo de inhibición que combina la precipitación y la adsorción. Cuando el inhibidor tiene contacto con la formación este reacciona con el calcio precipitando, y parte que no alcanza a reaccionar (inhibidor desgastado) es adsorbido. Por esta razón en la vecindad del pozo es donde ocurre la precipitación y más adentro hasta donde llega el inhibidor desplazado ocurre el proceso de adsorción.

### 4.7.1.1 **Determinación de los parámetros de diseño**



A continuación se mencionan los parámetros que son indispensables obtener para iniciar el diseño de una inyección forzada a la formación (squeeze), esto es con la finalidad de evitar el fracturamiento a la formación y obtener el volumen de tratamiento requerido para el control de cierto tiempo.

Los parámetros de diseño a determinar son los siguientes:

- ◆ Volumen del inhibidor
- ◆ Radio de invasión
- ◆ Presión de fractura
- ◆ Gasto máximo de inyección
- ◆ Presión superficial máxima
- ◆ Potencia

Los últimos dos parámetros tienen un gran impacto en un tratamiento squeeze, ya que de ambos depende en gran medida, su tiempo de vida, pues el radio de investigación depende del volumen de inhibidor, y en función de estos dos parámetros, se obtendrá la duración del tratamiento. Los parámetros de diseño corresponden a los volúmenes de fluidos que se van a inyectar en cada una de las etapas del tratamiento, y que forman parte de la cédula de operación.

Se toma como parámetro de diseño el gasto de agua producida, y dependiendo del tiempo de duración del “squeeze”, se determina el volumen de inhibidor para el tratamiento, así como el radio que se desea invadir. También se considera la concentración del inhibidor en el flujo de retorno. Se recomienda una concentración de la solución de tratamiento al 5% y una concentración del inhibidor de inyección en el flujo de retorno de 10 ppm.

#### **4.7.2 Tratamiento con inhibidor de incrustación encapsulado**

La incrustación de carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$  es el problema más común encontrado en los pozos productores de hidrocarburos. La incrustación en el equipo subsuperficial y superficial propicia problemas operacionales, repercutiendo en la disminución de la producción y/o dificultad en el flujo de los hidrocarburos. La inyección forzada de productos químicos inhibidores a la formación, es utilizada para el control en la depositación de incrustaciones. Pero la experiencia indica que en pozos con altos flujos fraccional de agua 70% ó mayor y de baja producción, cuando se emplean tratamientos convencionales como el

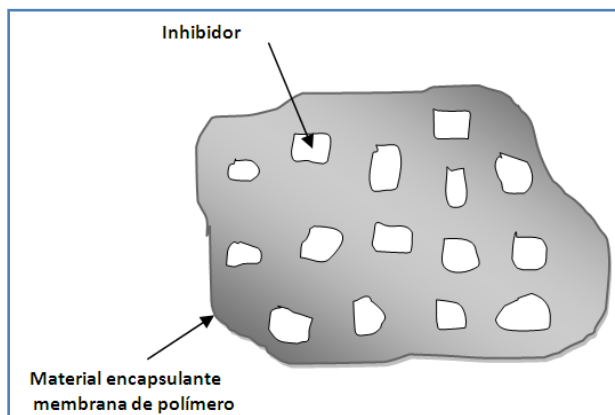
“squeeze” requieren de varios intentos de inducción para restablecer su producción y en algunos casos los pozos podrían quedar fuera de producción.

Esto es debido principalmente a la utilización de grandes volúmenes de fluido de tratamiento convencional que normalmente es bombeado con el inhibidor que es introducido en la formación para un radio de invasión determinado. Como método alternativo a este problema aparece el “tratamiento con inhibidor encapsulado”.

La principal ventaja de éste, es la colocación del tratamiento de fluidos en el agujero de ratón en comparación con el “squeeze” que se coloca dentro de la formación. Por consiguiente, el tratamiento con inhibidor de incrustación encapsulado es apropiado para pozos de aceite con baja presión y alta producción de agua. Según datos de campo más de 10 pozos marinos han sido tratados con el inhibidor encapsulado, sin problemas para restablecer su producción. Después de más de dos años siguientes al tratamiento del primer pozo, no se ha presentado la depositación de incrustaciones.

#### 4.7.2.1 ¿Qué es la microencapsulación?

La microencapsulación es la formación de una protección permeable alrededor de la pared de una partícula de material para controlar la liberación o interacción, con un medio en particular. La microencapsulación es utilizada en muchas otras aplicaciones como es el caso de productos farmacéuticos, agricultura, cosméticos, etc. La figura 4.1 ilustra la unión del inhibidor de incrustación microencapsulado. El centro de las cápsulas es el material activo y la membrana de la cápsula es un polímero base natural. El rango del tamaño de la microcápsula es de 2.5 mm y del inhibidor es de 25 a 75 micras.



**Figura 4.1.** Composición de la microcápsula, el tamaño de la microcápsula es 1.0-2.5 mm y el tamaño del inhibidor es 25-75 micras ( $1 \text{ micra} = 1 \times 10^{-6} \text{ m}$ ).

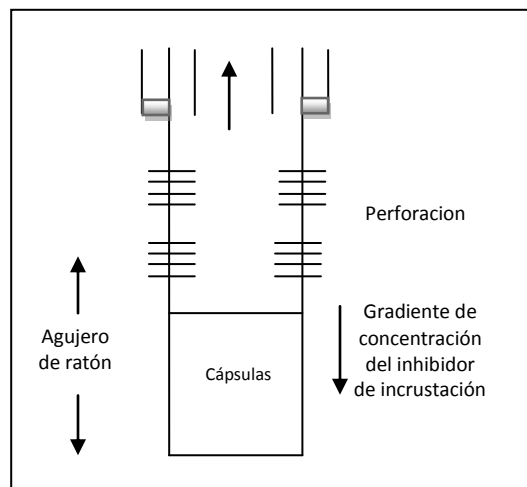
#### 4.7.2.2 Mecanismo de liberación del inhibidor

La actividad del inhibidor de incrustación es la liberación continua mediante la difusión a través de la membrana del polímero, de las microcapsulas y como se dijo anteriormente es permeable, estas se encuentran dispersas en la salmuera de la formación localizada en el fondo del pozo (agujero de ratón). El porcentaje de liberación es función de varios factores como es el caso de la temperatura, composición de la salmuera, pH y la concentración del inhibidor en la salmuera. Por ejemplo a temperaturas mayores de 150°F y valores altos de pH la liberación del material activo aumenta. Pero en general, la alta temperatura, aumenta la liberación del material activo.

#### 4.7.2.3 Transferencia del inhibidor

El flujo producido de agua en la zona de disparos causa turbulencia en la cima del agujero de ratón. Por lo que la concentración del inhibidor en la cima es reducida, teniendo como resultado una disminución de la concentración en la salmuera.

La dilución del inhibidor causa que la liberación del material activo se produzca lentamente mejorando así la inhibición para restablecer el nivel de equilibrio del inhibidor en el fluido. El aumento de la velocidad del fluido producido arriba del agujero de ratón, es la relación principal de transferencia del inhibidor con la producción de agua (salmuera). La causa principal del agotamiento del inhibidor en la salmuera es especialmente la liberación del material activo de las microcápsulas.



**FIGURA 4.2.** Transferencia del inhibidor durante el proceso de flujo normal

#### 4.7.2.4 Diseño del tratamiento y aplicación

El volumen de tratamiento (cantidad de químicos) depende significativamente de la capacidad del agujero de ratón en el pozo. La experiencia de campo indica que del 70 al 100% del agujero de ratón debe ser llenado por las cápsulas de inhibición de incrustación.

La aplicación en campo del tratamiento de inhibidor de incrustación encapsulado debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Bombear un colchón de 2 barriles de una mezcla de agua con 1% de concentración de un inhibidor de incrustación convencional.
2. Bombear las cápsulas del inhibidor con un gasto de 1-2 barriles por minuto (BPM). El volumen que dependerá de la capacidad del agujero de ratón (base de los disparos a la profundidad interior del pozo).
3. Proseguir con 10 barriles de una mezcla de agua con 1% de un inhibidor de incrustación convencional.
4. Cerrar el pozo de 12 a 48 horas para permitir que las cápsulas químicas se coloquen en el agujero de ratón (fondo de pozo).
5. Abrir el pozo a producción y observar (estabilizar pozo).
6. Monitoreo del comportamiento.

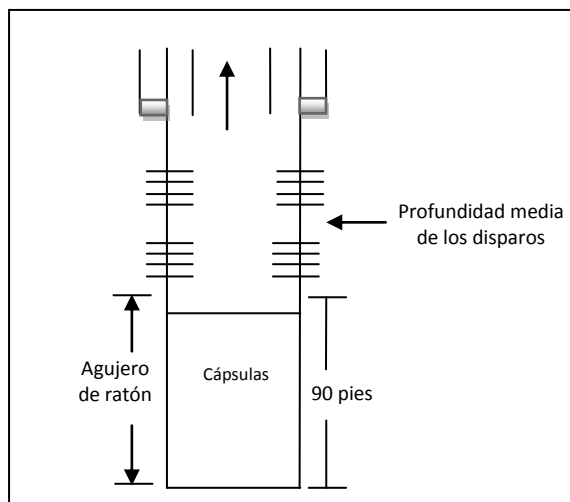
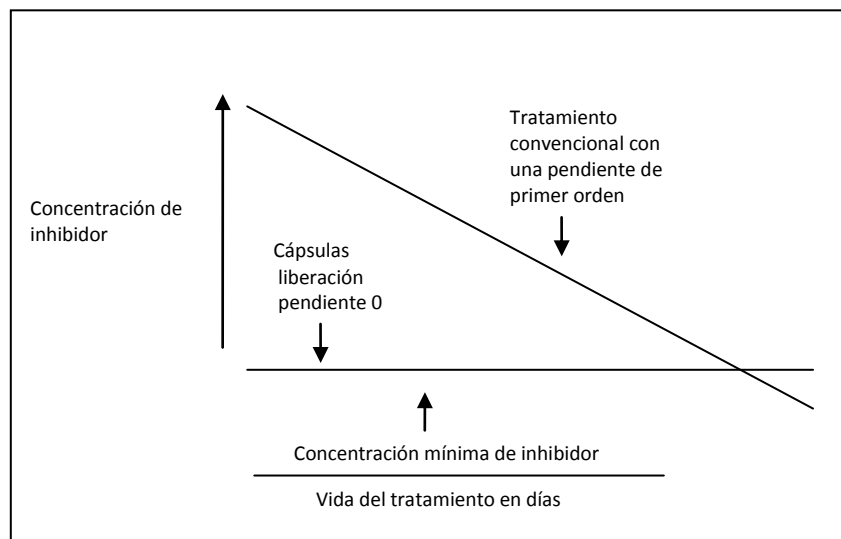


FIGURA 4.3. Capacidad del agujero de ratón

#### 4.7.2.5 Predicción del tiempo de vida del tratamiento

La vida del tratamiento se basa en el volumen acumulativo de agua producida cuando el inhibidor de retorno alcanza la mínima concentración en relación al

original. La figura 4.4 ilustra la liberación del inhibidor de retorno tipo convencional y el tratamiento encapsulado. Donde se observa que la relación constante del inhibidor de retorno es más favorable que el tratamiento convencional y esto se debe a que un volumen significativo del producto químico usado en el tratamiento convencional es perdido en un periodo corto de tiempo después de que el pozo es puesto a producción.



**FIGURA 4.4.** Tipos de liberación de inhibidor por tratamiento convencional y encapsulado.

### 4.7.3 Tratamiento con unidades magnéticas

La tecnología magnética se ha aplicado con éxito en el control de las incrustaciones minerales en la industria petrolera a nivel de pozos e instalaciones de producción, en distintos países entre los que podemos citar a China, Venezuela, Estados Unidos, Colombia y actualmente en México.

Para dar una idea de la efectividad de los dispositivos magnéticos en la prevención de las incrustaciones minerales, es importante mencionar que en la industria se están utilizando con aplicaciones muy variadas y en fluidos muy diversos. Estos fluidos varían desde el agua, agua/crudo, crudo, aplicados en pozos petroleros, oleoductos, estaciones de flujo, refinerías, combustibles refinados, etc.

En un Complejo de Producción de la Región Marina de México, se llevó a cabo una prueba industrial, con el fin de evitar las incrustaciones minerales en las bajantes de tres pozos, las cuales quedaron obturadas en condiciones normales



de operación en un lapso de 6 meses. Posteriormente, se instalaron unidades magnéticas corriente arriba del estrangulador de los pozos, en dos de ellos se flejaron en carretes de acero inoxidable, y en uno en carrete de acero al carbón.

#### **4.7.3.1 Principio de funcionamiento de las unidades magnéticas**

Las unidades magnéticas son dispositivos que se colocan en la parte externa de la tubería, no requiere de energía, ni mantenimiento, son imanes permanentes, su función primordial es la prevención y remoción de incrustación en los sistemas de fluidos.

Como es bien sabido, cuando un fluido es sometido a cambios de presión, y/o temperatura, las partículas contenidas en el fluido tienden a unirse, formando agrupaciones moleculares mayores, al hacer pasar un fluido a través de un campo magnético se induce una polaridad a estas agrupaciones y tienden a repelarse, es así como estas agrupaciones moleculares mayores se convierten en estructuras moleculares menores, devolviéndole al fluido la capacidad de suspensión de sólidos.

Los sistemas de flujo se obstruyen debido a que las agrupaciones moleculares tienden a irse hacia las paredes de las tuberías, donde la velocidad del fluido es menor, acumulándose y formando las incrustaciones.

Las unidades magnéticas previenen la depositación de incrustaciones y además remueven las ya existentes, es decir, si hay una adherencia previa, se hace una remoción gradual, las sustancias diamagnéticas como no tienen un momento magnético por sí mismo, aceptan uno inducido y temporal, se dice que es temporal porque lo cumple de dos formas en tiempo y en distancia, la distancia entre cada unidad magnética debe ser de 1000 a 1500 pies, las sustancias diamagnéticas van a permanecer con el efecto de polaridad inducida por el tiempo en que pasen por esta distancia hasta que pierden esa propiedad y vuelvan a su estado original. Cuando se habla del efecto de remoción es sencillo, las sustancias que se encuentran adheridas son diamagnéticas, las sustancias que se polarizan en este momento tienden a suministrar energía a las sustancias que están ya adheridas, tomando una fuerza tal que conlleva a la ruptura de esas estructuras.

Existen tres factores necesarios para una buena aplicación del tratamiento magnético a los fluidos:

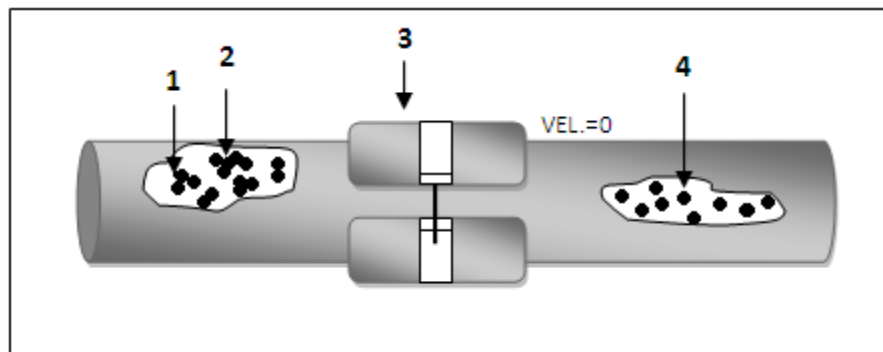
1. Un fluido que sea conductor

2. Un campo magnético perpendicular al flujo
3. Velocidad relativa entre los fluidos y los vectores del campo

Estos tres factores son elementales necesarios para la “Ley de Faraday” de inducción electromagnética. Todos estos factores son requeridos para cumplir esta ley. Por ejemplo, si un fluido no tiene conductividad (agua destilada) la ley no es aplicada. Si no hay velocidad relativa entre el campo magnético y el fluido, la ley no es aplicable. Mientras que estos elementos son necesarios, ellos no garantizan buenos resultados. También es necesario realizar un análisis del fluido para conocer sus componentes, propiedad y susceptibilidad magnética para realizar una evaluación. En todos los fluidos están presentes las sustancias paramagnéticas y diamagnéticas, es necesario conocer cada tipo y cantidad para que un tratamiento magnético pueda realizarse exitosamente.

Hay agrupaciones moleculares que aumentan su tamaño más allá de la cual la física del fluido puede mantener en suspensión. Estas agrupaciones de gran tamaño se mueven hacia las zonas de baja velocidad del sistema, adhiriéndose y formando depósitos en el mismo.

En resumen el principio de funcionamiento se explica con la siguiente figura:



1. Cambios de temperatura y presión causan agrupamiento molecular
2. Las agrupaciones de moléculas de mayor tamaño viajan hacia los lugares de menor velocidad, en este caso, a las paredes de la tubería donde la velocidad de flujo disminuye.
3. Al pasar por el camino magnético las moléculas se polarizan ocasionando que se rompan en agrupaciones de menor tamaño.
4. El efecto de polarización debido a la inducción magnética en las moléculas se conserva en espacio y tiempo, es decir que este tratamiento estará presente a lo largo de una distancia siempre y cuando el fluido este en movimiento.

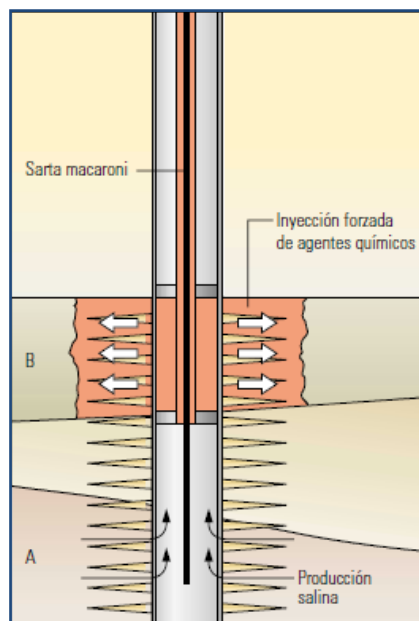
#### 4.7.4 Tubería capilar

La tubería capilar, también llamada sarta macaroni, transporta los fluidos y químicos dentro de los pozos en producción, a cualquier intervalo donde se necesiten éstos tratamientos. Se corre en el pozo a través de la tubería de producción, revestimiento, o espacio anular TP-TR. La tubería es introducida hacia el pozo usando una unidad diseñada específicamente para esta aplicación. Mientras el pozo está produciendo, la tubería capilar es instalada en condiciones de pozo fluyente. La tubería es colgada en el 1/2 árbol del pozo y puede alcanzar profundidades hasta 23,000 pies (7010 m).

Este sistema puede ser removido o reinstalado en otros pozos con costo mínimo. Incrementando la eficiencia en la inyección del producto químico, se reducen costos de mantenimiento y operación. Las características de la Tubería Capilar dependen de las propiedades de cada pozo. En promedio es usada de 1/4" o de 3/8" diámetro con 2205 y 2207 aleación duplex de acero inoxidable.

Ventajas:

- ◆ Aumento de Producción de 60% a 80%
- ◆ Bajo costos de operación, reducen reparaciones causadas por incrustaciones, parafina, depósitos de sal, y corrosión.
- ◆ Promedio de instalación 3-4 horas, sistema de inyección automático y continuo, reduciendo consumo de químicos.
- ◆ No hay retraso en producción ya que se trabaja con pozo fluyendo
- ◆ Este sistema puede ser removido o reinstalado en otro pozo a un mínimo costo.





**FIGURA 4.5.** La tubería capilar transporta los fluidos y los químicos dentro de los pozos en producción. Lleva los químicos cerca del intervalo. Como se observa en la zona A, que produce el fluido que necesita tratamiento. En la zona B aparece el inhibidor que se introduce periódicamente en la formación.

#### **4.8 Métodos de remoción de incrustaciones**

Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

Algunas incrustaciones minerales, como el Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas.

En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.

Se presenta entonces, una descripción general de las técnicas mecánicas y químicas que se utilizan para la eliminación de incrustaciones, incluyendo los últimos avances tecnológicos, y se examinan las ventajas y las limitaciones de cada método.

##### **4.8.1 Remoción mecánica**

Existen algunos criterios para decidir el tipo de remoción a emplear, cuando se tenga un problema de taponamiento u obstrucción en alguna de las líneas de flujo. Sin embargo, la remoción mecánica se prefiere en zonas accesibles a ciertas herramientas y equipo, y de hecho, es más económico, en general, remover mecánicamente en vez de introducir productos químicos que pueden traer consigo otros problemas.



Llamamos remoción mecánica a la desincrustación de depósitos de sales inorgánicas acompañadas de otros compuestos orgánicos, mediante el uso de herramientas de acción física directa sobre esos depósitos.

Las diferentes herramientas utilizadas para remover mecánicamente los depósitos incrustantes son las pistolas, las herramientas sónicas, las barrenas, los escariadores, las rimas y los conocidos como diablos. Estas herramientas se operan y/o acompañan de otros equipos, cuya discusión no entra en este trabajo, pero que se pueden mencionar: equipo de línea de acero, equipo de cable, equipo de tubería flexible, unidades de ácido, unidades de nitrógeno, unidades de aceite caliente, unidades de espuma, y en ocasiones, equipo de reparación de pozos.

#### **4.8.1.1 Disparos**

Una de las operaciones más importantes en la terminación y reparación de pozos es la de disparar hacia la formación, cuando se tiene agujero entubado. El caso más crítico del estado operativo de los disparos se presenta cuando se taponan. Si bien pueden estar taponados con material precipitado de la formación, también lo pueden estar debido a sustancias dañinas introducidas al pozo, como sólidos de los fluidos de control o perforación, precipitados de tratamientos químicos, cemento, etc.

Cuando se presenta la situación crítica en la que se taponan los disparos, debe estudiarse con detenimiento la causa, a fin de solucionar adecuadamente este problema. El criterio recomendado es que el tratamiento o solución dependerá del tipo y naturaleza de los depósitos incrustantes. Así, si se llegara a tener obstrucción de los disparos por material soluble en ácido, como es el caso de los carbonatos de calcio y fierro, se recomienda utilizar un tratamiento ácido.

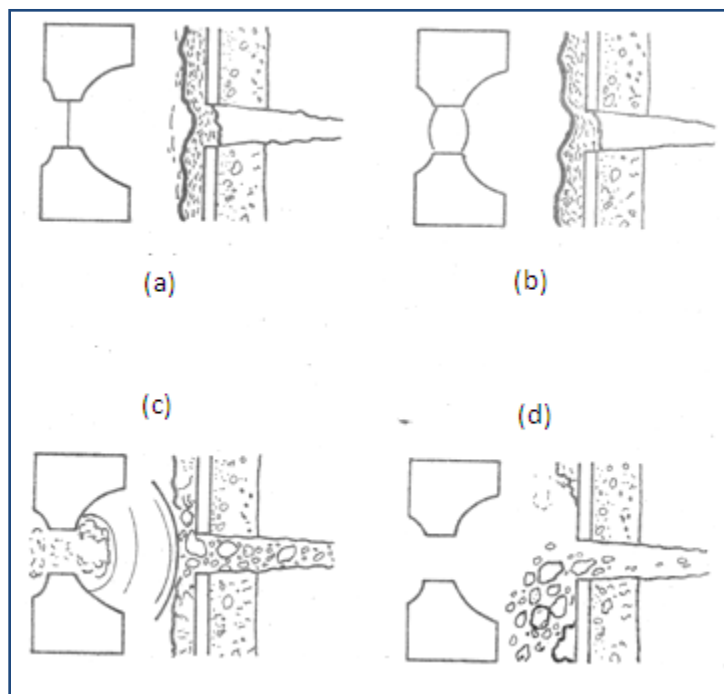
Sin embargo, el criterio de disparar, en el problema de remoción de incrustaciones, sólo se recomienda cuando se tienen depósitos de sulfato de bario o sulfato de estroncio, ya que estos depósitos son los más densos y difíciles de remover químicamente. Adicionalmente, podría pensarse en redisparar una formación con problemas de sulfato de calcio, cuando éste sea muy severo, con el fin de evitar problemas de reprecipitación si se usa algún método químico.

En los pozos en que se observa taponamiento por incrustaciones, el diámetro de los disparos deberá ser tan grande como los permitan las condiciones prácticas, probablemente de 0.75 pg, para reducir las tendencias de taponamiento y para

ayudar a limpiar los disparos. El taponamiento de los disparos por incrustación en pozos productores o inyectores está asociado con el diámetro de los disparos y otras consideraciones termodinámicas e hidrocínéticas. La caída de presión a través de los disparos de diámetro pequeño incrementa la incrustación de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Las caídas de temperatura en disparos de diámetro pequeño, a su vez, propiciará la incrustación de sulfato de bario en pozos de gas.

#### 4.8.1.2 Herramientas sónicas

Las herramientas sónicas también son utilizadas para remover incrustaciones formadas en los disparos. Tales depósitos incrustantes pueden ser pulverizados mediante una técnica que utiliza ondas de choque de alta intensidad. Existe una herramienta de impacto sónico con gran potencia, que forma un arco de alto voltaje cuyas ondas de choque en los fluidos del pozo golpean las paredes de la tubería de revestimiento y los disparos con un impacto de alta intensidad de microsegundos de duración.



**FIGURA 4.6.** Diagrama secuencial del funcionamiento de la herramienta sónica utilizada para la remoción de incrustaciones en los disparos.

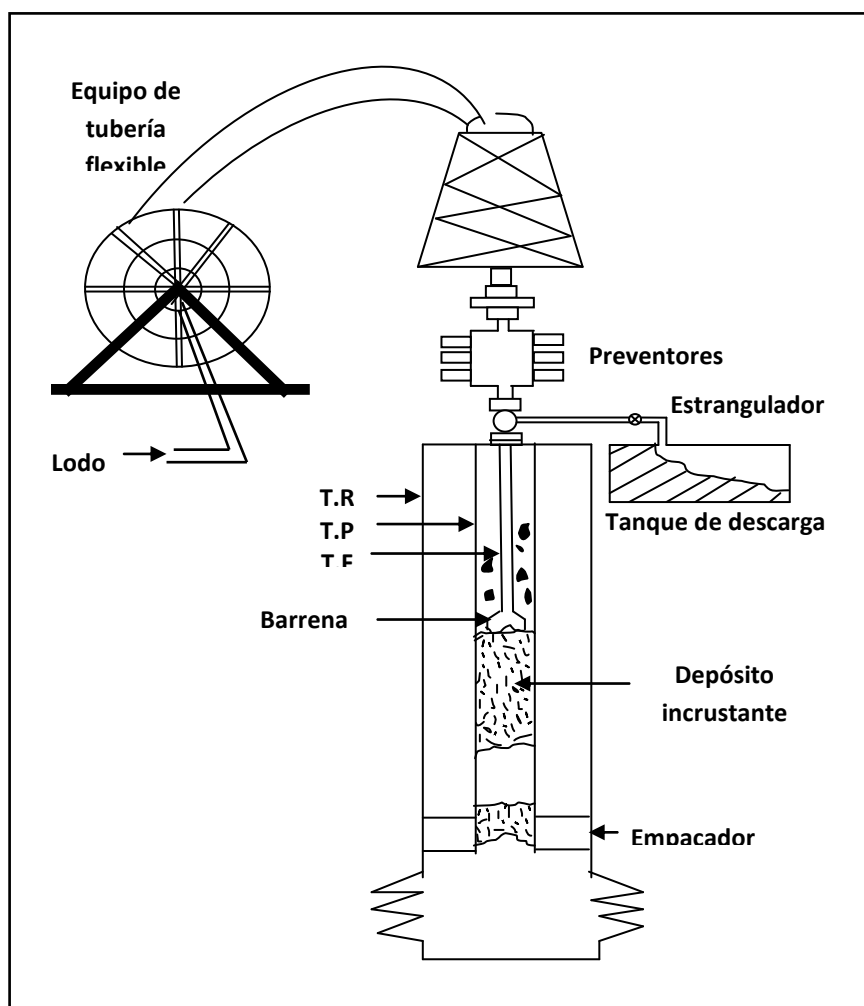
La herramienta sónica se puede bajar al pozo con equipo de línea y no requiere necesariamente de un equipo convencional de reparación. Existe otra herramienta sónica para limpiar pozos y estructuras tubulares que consiste de un oscilador

para generar energía sónica en un modo de vibración de progresión rotativa cerca de un eje longitudinal.

#### 4.8.1.3 Perforación y escariación

Es frecuente encontrar tapones de algún depósito incrustante en pozos productores de formaciones con altos contenidos de carbonato de calcio, sulfato de calcio o sulfato de bario. Cuando estos depósitos se encuentran en el interior de la tubería de producción y tienen cierta longitud considerable, la práctica más común es removerlos mecánicamente, utilizando para ello, un equipo de tubería flexible con una barrena, como lo muestra la figura 4.7.

Antes de emplear esta barrena se debe correr un bloque de impresión o sello de plomo y hacer un muestreo con equipo de línea o cable y una cubeta muestreadora, para asegurar que no hay fierro de algún pescado o que la tubería de producción esté colapsada, ya que esto provocaría torsión excesiva a la barrena y consecuentemente un pescado.

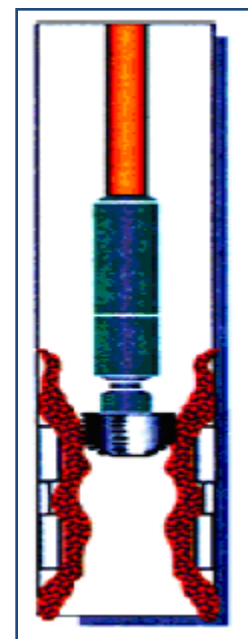


**FIGURA 4.7.** Diagrama esquemático de una operación de remoción mecánica de depósitos incrustantes utilizando equipo de tubería flexible.

Siempre deberá emplearse la barrena con el diámetro exterior más cercano al diámetro interno de la tubería de producción. La barrena nunca deberá salir de la boca de la tubería de producción, puesto que cualquier movimiento horizontal podría provocar un doblez y rotura en la tubería flexible. Dado que puede existir una cierta presión anormal después de perforar el tapón, se recomienda instalar una válvula de seguridad en la línea de descarga y un lubricador con suficiente longitud para acomodar el conjunto de la barrena entre los preventores de la unidad de tubería flexible y la cabeza.

También se requiere de un fluido de cierta viscosidad y gelatinosidad para circular los sólidos o recortes de la barrena hasta la superficie. Un lodo bentonítico o una goma Guar o Xantana podrían ser ayuda para lograrlo.

Al introducir la barrena a la tubería de producción debe bajarse circulando a una presión media de bombeo y a una velocidad máxima de 25 metros por minuto. Al llegar a la cima del tapón se revisa el peso de la sarta y se establece una presión de bombeo constante de unos 3500 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente. Al tocar la barrena el tapón, se notará un aumento de presión que deber ser de unos 250 lb/pg<sup>2</sup>. En estas condiciones, la barrena tendrá unas 760 revoluciones por minuto. Si la presión diferencial excede las 300 lb/pg<sup>2</sup> habrá que levantar la barrena y volver a repasar sobre el tapón. La velocidad de perforación debe ser lenta, de no más de 5 minutos por metro.



**FIGURA 4.8.** Esquema de la molienda de una incrustación.

Al terminar de perforar debe circularse la capacidad de la tubería de producción antes de sacar la tubería flexible, con circulación hasta la superficie. No se recomienda utilizar molino (suponiendo que no hubiera tubería de producción) puesto que las características de éste impiden una buena operación sobre tapones de carbonatos o sulfatos. Los molinos más bien se emplean para moler fierro.

Si el pozo se encuentra sin tubería de producción, se recomienda bajar con una barrena usada de medianas condiciones y de dientes troquelados, preferentemente aquellas de mayor tamaño de dientes. Las barrenas tipo 1-1-1

son las indicadas en este caso. Adicionalmente a la perforación, se recomienda bajar un escariador para tubería. Esto permite una mejor limpieza de las paredes del interior de la tubería, sobre todo porque no siempre se tiene una barrena cuyo diámetro sea igual al diámetro interno de la tubería que se va a limpiar.

El uso de los escariadores en el campo es muy común. Existen diversos tipos comerciales. Su selección se limita simplemente al diámetro interno de la tubería en la que se vaya a meter. Por otro lado, existen diversas herramientas y aparatos de limpieza para interiores de tubería. Podría decirse que son una sofisticación de los escariadores y de los diablos. Los diablos son cuerpos cilíndricos metálicos cuyo diámetro es aproximadamente igual al diámetro interno de las tuberías a limpiar y se emplean principalmente en líneas superficiales.



FIGURA 4.9. Escariadores

#### 4.8.1.4 Herramientas de percusión

Dentro de las herramientas de percusión se encuentran los martillos, aunque estos son diseñados especialmente para operaciones de pesca en los pozos, han sido acondicionados para utilizarse en la remoción de incrustaciones minerales en las tuberías, especialmente cuando se trata de grandes depósitos como el sulfato de bario y el sulfato de estroncio, resultando de gran eficacia.

El martillo es sencillo y fácil de operar, no necesita ajustes durante su uso, sólo un jalón es necesario para operar esta herramienta. El operador siempre tiene un control completo y puede dar fuertes impactos tan rápidos y seguidos como pueda operar el malacate. Además, la intensidad de cada impacto puede ser controlada al variar el jalón aplicado al aparejo. Torsión completa puede ser aplicada en cualquier dirección y en cualquier posición de choque. Durante la operación, la circulación puede mantenerse siempre que se desee.

Existen dos tipos de martillos:

- ◆ Mecánico
- ◆ Hidráulico



El martillo mecánico se utiliza en operaciones de pesca para producir un impacto hacia arriba o hacia abajo o alternativamente en el pescado que se tenga atorado, a fin de recuperarlo por percusión. El mecanismo de restricción de esta herramienta incluye un mandril de fricción y una cuña de fricción. El ensamblaje de mandril interno y el ensamblaje externo o de tazón tiene chavetas que se interbloquean para transmitir torque y están empaquetadas con sellos para la transmisión de fluido de circulación.

Igualmente, el martillo hidráulico se utiliza para producir un impacto en el pescado que se tenga atorado en el interior de un pozo a fin de recuperarlo por percusión. En el martillo se libera la energía potencial de la herramienta, la cual se convierte en energía cinética al someter al martillo al esfuerzo de tensión. Esta energía cinética se transforma en energía de trabajo al producirse el impacto, el cual será mayor o menor conforme el desplazamiento. Por la construcción del martillo hidráulico, el aceite hidráulico y el movimiento hacia arriba de la sarta de pesca, la energía cinética generada por el movimiento ascendente del mandril produce el golpe o percusión debajo de la herramienta para la recuperación del pescado.

Estos martillos, debido a su diseño, pueden golpear tanto hacia arriba como hacia abajo, únicamente hay que controlar la torsión, pues a mayor torsión, mayor será la intensidad del golpe.

#### **4.8.2 Remoción química**

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por tanto, se puede disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida.

La remoción de depósitos incrustantes desde el punto de vista químico es el caso inverso de la precipitación y consiste en eliminar uno de los iones del depósito mediante algún mecanismo químico o fisicoquímico. A continuación se presentan los diferentes procedimientos empleados para combatir los tipos más comunes de sales incrustantes encontradas en el campo.



#### 4.8.2.1 Remoción de carbonato de calcio

##### Ácido Clorhídrico

El carbonato de calcio puede ser removido fácilmente y de una manera económica con ácido clorhídrico al 5,10,15 ó 28%.

La reacción que se lleva a cabo es la siguiente:



Se recomienda que el ácido a emplear lleve un inhibidor de corrosión para proteger el metal de las tuberías, así como un surfactante que ayude a remover cualquier película o capa de aceite del depósito incrustante. También puede utilizarse un bache lavador consistente de algún solvente en caso de que la cantidad de aceite sea grande. El ácido no reacciona con las incrustaciones cubiertas de aceite, o bien, reacciona muy lentamente.

Es muy probable que un pozo que ha sido intervenido varias veces con ácido para remover incrustaciones de carbonatos, sufra un deterioro sustancial en el metal de las tuberías, por ser el ácido altamente corrosivo y dañino. Por esta razón recientemente se ha preferido utilizar otros métodos químicos para limpiar pozos con carbonatos y evitar la reprecipitación de carbonatos de fierro u otras sales derivadas.

La técnica más adecuada, al parecer, es la de el uso de un agente quelante para mantener en solución la incrustación disuelta.

##### Agentes quelantes

En una solución acuosa, un ión metálico ( $M^{++}$ ) tiene un número específico de sitios de coordinación circunvecinos a través de los cuales puede reaccionar químicamente. Ciertas moléculas orgánicas, llamadas agentes quelantes ( $Y^{-4}$ ), contienen suficientes sitios de adherencia con el espaciamiento correcto para ocupar todos los sitios de coordinación del ión metálico. Esto puede expresarse por la siguiente ecuación:





En este nuevo compuesto metal-quelato, se ha reducido la reactividad del ión metálico hacia otras especies. La tendencia del calcio disuelto ( $\text{Ca}^{++}$ ) a reaccionar con  $\text{HCO}_3^-$  para formar  $\text{CaCO}_3$  se puede reducir mediante la quelación del calcio disuelto con un compuesto orgánico apropiado.

Los ácidos poliaminocarboxílicos son agentes quelantes con fuerte afinidad hacia el calcio. Estos ácidos débiles polifuncionales pierden protones hasta alcanzar su estado total de ionización:



La constante de estabilidad efectiva (o condicional),  $K_{ef}$ , se define como:

$$K_{ef} = \frac{[\text{MY}^{2-}]}{[\text{M}^{++}][\text{Y}_f]} \quad (4.6)$$

Donde

$[\text{MY}^{2-}]$  es la concentración del metal quelado

$[\text{M}^{++}]$  es la concentración del metal no quelado

$[\text{Y}_f]$  es la concentración del agente quelante libre total a pesar de su estado de ionización.

El valor de  $K_{ef}$  es proporcional a la relación de ión metálico quelado con respecto al ión metálico no quelado ( $[\text{MY}^{2-}]/[\text{M}^{++}]$ ) y es un indicador directo de la afinidad entre el metal y el agente quelante.

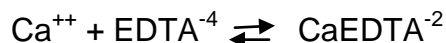
### Quelación con EDTA

El comportamiento de la quelación con EDTA (Ácido Etilen Diamino Tetraacético) requiere una molécula de EDTA totalmente ionizada ( $\text{EDTA}^{4-}$ ) para quelar cada ión de calcio disuelto. Puesto que el objetivo final del tratamiento de remoción de incrustaciones es lograr tanto la disolución como la quelación, la reacción química deseada es la combinación de las ecuaciones siguientes:

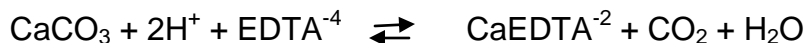
Sumando



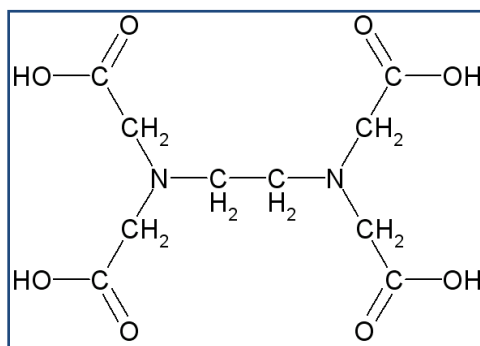
y



Es igual a



Se puede observar de la estructura química del EDTA, que contiene cuatro átomos de hidrógeno ionizable (Fig. 4.10)



**FIGURA 4.10.** Estructura química del ácido etilen-diamino-tetra.acético

Cada uno de los cuatro hidrógenos se puede ionizar de la forma como lo expresan las ecuaciones 4.2 a 4.5 para dar una mezcla de especies en equilibrio:



La distribución exacta de las especies depende de las constantes de equilibrio para cada reacción de disociación y del pH de la solución.

El EDTA se vende comercialmente en varios grados de neutralización.

Se dispone de sales de sodio y amonio de EDTA parcialmente neutralizadas. El fluido para remoción de incrustaciones de carbonato de calcio, compuesto de sal disódica de EDTA ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$ ) disuelta en agua tiene las siguientes propiedades requeridas para una acidificación:

1. El fluido de tratamiento sufre pocos cambios en su composición cuando está expuesto a condiciones de yacimiento.



2. La cantidad de iones metálicos generados durante la disolución de la incrustación por la funcionalidad del ácido, balancea la capacidad quelante del EDTA.
3. El EDTA puede quelar efectivamente los iones metálicos para prevenir la reprecipitación de la incrustación por el ión bicarbonato.

Los productos de reacción de la disolución de incrustaciones con  $\text{NaH}_2\text{EDTA}$  son altamente solubles. La limitante del poder de disolución es la solubilidad del  $\text{NaH}_2\text{EDTA}$  en sí. La solubilidad del  $\text{NaH}_2\text{EDTA}\cdot 2\text{H}_2\text{O}$  puro en agua en  $24^\circ\text{C}$  ( $75^\circ\text{F}$ ) es de 0.298 moles por 1000 g de agua (39 lbm/bl ( $111 \text{ kg/m}^3$ ) de agua). Por comparación, esta solución tiene el mismo poder de disolución de incrustaciones que el ácido clorhídrico al 2.1%.

#### 4.8.2.2 Remoción de sulfato de calcio

La remoción de los depósitos de sulfato de calcio es bastante difícil, a menos que contengan suficiente carbonato para que puedan ser desintegrados y disueltos con ácido. Dado que el sulfato de calcio es muy poco soluble en ácido, deben emplearse otros métodos.

#### Remoción con convertidores

Se puede definir como solución convertidora aquella que intercambia sus iones no metálicos por iones metálicos. En este caso, el intercambio se refiere a la sustitución de un ión complejo inorgánico u orgánico por el ión calcio. De este modo se tienen convertidores inorgánicos y convertidores orgánicos.

Dentro de los convertidores inorgánicos utilizados para la remoción de sulfato de calcio se encuentran las soluciones carbonatadas y las soluciones de hidróxidos.

Las soluciones de carbonato son efectivas cuando el depósito es suave y permeable. Atacan la incrustación mediante reacción de superficie. El carbonato en solución se intercambia con los iones sulfato depositados y deja un depósito de carbonato que se puede remover con ácido. Este tipo de tratamiento es barato y efectivo. Sin embargo, en depósitos densos, duros y pocos permeables, el tratamiento se vuelve inefectivo. Las soluciones carbonatadas utilizadas en tratamientos de remoción de sulfato de calcio son el carbonato de amonio y el carbonato de sodio. Y en general se puede utilizar cualquier otra sal de carbonato.



Después se puede utilizar ácido clorhídrico para remover el carbonato de calcio depositado.

Las soluciones de hidróxidos son soluciones convertidoras mucho más efectivas para remover depósitos de sulfato de calcio densos y menos permeables, ya que penetran las superficies, causando desintegración física del cristal, exponiendo nuevas superficies al producto. Los hidróxidos más comunes utilizados en la remoción del sulfato de calcio son el hidróxido de sodio (sosa cáustica), el hidróxido de potasio (potasa) y el hidróxido de amonio.

Por otro lado los convertidores orgánicos, tales como el citrato de sodio, glicolato de potasio y acetato de potasio, son también indicados como buenos removedores de sulfato. Estos materiales reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio, suavizándolos a tal grado que después son removidos con agua y no requieren de un tratamiento ácido para remover los productos de reacción. Estos convertidores orgánicos son caros, requieren varias horas de contacto sobre los depósitos y deben controlarse en su operación.

### **Agentes quelantes**

Como ya se mencionó en el caso de la remoción de carbonato de calcio, los agentes quelantes son moléculas que forman sitios de afinidad estables que están interconectados eficientemente para utilizar más sitios de afinidad de los que indicaría su valencia. Un sitio reactivo es cualquier porción de una molécula que formará una carga positiva o negativa, mientras que la valencia está definida como la medida de la capacidad de combinación de una molécula.

Los cationes del ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) tiene seis sitios reactivo, aunque su valencia máxima es cuatro. El calcio utiliza cuatro de los seis sitios reactivos del EDTA. En general, cualquier sal de EDTA se recomienda para la remoción de sulfato de calcio. Estas sales pueden ser las sales disódicas y tetrasódicas de EDTA. También se puede utilizar el ácido dietilen-triamino-pentaacético DTPA como agente quelante.

### **Remoción con agua salada**

Otra forma de remover incrustaciones de sulfato de calcio, es mediante el uso de soluciones salinas, preferentemente con concentraciones del orden de los 55000 mg/l., se recomienda que la sal a emplear sea cloruro de sodio.



El mecanismo de remoción es de carácter fisicoquímico y termodinámico, ya que ésta se logra mediante el lavado a chorro con la salmuera, a una temperatura promedio de 50°C. Recordemos además que la solubilidad del sulfato de calcio aumenta con la salinidad y la temperatura.

La reacción en este caso es:

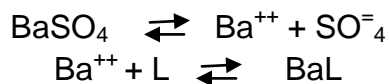


#### 4.8.2.3 Remoción de sulfatos de bario y estroncio

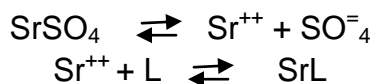
Dada las bajas solubilidades de los sulfatos de bario y estroncio, es muy difícil remover químicamente estos depósitos mediante algún compuesto específico.

##### Agentes quelantes

Sin embargo, algunos autores indican el uso de agentes quelantes como medio de remoción química de los depósitos de sulfatos de bario y estroncio. Clemitt y colaboradores muestran las reacciones de disolución del sulfato de bario mediante las expresiones:



A medida que el bario se combina con el agente quelante L en la segunda reacción, se vuelve más sulfato de bario para mantener el equilibrio de la reacción (primera) y a medida que las reacciones continúan, se disuelve gradualmente el sulfato de bario. Análogamente, las reacciones de disolución del sulfato de estroncio se pueden expresar por:



En ambos casos, y al igual que para el sulfato de calcio y el carbonato de calcio, los correspondientes agentes quelantes son las sales del ácido etilendiaminotetraacético (EDTA).

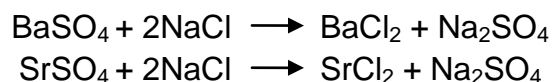
Otros agentes quelantes que se pueden utilizar para disolver estos sulfatos son:



- ◆ Ácido nitrilotriacético (NTA)
- ◆ Ácido dietilentriaminopentaacético (DTPA)
- ◆ Ácido dietilentriaminotetraacético (DTTA)
- ◆ Ácido trietilentetraaminohexaacético (TTHA)

### Remoción con agua salada

Dado que la solubilidad de los sulfatos de bario y estroncio aumentan con el contenido de sales y con la temperatura, es recomendable “lavar” los depósitos con soluciones saturadas de cloruro de sodio y a temperaturas medias de 70°C, ya que a estos valores promedio de salinidad y temperatura se tienen los valores más altos de solubilidad de estos sulfatos. Las reacciones en este caso serán:



#### 4.8.2.4 Remoción de cloruro de sodio

Sin duda, el método más efectivo de la remoción de depósitos de cloruro de sodio consiste en un lavado con agua lo más dulce posible, es decir, procurando no tener cantidades de sales disueltas. La remoción puede ser de tipo combinado, esto es, se puede utilizar una barrena con motor de fondo con agua dulce como fluido circulante. Debe tenerse cuidado con las presiones de fondo cuando se esté utilizando agua dulce como fluido de control.

#### 4.8.2.5 Remoción de compuestos de hierro

Los depósitos de compuestos de hierro se pueden remover fácilmente con cualquier ácido, ya sea orgánico o inorgánico. El uso de cualquier tipo de ácido depende del tipo de compuesto que se vaya a remover.

### Remoción con ácidos inorgánicos

Cuando se piensa remover compuestos de hierro tales como el carbonato de hierro o el hidróxido de hierro, se pueden utilizar los ácidos inorgánicos. En este caso no existe riesgo de formar gas sulfhídrico el cual es mortal. El ácido inorgánico más utilizado en el campo, por su fácil disponibilidad y bajo costo, es el ácido



clorhídrico. Otros ácidos inorgánicos utilizados en la remoción de compuestos de hierro son el ácido fluorhídrico al 28%, el ácido fosfórico, el ácido sulfúrico y el ácido perclórico.

Debe recordarse que siempre que se utilice ácido (cualquiera que sea), para algún tratamiento en las tuberías, debe adicionarse a la solución ácida un inhibidor de corrosión, para prevenir daño al metal de las tuberías, así como un secuestrante de hierro para evitar la reprecipitación de ciertos compuestos de hierro.

### **Remoción con ácidos orgánicos**

También puede utilizarse ciertos tipos de ácidos orgánicos para remover los compuestos de hierro. Tales pueden ser el ácido cítrico y el ácido acrílico. Este último acompañado con acrilamidas para estabilizar el hierro en suspensión. Adicionalmente, el hierro puede ser secuestrado con copolímeros que son soluciones de ácido acrílico y acrilamidas.

## **4.9 Nuevas Tecnologías**

### **U105**

Schlumberger acaba de desarrollar un disolvente mejorado basado en el EDTA, denominado U105, como una alternativa económica para la estimulación de la matriz de carbonatos. Este disolvente fue diseñado específicamente para el carbonato de calcio, si bien también resulta efectivo para eliminar incrustaciones de carbonato de hierro y óxido de hierro. Disuelve los carbonatos más lentamente que el ácido clorhídrico y tiene una mayor capacidad de disolución que los ácidos orgánicos tradicionales, como el ácido fórmico y el ácido acético. Una vez que las incrustaciones se disuelven por quelación, no se produce reprecipitación. Este es un disolvente de baja toxicidad, estable a temperaturas inferiores a 250°C (482°F), y no corrosivo sobre la mayoría de los aceros, lo cual lo convierte en un tratamiento sumamente seguro.

### **U104**

Asimismo, se han mejorado otros agentes quelatizantes, en especial para las incrustaciones de sulfatos de bario y de estroncio. Por ejemplo, el U104, basado en un disolvente EDTA que contiene activadores químicos que mejoran la tasa de disolución de las incrustaciones, que ha resultado efectivo sobre una amplia variedad de incrustaciones incluyendo sulfato de calcio, carbonato de calcio y

otros compuestos. En las aplicaciones típicas, estas soluciones se diluyen con agua dulce y se dejan actuar entre 6 y 24 horas.

### Métodos mecánicos con chorros de fluidos

Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el **Hydroblast** de Halliburton o el sistema **RotoJet** de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y disparos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario.



**FIGURA 4.11.** Esquema del funcionamiento de la herramienta de chorro de fluidos.

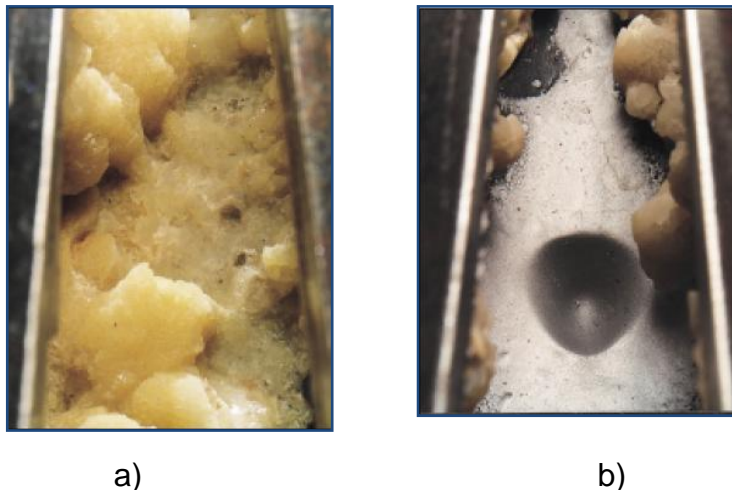
A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavitación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro de fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de una boquilla. Las burbujas colapsan al chocar contra las incrustaciones, lo cual produce un fuerte –casi explosivo– efecto erosivo. Este proceso se detiene prácticamente en el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de dicho lugar. Por lo general, las tasas de corte se ven reducidas a

razón de cuatro veces o más. Debido a las limitaciones de la presión de bombeo en la superficie cuando se utilizan herramientas de chorro instaladas en tuberías flexibles, no es posible aumentar la presión del fluido lo suficiente como para vencer la presión diferencial en el fondo del pozo.

### Lechadas abrasivas

Al agregar una pequeña concentración de sólidos, entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las incrustaciones. Esta técnica también presenta un mayor rendimiento de corte en las incrustaciones de carbonato de calcio comparado con un chorro de agua pura. Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en los tubos de acero. Cuando las incrustaciones se eliminan completamente de la tubería, el chorro abrasivo erosiona el acero con la misma eficiencia con que lo hace con los depósitos minerales. Si ocurre un desperfecto en la herramienta de emisión del chorro, existe un riesgo considerable de que el chorro abrasivo perforo el tubo de acero.

Un chorro abrasivo capaz de cortar las incrustaciones sin dañar la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre los depósitos minerales y el acero subyacente. Una de las principales diferencias reside en que el acero tiene tendencia a falla dúctil, mientras que las incrustaciones son quebradizas. Si se eligen partículas redondas en lugar de cortantes y angulares se facilita la erosión de las incrustaciones y, al mismo tiempo, se reduce el daño sobre las tuberías de acero.



**FIGURA 4.12.** a) Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorros de agua. Si bien se ha logrado remover los sedimentos de calcio, todavía se observa una cantidad remanente considerable. b) Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo.

Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y el chorro de arena penetró casi el 80% de la pared del tubo (nivel de daño inaceptable).

### Abrasivos Sterling Beads

Las partículas de vidrio utilizadas para remoción de incrustaciones son mucho más duras que los tubos de acero y pueden provocar un exceso de erosión sobre el metal. Si se reduce demasiado la dureza de las partículas, solo se logra que sean poco efectivas. Por lo tanto, la dureza deseada es aquella que logra establecer un equilibrio entre minimizar el daño causado sobre el acero y maximizar su efectividad de corte de las incrustaciones. También es importante tener en cuenta otros parámetros, como la friabilidad del material abrasivo. Si bien existen muchas partículas esféricas con la dureza adecuada, con frecuencia tienen baja durabilidad y se rompen con el impacto, lo cual disminuye su poder destructivo sobre las incrustaciones minerales.

Tomando en cuenta lo anterior, se propuso un nuevo material abrasivo denominado Sterling Beads. Este material ofrece la misma capacidad erosiva de la arena sobre incrustaciones duras y quebradizas, mientras que es 20 veces menos erosivo con respecto al acero y no provoca daños en el pozo si se dirige un chorro prolongado sobre un punto determinado.

Las partículas abrasivas son esféricas, muy duras y de baja friabilidad. Además, son solubles en ácido y no tóxicas, con lo cual se simplifican las tareas de limpieza.



a)

b)

**FIGURA 4.13.** a) Tubería sometida a limpieza con abrasivos de partículas de vidrio. Las incrustaciones de carbonato fueron eliminadas. Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición por espacio de 3 minutos y las partículas de vidrio cortaron un agujero hasta una profundidad de casi un 30% de la pared del tubo. b) Incrustaciones eliminadas con el abrasivo



Sterling Beads. Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y menos del 2% del acero fue removido de las paredes del tubo.

## Jet Blaster

Schlumberger ha desarrollado una herramienta expulsora de chorros con cabeza rotativa y controlada por un fluido viscoso. Se conoce con el nombre de **Jet Blaster**, y las características de las boquillas han sido optimizadas para utilizar abrasivos **Sterling Beads**. Esta nueva herramienta rotativa basada en una cabeza expulsora de chorro, combinada con los Sterling Beads, constituye la base de un nuevo sistema de servicios de intervención mediante tuberías flexibles que ha sido diseñado para eliminar incrustaciones en las tuberías de producción. El sistema Blaster Services comprende tres técnicas de eliminación de incrustaciones que se pueden aplicar para tratar una amplia variedad de problemas de este tipo:

- ◆ La técnica Scale Blasting combina el uso de Sterling Beads como material abrasivo con la nueva herramienta expulsora para eliminación de incrustaciones duras.
- ◆ La técnica Bridge Blasting utiliza una cabeza fresadora y un chorro abrasivo, para los casos en que las incrustaciones obstruyen la tubería por completo.
- ◆ La técnica Jet Blasting hace uso de la nueva herramienta de expulsión de chorro con fluidos no abrasivos y se aplica en la eliminación de incrustaciones blandas.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ Una de las causas de la baja productividad de los pozos petroleros es la obstrucción del flujo por depositación de incrustaciones minerales.
- ◆ Las principales causas de la depositación son; las alteraciones del equilibrio de las condiciones ambientales de los fluidos potencialmente incrustantes.
- ◆ El equilibrio de las condiciones ambientales de los fluidos potencialmente incrustantes es un balance entre factores termodinámicos, cinéticos, hidrodinámicos y físico-químicos. Tales factores involucran parámetros tales como presión, temperatura, volúmenes, velocidades de flujo (gasto), tipo de flujo, composición química, naturaleza iónica e interrelaciones entre los fluidos, y entre éstos y la formación.
- ◆ Los factores de más peso que afectan la solubilidad de las sales incrustantes y por ende su precipitación e incrustación, son las caídas de presión, temperatura y la salinidad.
- ◆ La identificación de los constituyentes de los depósitos incrustantes permite un mejor entendimiento de la naturaleza de su formación y disolución, así como una planeación más fundamentada de las acciones tendientes a resolver estos problemas.
- ◆ Una herramienta muy útil en la planeación de procedimientos preventivos y correctivos contra problemas de incrustaciones minerales en los sistemas de producción es la predicción de la tendencia incrustante de las aguas de campo que se manejan en la industria petrolera.
- ◆ Existen diversos métodos para predecir la tendencia incrustante de aguas de formación. Algunos son confiables, por el tipo de información que involucran y por los factores de incrustación que fundamentan sus ecuaciones. Tal es el caso del Índice de Saturación de Stiff y Davis para carbonato y sulfato de calcio y el Índice de Saturación para carbonatos de Odde y Tomson.

Sin embargo, existen otros menos confiables por la utilización inadecuada de información o porque no contemplan ciertos factores de incrustación que son determinantes en la evaluación de las tendencias incrustantes de las



aguas. Tal es el caso del Índice de Estabilidad de Langelier y el Índice de Estabilidad de Ryznar.

- ◆ En cuanto a programas de cómputo, se maneja el software SchaleChem para la predicción de incrustaciones minerales, el cual se ha utilizado en diversos campos de México, obteniéndose resultados satisfactorios.
- ◆ Se mencionan cuatro tecnología para el control de incrustaciones minerales:
  - La técnica de “squeeze”, que inicia el control de depositación en la formación productora.
  - El tratamiento con inhibidor de incrustación encapsulado, que inicia el control desde el fondo del pozo.
  - Las unidades magnéticas, que son utilizadas en puntos probables de depositación en las tuberías de producción subsuperficiales y superficiales, y
  - La tubería capilar, que se utiliza para la inyección de químico en cualquier parte del pozo o ya sea partes poco accesibles.

De acuerdo a resultados de campo, éstas tecnologías son aplicables y se obtienen buenos resultados.

- ◆ Referente a la remoción de incrustaciones minerales, el tipo de remoción a usar (mecánica, química o combinada) depende del tipo y composición del depósito incrustante, así como del sitio donde se encuentre y de las condiciones físicas, químicas, termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas ambientales.
- ◆ Los métodos de remoción química ofrecen el inconveniente de causar daño a la formación o al estado mecánico del pozo, por lo que se recomienda utilizar preferentemente un método de remoción mecánico.
- ◆ Los depósitos de carbonato de calcio, sulfato de calcio y carbonato de hierro se pueden tratar con soluciones ácidas. Los depósitos de sulfato de bario y estroncio deberán tratarse con métodos mecánicos.
- ◆ En cualquier caso, es preferible prevenir la formación de depósitos incrustantes que emprender algún procedimiento de remoción. Esto se puede lograr mediante el uso de inhibidores de incrustación.



- ◆ Las especies químicas predominantes en los pozos estudiados son el carbonato y sulfato de calcio, con tendencia a precipitar desde la profundidad media de los disparos hasta la bajante, por lo que se recomienda la aplicación de inhibidores eficientes mediante la técnica de inyección forzada “squeeze” en el yacimiento.
- ◆ Aún cuando en el estudio se determinó la presencia de sulfato de estroncio y bario en una mínima concentración comparada con la mayor cantidad de masa precipitable de carbonato y sulfato de calcio, ésta no representa por sí sola problema alguno de incrustación, por lo que no se considera necesario la aplicación de un inhibidor específico.
- ◆ Debido a las concentraciones de sulfuro de hierro detectadas como posible problema de corrosión, se recomienda realizar un estudio de validación del efecto de corrosión en el pozo, con el propósito de establecer las causas que lo originan.



## REFERENCIAS

Paul Ander y Anthony J. Sonnessa: *Principios de Química, introducción a los conceptos teóricos*, Limusa, México, 1978.

Mortimer Charles E., *Química*, Grupo Editorial Iberoamericana, México, 1983.

Cowan, J.C. and Weintritt, D.J: *Water – Formed Scale Deposits*, Gulf Publishing Co., Houston, Texas (1976).

Smith C.F., Nolan III T.J y Crenshaw P.L, “Removal and Inhibition of Calcium Sulfate Scale in Waterflood Projects”, JPT, PP. 1249-1256, Nov, 1968.

Vetter, O.J.G. and Phillips, RC. “Prediction of Deposition of Calcium Sulfate Scale Under Down – Hole Conditions”, J. Petr. Tech. (OCT. 1970).

Pattom, Charles: “Oilfield Water System,” Cambell Petroleum Series, Oklahoma, 1977.

Fletcher, G.E., French, T.R., and COLLINS, A.G.: “A Method for Calculating Strontium Sulfate Solubility”, U.S. DOE/BETC/RI-80/10 (April 1981).

Ostroff, A. G.: *Introduction to Oilfield Water Technology*, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas (1971).

King George, Johnson Ashley, Fletcher Phill, Eslinger David, Crabtree Mike: “La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención”, Schlumberge Oilfield Review, Octubre - Diciembre de 1998.

Kaasa, Baard: *Prediction of pH, mineral precipitation and multiphase equilibria during oil recovery*, Institutt for Uorganisk Kjeim, Avhandling Nr., 1998.

RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth., Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Pérez Tavares: *Productividad de pozos petroleros*, México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.

Garaicochea, P.: *Apuntes de Transporte de Hidrocarburos*, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1983.

O.J. Vetter y W.F. Farone, “Calcium Carbonate Scale in Oilfield Operations”, SPE Paper No. 16908 presented at the 62 nd. Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, Tx, September 1987.



Oddo, J.E, y Tomson, M.B., "Simplified Calculation of  $\text{CaCO}_3$  Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions", Journal of Petroleum Technology, July 1982.

Smith C.F., Nolan III T.J y Crenshaw P.L., "Removal and Inhibition of Calcium Sulfate Scale in Waterflood Projects", JPT, pp. 1249-1256, Nov, 1968.

Miller, J.P.: "A Portion of the System  $\text{CaCO}_3 - \text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$  with Geological Implications", American Journal of Science, Vol. 250 (March 1952).

Mattews, R.R., and Calberg, B:L., "Scale Treatment", Proceedings of University of Oklahoma Corrosion Control Course, Sept, 1972.