

**MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACION DE ESCAMAS DE CARBONATO DE  
CALCIO EN EL WELLBORE**

**DIANA LORENA ACHURY ZAPATA**

**RAÚL ANDRES MARTINEZ LOPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACION DE ESCAMAS DE CARBONATO DE  
CALCIO EN EL WELLBORE**

**DIANA LORENA ACHURY ZAPATA**

**RAÚL ANDRES MARTINEZ LOPEZ**

*Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:*

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

*Director*

**M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

- M.Sc. Luis Felipe Carrillo, Director del proyecto, por su apoyo, exigencia y respaldo.
- Todo el grupo de personas que trabajan en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación, por su colaboración, porque sin su apoyo este proyecto no estaría culminado.
- A la Universidad Industrial de Santander, tanto sede principal como sede Socorro, por permitirnos ser parte de ella.
- Al grupo de investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos por su continua orientación.

## DEDICATORIA

*A Dios por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*A mis padres, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación tanto académica como de la vida, por su incondicional apoyo.*

*A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome para poderme realizar.*

*A mi gran motivación, Kmi P. que ha sido el impulso desde el inicio de mi carrera.*

*A mi amigo y compañero de tesis, Raúl M., porque sin él, no hubiese logrado esta meta. Somos el dúo perfecto.*

*A mis amigos que me apoyaron hasta el final, el salón a reventar el día de la sustentación quedara por siempre en mi memoria, Diana, Liz, Mafe, Pao, Cindy, a los niños del DT, al combo costeño, y claro al otro dúo dinámico de Guatiquará Isma y Yeli. Mil gracias.*

*Lorena Achury*

## DEDICATORIA

*A Dios por ser mi guía.*

*A mis padres, Raúl Antonio y Libia Beatriz, por el amor y las enseñanzas brindadas.*

*A mis hermanas, Johanna y Andrea, por estar siempre ahí cuando lo necesite.*

*A Lorenachur, amiga y compañera, con quien hicimos esto realidad.*

*A mis amigos: Turki, Camilo, Juan, El parce, El cabezón, Cheche, Alberto, Varo, Stefy, Yelitzza, Dayana,*

*Diana y Paola por su apoyo.*

*Al "otro dúo dinámico" Yeli e Isma, por acompañarnos en esta gran aventura.*

*Raúl Andrés Martínez López*

## TABLA DE CONTENIDO

Pág.

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>1. GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>1.1 GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....</b>	<b>21</b>
<b>1.1.1 Definición de escama. ....</b>	<b>21</b>
<b>1.1.2 Origen de las incrustaciones. ....</b>	<b>22</b>
<b>1.1.3 Mecanismos de depositación de escamas. ....</b>	<b>23</b>
<b>1.1.4 Factores que afectan la depositación .....</b>	<b>25</b>
<b>1.1.5 Ubicación de las incrustaciones. ....</b>	<b>26</b>
<b>1.2 CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>) .....</b>	<b>27</b>
<b>1.2.1 Factores que influyen la solubilidad del CaCO<sub>3</sub>.....</b>	<b>28</b>
<b>1.3 PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....</b>	<b>29</b>
<b>1.3.1 Índice de saturación de Langelier. ....</b>	<b>29</b>
<b>1.3.2 Método de Stiff y Davis.....</b>	<b>30</b>
<b>1.3.3 Método de Oddo Tomson.....</b>	<b>31</b>
<b>1.3.4 Vallone y Skillern. ....</b>	<b>34</b>
<b>2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS PARA EL MODELO DE DEPOSITACIÓN DE CaCO<sub>3</sub>.....</b>	<b>36</b>
<b>2.1 CONDICIONES FISICOQUÍMICAS DE LAS SALMUERAS .....</b>	<b>36</b>
<b>2.2 VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE LA DEPOSITACIÓN ....</b>	<b>37</b>
<b>2.3 SELECCIÓN DE VARIABLES A INCORPORAR EN EL MODELO .....</b>	<b>37</b>
<b>2.4 DESARROLLO DEL MODELO .....</b>	<b>39</b>
<b>2.4.1 Aplicación del Teorema <math>\pi</math> de Buckingham. ....</b>	<b>39</b>

<b>3. DESARROLLO DEL MONTAJE EXPERIMENTAL Y RESULTADOS .....</b>	<b>41</b>
<b>3.1 NIVELES.....</b>	<b>41</b>
<b>3.2 PREPARACIÓN DE LAS SALMUERAS SINTÉTICAS .....</b>	<b>42</b>
<b>3.3 PRUEBAS PRELIMINARES .....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.1 pH. ....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.2 Conductividad. ....</b>	<b>44</b>
<b>3.3.3 Densidad.....</b>	<b>45</b>
<b>3.4 PRUEBAS ESTÁTICAS .....</b>	<b>46</b>
<b>3.5 AJUSTE DEL PH.....</b>	<b>47</b>
<b>3.6 COIL TUBING SYSTEMS (MIC).....</b>	<b>47</b>
<b>3.7 PRUEBAS EXPERIMENTALES.....</b>	<b>49</b>
<b>3.7.1 Muestras. ....</b>	<b>49</b>
<b>3.8 TITULACIÓN DE CALCIO.....</b>	<b>50</b>
<b>3.9 ANALISIS Y RESULTADOS .....</b>	<b>51</b>
<b>3.9.1 Análisis Estadístico. ....</b>	<b>53</b>
<b>3.10 VALIDACION DEL MODELO TEORICO.....</b>	<b>55</b>
<b>4. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA VIRTUAL PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE ESCAMA DEPOSITADA. ....</b>	<b>57</b>
<b>4.1. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA. ....</b>	<b>57</b>
<b>4.2 CÓDIGO DE LA HERRAMIENTA .....</b>	<b>59</b>
<b>5. CONCLUSIONES. ....</b>	<b>63</b>
<b>5.1 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. ....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>67</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos de daño .....	20
Tabla 2. Tipos de escamas inorgánicas.....	21
Tabla 3. Índice de saturación de Langelier .....	30
Tabla 4. Interpretación del Índice de Stiff – Davis.....	31
Tabla 5. Severidad según Vallone y Skillern .....	35
Tabla 6. Composición fisicoquímica del agua.....	36
Tabla 7. Variables influyentes en el proceso .....	37
Tabla 8. Variables del modelo.....	38
Tabla 9. Factores y niveles del diseño experimental.....	41
Tabla 10. Matriz de diseño experimental .....	41
Tabla 11. Cantidad de reactivos utilizados .....	42
Tabla 12. Mediciones de pH .....	43
Tabla 13. Mediciones de conductividad.....	44
Tabla 14. Peso de los picnómetros .....	45
Tabla 15. Mediciones de densidad .....	45
Tabla 16. Resultados de las pruebas en el MIC.....	49
Tabla 17. Concentración de Calcio en las muestras.....	51
Tabla 18. Cantidad de escama depositada .....	52
Tabla 19. Tiempos de la depositación.....	52
Tabla 20. Comparación IS-Precipitado-Depositado de CaCO <sub>3</sub> .....	53
Tabla 21. Matriz de resultados .....	54
Tabla 22. Tabla de ANOVA .....	55

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comportamiento de la Presión en la zona dañada .....	19
Figura 2. Solubilidad de minerales en función de la temperatura .....	23
Figura 3. Factores necesarios para la depositación de escamas.....	24
Figura 4. Formación de la incrustación .....	26
Figura 5. Incrustación de Carbonato de Calcio .....	28
Figura 6. Salmueras.....	42
Figura 7. Peachímetro .....	43
Figura 8. Conductímetro.....	44
Figura 9. Balanza y picnómetro .....	45
Figura 10. Horno .....	46
Figura 11. MIC (Coil Tubing Systems).....	48
Figura 12. Modificación al equipo (válvula toma muestra).....	48
Figura 13. Muestras .....	50
Figura 14. Titulación de calcio.....	50
Figura 15. Diagrama de Pareto .....	54
Figura 16. Gráfica de números adimensionales.....	56
Figura 17. Herramienta virtual (Selección de unidades) .....	57
Figura 18. Herramienta virtual (Datos operacionales y del agua de formación) .....	58
Figura 19. Herramienta virtual (Resultados).....	58

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A. Instrucciones para operar el equipo.....</b>	<b>67</b>
<b>Anexo B. Datos de las pruebas experimentales. ....</b>	<b>72</b>

## RESUMEN

**TITULO:** MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACION DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO EN EL WELLBORE<sup>1</sup>.

**AUTORES:** DIANA LORENA ACHURY ZAPATA  
RAÚL ANDRES MARTINEZ LOPEZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Depositación de CaCO<sub>3</sub>, Carbonato de Calcio, Escamas de CaCO<sub>3</sub>,

**CONTENIDO:** Las escamas son el mayor problema asociado con el agua de producción y debe ser previsto con antelación para determinar la mejor estrategia de tratamiento. Por lo cual es de carácter significativo estudiar su proceso de depositación, factores que influyen y propiedades que intervienen debido a que la capacidad para predecir la depositación de escamas, ha sido un desafío importante en la industria del petróleo.

El objetivo de esta investigación es evaluar un modelo de depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore, a nivel de laboratorio. Este ejercicio involucra la elaboración de un modelo y su posterior correlación con datos del laboratorio, para luego pasar a la construcción de una herramienta virtual que permita el cálculo de la cantidad de escamas de Carbonato de Calcio depositadas bajo determinadas condiciones operacionales.

Para la realización de este proyecto fue necesaria una serie de pruebas con el equipo Coiled Tubing System. En el Laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, simulando condiciones de fondo de pozo y empleando una composición fisicoquímica del agua con tendencia incrustante.

La herramienta virtual donde se programó el modelo matemático de depositación de CaCO<sub>3</sub> permite calcular la cantidad de escama depositada a unas determinadas condiciones

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEPOSITION MODELING OF SCALES OF CALCIUM CARBONATE IN WELLBORE<sup>1</sup>.

**AUTHORS:** DIANA LORENA ACHURY ZAPATA  
RAÚL ANDRES MARTINEZ LOPEZ<sup>2</sup>

**KEYWORDS:** Calcium Carbonate, CaCO<sub>3</sub> Scales, Deposition.

**CONTENT:** The scales are the biggest problem associated with water production and must be scheduled in advance to determine the best treatment strategy. Is important to study its deposition process, factors affecting and properties involved because the ability to predict the scale deposition has been a major challenge in the oil industry.

The objective of this research is to evaluate a deposition model of calcium carbonate scale in the wellbore, at the laboratory level. This exercise involves the elaboration of a model and its subsequent correlation with laboratory data, and then turns to the construction of a virtual tool that allows the calculation of the amount of calcium carbonate scales deposited under certain operating conditions.

For the realization of this project was required a series of tests with the Coiled Tubing System. In Petrophysical Analysis and Formation Damage laboratories of the University Industrial of Santander, simulating downhole conditions and employing a water physicochemical composition with encrusting tendency.

The virtual tool which was programmed mathematical model CaCO<sub>3</sub> deposition to calculate the amount of scale deposited certain conditions

---

<sup>1</sup>Thesis Degree.

<sup>2</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno.

## INTRODUCCIÓN

Cuando se comienza la perforación en un yacimiento de petróleo, se induce con la perforación el primer daño en éste, que se ve agravado a medida que se siguen desarrollando las etapas para la puesta en producción del pozo y con ésta un cambio en la condiciones termodinámicas del yacimiento, lo cual facilita la aparición de nuevos problemas como lo son los depósitos de escamas inorgánicas, desencadenando una serie de inconvenientes tanto en el fondo de pozo como en las facilidades de superficie, debido a la depositación de dichas sales precipitadas.

Los cristales inorgánicos son duros y pueden desarrollarse en tuberías de trabajo o dentro del medio poroso de la misma formación por lo cual la depositación de estas incrustaciones tiene el efecto de reducir caudales de producción debido al taponamiento de los poros de la formación, fracturas o perforados y adicionalmente disminuir el diámetro del tubing y de las líneas de superficie. Por lo tanto, los costos por la formación de escamas son muy significativos; la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de mantenimiento y pérdidas de producción.

Para controlar o evitar esos depósitos, es indispensable conocer exactamente de qué tipo de precipitado se trata, y de ahí la importancia de conocer la composición y las propiedades físicas y químicas del agua de formación causante del problema.

Con base en esto, en el presente trabajo se evaluó un modelo de depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore, una de las incrustaciones más comunes en fondo de pozo. Este ejercicio involucro la elaboración del modelo y su posterior correlación con datos del laboratorio, para luego dar paso a la construcción de una herramienta virtual que permita el cálculo de la cantidad de escamas de Carbonato de Calcio depositadas bajo determinadas condiciones operacionales.

En el capítulo uno se presenta los eventos asociados a los tipos de daño a la formación, generalidades de la precipitación de escamas inorgánicas, origen, factores, ubicación y mecanismo que afectan la depositación de carbonato de calcio. De igual forma se describen los modelos de precipitación existentes en la literatura que determinan solamente tendencia incrustante.

En el segundo capítulo se presenta la construcción del modelo teórico, cuya formulación se basó en el Teorema de Buckingham y en la determinación de las variables relevantes del problema en estudio. Además de la selección de las características fisicoquímicas del agua de formación con tendencia incrustante empleadas para la preparación de las salmueras sintéticas necesarias para las pruebas.

En el capítulo tres se muestra secuencialmente el desarrollo del diseño experimental, realizado en laboratorio mediante pruebas con el equipo MIC (Coil tubing systems), se describe el equipo de laboratorio empleado y se expone el análisis de los resultados obtenidos.

En el capítulo cuarto se presenta el desarrollo de la herramienta virtual que permite determinar a través del modelo de depositación en estudio, la cantidad de carbonato de calcio que causa taponamiento.

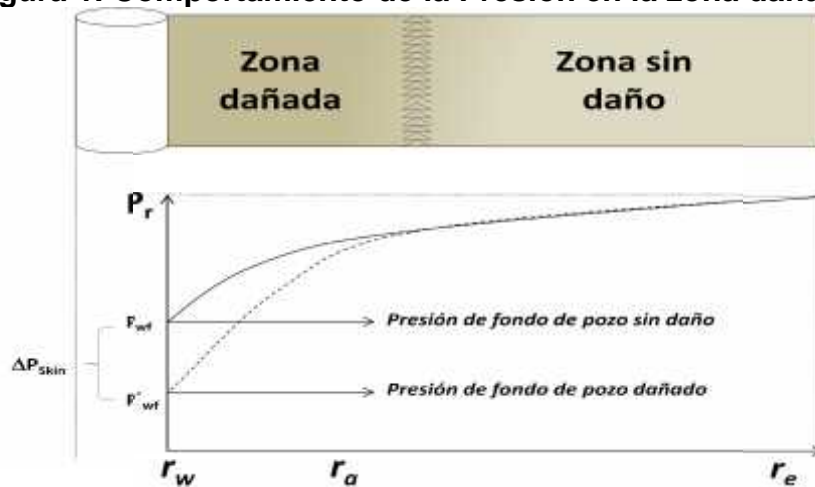
## 1. GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Para Golan & Whiston daño de la formación es una terminología genérica que se refiere a la alteración de la permeabilidad de formaciones petrolíferas por varios procesos adversos. Es un problema operativo y económico indeseable que puede ocurrir durante las diversas fases de recuperación de petróleo y de gas de los depósitos del subsuelo, incluyendo la producción, perforación, el fracturamiento hidráulico, y operaciones de workover. El daño a la formación, es el conjunto de efectos negativos sobre la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo; que se evidencia en la caída de presión durante la vida productiva del mismo. Esta caída de presión adicional ilustrada en la Figura 1, es comúnmente referida como  $P_{skin}$  y está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ec. 1}$$

Donde el daño  $S$ , está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada, siendo:  $K$  = permeabilidad (mD),  $B$  = factor volumétrico de formación (RB/STB),  $h$  = espesor (ft) y  $q$  = tasa de producción (STB/d).

**Figura 1. Comportamiento de la Presión en la zona dañada**



**Fuente:** Modificado de GOLAN M., "Well Performance", Prentice Hall, EnglewoodCliffs, Segunda Edición. 1991. Página 127.

El factor S es una estimación de que tan dañada esta la formación, con base a esto se tiene tres posibles escenarios: Factor skin positivo,  $s > 0$ ; zona dañada cerca a la cara del pozo,  $k_{skin} < k$ . Factor skin negativo,  $s < 0$ ; indica que se ha realizado una estimulación. Factor skin positivo,  $s = 0$ ; no hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo,  $k_{skin} = k$ .

Los eventos que causan daño, pueden clasificarse en cuatro grupos de acuerdo al efecto que producen:

- Daño a la permeabilidad absoluta: En este tipo de daño, las partículas ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por: presencia de finos y arcillas de la propia formación, sólidos de los fluidos de perforación o de completamiento y Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos, parafinas).
- Cambios en la permeabilidad relativa: generada por cambios en la mojabilidad al aceite en una formación mojada por agua, cambios en la saturación de fluidos y/o por tratamientos previos.
- Alteración de la viscosidad: el aumento de la viscosidad, que dificulta el transporte de fluidos. Obedece a la formación de emulsiones y/o adición de polímeros.
- Depósitos complejos de inorgánicos: presencia de incrustaciones como las de carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ), sulfato de bario ( $BaSO_4$ ), entre otras.

**Tabla 1. Tipos de daño**

TIPOS DE DAÑO	MECANISMO
Taponamiento por sólidos	Reducción K absoluta
Migración de finos	Reducción K absoluta
Hinchamiento de arcillas	Reducción K absoluta
Bloqueo por agua	Reducción K relativa
Formación de emulsiones	Aumento viscosidad
Cambios de mojabilidad	Reducción K relativa
Reducción de permeabilidad relativa	Reducción K relativa
Precipitación de escamas orgánicas	Reducción K absoluta
	Aumento viscosidad
Precipitación de escamas inorgánicas	Reducción K absoluta
Geomecánica	Reducción K absoluta

**Fuente:** M.Sc. Luis Felipe Carrillo M. Material curso daño a la formación.2013.

Diferentes fenómenos y el mecanismo por el cual alteran la formación son referidos en el Tabla 1.

## 1.1 GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Las escamas inorgánicas, son incrustaciones que se forman por la precipitación de minerales, ya sea producto del agua de formación asociado a cambios en presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles (agua de formación y fluidos de inyección); acumulándose en la matriz cerca al pozo, en tuberías y equipos de completamiento en fondo, bloqueando los cañoneos, empaques de gravas, mallas y poros, obstruyendo el flujo; en la Tabla 2 se recuentan las diferentes compuestos químicos y el mineral del cual provienen, que determinan la formación de una u otra escamas.

**Tabla 2. Tipos de escamas inorgánicas**

Nombre Químico	Fórmula	Mineral
Depósitos solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos solubles en ácido		
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Calcita
Carbonato de hierro	FeCO <sub>3</sub>	Siderita
Sulfuro de hierro	FeS	Trolita
Óxido de hierro	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Hematita
Óxido de hierro	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	Magnetita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) <sub>2</sub>	Brucita
Depósitos insolubles en ácido		
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O	Yeso
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	Barita
Sulfato de estroncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita
Sulfato de bario – estroncio	BaSr(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	-

**Fuente:** M.Sc. Luis Felipe Carrillo M. Material curso daño a la formación.2013.

### 1.1.1 Definición de escama.

La American Society for Testing of Materials [ASTM] define incrustación como un tipo específico de depósito inorgánico formado a partir de una solución acuosa directamente en contacto con una superficie confinada. En general, mantiene su

forma inicial cuando se trata de remover por medios mecánicos. Usualmente es cristalina y densa, frecuentemente laminada y ocasionalmente de estructura columnar.

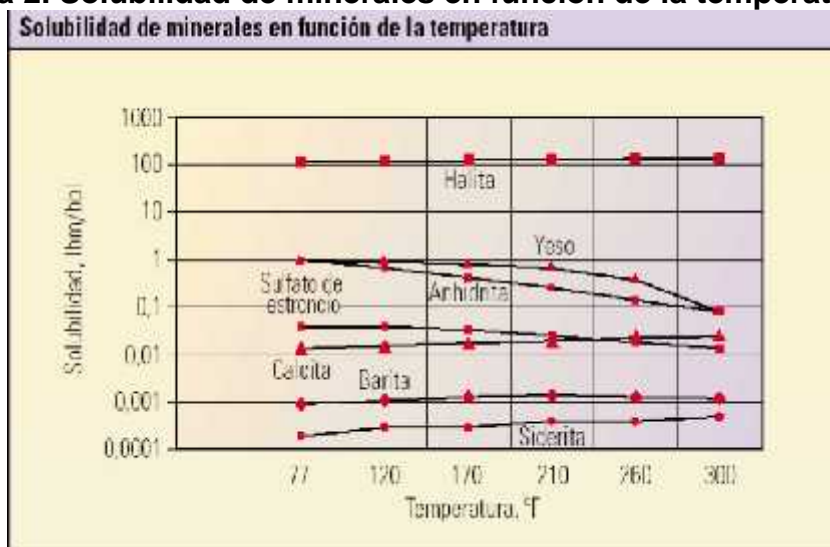
### **1.1.2 Origen de las incrustaciones.**

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio [ $\text{Ca}^{+2}$ ] y magnesio [ $\text{Mg}^{+2}$ ]. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [ $\text{Ba}^{+2}$ ] y estroncio [ $\text{Sr}^{+2}$ ]. En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/l. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis (proceso de transformación de la roca hasta consolidarse como roca sedimentaria) de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura (ver Figura 2) y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas.

En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 psi [48 Mpa] de disminución de la presión.

**Figura 2. Solubilidad de minerales en función de la temperatura**



**Fuente:** CRABTREE, Mike. 1999. Lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención-. Oilfield review, volumen 11 (3), paginas 30-49.

### 1.1.3 Mecanismos de depositación de escamas.

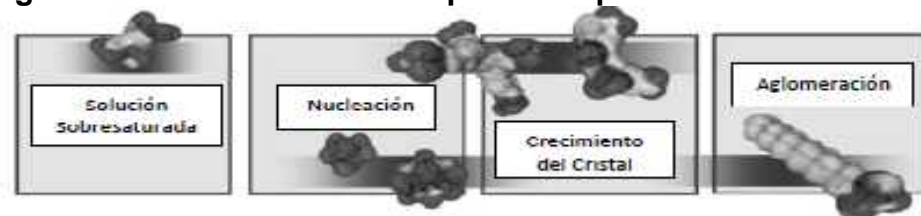
Para que un compuesto cristalice sobre una superficie requiere de un proceso secuencial que se divide en cuatro etapas:

- **Supersaturación.** Es la condición donde la concentración de sal excede su solubilidad en agua, causando un cambio en el equilibrio, ocurre principalmente debido a fluctuaciones de pH, cambios de temperatura y cambios en la concentración de los iones. Existen dos estados de supersaturación que difieren de acuerdo al material y dependen de la concentración y la temperatura.
- **Nucleación.** Este primer evento ocurre en un fluido sobresaturado, y consiste en la formación del cristal. La formación de núcleos (partícula fina sobre la cual puede llevarse a cabo la formación espontánea o la precipitación de una fase sólida) a partir de iones de precipitado es un proceso que consume energía porque se crea una estructura organizada con superficies definidas a partir de una distribución aleatoria de los constituyentes de la solución. A causa de este requisito de energía es

necesario que las soluciones estén sobresaturadas, o que tengan concentraciones superiores a las que predice el equilibrio del precipitado.

- **Crecimiento del cristal.** Los cristales se forman por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos. Ocurren adsorciones de iones en la superficie del cristal debido a diversos procesos de deshidratación y difusión. El crecimiento de los núcleos se forma dando partículas mayores y se realiza principalmente por difusión de la sustancia hacia la superficie, seguida de su deposición. Los iones empiezan a posicionarse adquiriendo una estructura específica.
- **Aglomeración.** Los cristales se agrupan cuando están en contacto estable por medio electrostático o interacciones Van der Waals<sup>3</sup>. El sólido inicial formado por precipitación puede no ser el más estable para las condiciones de reacción. Si este es el caso, entonces a lo largo de un periodo la estructura cristalina del precipitado puede cambiar a la de la fase estable. Este cambio puede estar acompañado por precipitación adicional y en consecuencia, por una reducción en la concentración de la solución porque la fase más estable casi siempre tiene una solubilidad inferior a la de la fase inicialmente formada. El tamaño del cristal aumenta en el precipitado debido a que la solución todavía está sobresaturada con respecto a ellas, y de esta manera se da la maduración.

**Figura 3. Factores necesarios para la deposición de escamas**



**Fuente:** Modificado. GLOEDE Matthias, "A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it. NACE International, 2007.

<sup>3</sup> Fuerzas de Van der Waals: son fuerzas débiles de atracción existentes entre las moléculas. Existen fuerzas de dispersión que son las más débiles y ocurre entre moléculas no polares y otro tipo son atracciones dipolo-dipolo que ocurre entre los polos opuestos de moléculas polares.

En la Figura 3 se visualiza el comportamiento de los iones en las diferentes etapas del mecanismo como se deposita la incrustación sobre una zona determinada.

#### 1.1.4 Factores que afectan la depositación

Los factores básicos que afectan la deposición de escamas fueron ya discutidos, sin embargo existen otros factores como:

- **pH del sistema.** Las fluctuaciones del pH influyen directamente en la deposición de escamas. Un alto pH propicia la deposición de las sales presentes, un bajo pH acelera el proceso de corrosión y crea sitios propicios de nucleación.
- **Aumento de temperatura.** Muchos de los minerales formadores de escamas muestran un comportamiento de solubilidad inverso a la temperatura, por ejemplo el carbonato de calcio y el fosfato de calcio. Un aumento de la temperatura aumenta la supersaturación de estos componentes en el agua.
- **Velocidad de flujo.** Bajas velocidades de flujo, 2 pies/seg, propician la sedimentación debido a la lentitud, lo cual unido a las rugosidades de las tuberías crean lechos de escamas.
- **Factores hidrodinámicos.** Esto involucra las caídas de presión por presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, los cambios de nivel en una corriente de fluido e irregularidades en las superficies de flujos.
- **Corrosión.** Este factor incrementa el potencial de formación de escama porque incrementa las rugosidades y por tanto los sitios de nucleación. La combinación escama – productos de corrosión, crea un lecho abstracto bastante adherentes.
- **Efecto del ión común.** Ciertos iones son capaces de formar pares iónicos solubles que disminuyen el potencial de deposición de ciertas escamas. Por ejemplo, el magnesio puede formar un par soluble con el fosfato disminuyendo el potencial de escama de sulfato de calcio. Por otro lado el

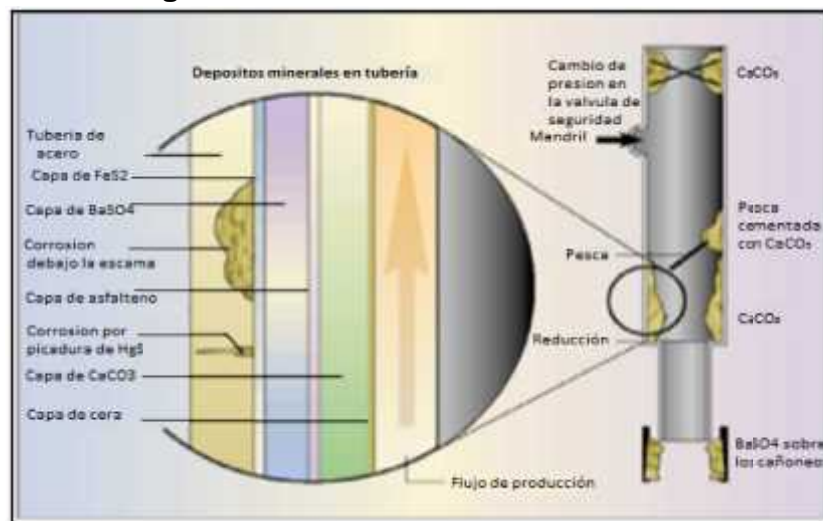
calcio puede formar su par con el silicato disminuyendo el potencial de silicato de magnesio.

- **Sólidos totales disueltos.** Alta cantidad de TDS incrementa la solubilidad de las sales formadoras de escama por lo tanto disminuye la tendencia a precipitar de las incrustaciones.
- **Sólidos Suspendidos.** Aumenta el potencial de formación de escama porque aumentan los sitios de nucleación.

### 1.1.5 Ubicación de las incrustaciones.

El primer paso para 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.

**Figura 4. Formación de la incrustación**



**Fuente:** CRABTREE, Mike. 1999. Lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención-. Oilfield review, volumen 11 (3), paginas 30-49.

Como detalla la Figura 4, son variados los lugares en los cuales se pueden depositar las escamas y afectar el proceso productivo de un pozo, sin embargo se pueden destacar dos áreas, que en general corresponden a:

- **En la tubería de producción y equipos de superficie.** Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. El efecto primario de la formación de escama en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad en la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento de la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye, finalmente la escama termina por bloquear el flujo de producción.
- **En la matriz cercana al pozo.** Las escamas de carbonatos o sulfatos son típicas de la zona cercana al pozo, presentan partículas de menor tamaño respecto de las escamas que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en lugar de centímetros.

## 1.2 CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>)

El carbonato de calcio o calcita es la incrustación más frecuente encontrada en operaciones petroleras, en la Figura 5 se muestra una tubería obstruida por la presencia de Carbonato de Calcio. Los cristales de carbonato de calcio son grandes, pero cuando la escama es encontrada con impurezas en forma de cristales finamente divididos y aparecen en forma uniforme, las incrustaciones de carbonatos pueden ser cualitativamente identificadas por la adición de unas pocas gotas de ácidos fuertes. El desprendimiento de un gas inodoro indica su presencia, pero no identifica la escama como un carbonato de calcio, de allí que se requieran pruebas adicionales para identificar el calcio.

La depositación de escamas de carbonato de calcio resulta de la precipitación de carbonato de calcio de acuerdo a la siguiente reacción:



La solubilidad del carbonato de calcio en agua destilada a 25 °C, a una presión parcial de CO<sub>2</sub> de 3,2 x 10<sup>-4</sup> atm, es 0,053 g/1000g de agua, lo cual representa una solubilidad muy baja.

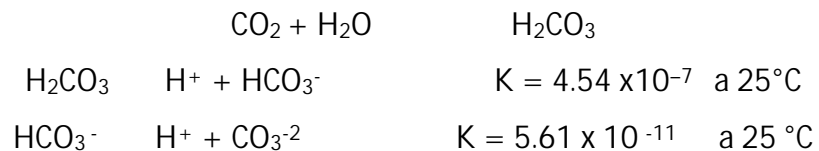
**Figura 5. Incrustación de Carbonato de Calcio**



**Fuente:** BARRERO CORNIVELL, Nazareth del Valle. Evaluación de los factores que afectan la precipitación de incrustaciones en los pozos productores con alto corte de agua de los campos zapatos - estado Anzoátegui”, Barcelona. 2009. Trabajo de grado (Ingeniero químico). Universidad del Oriente.

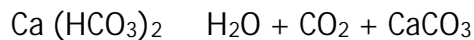
### 1.2.1 Factores que influyen en la solubilidad del CaCO<sub>3</sub>.

- **Efecto del CO<sub>2</sub>.** La presencia de CO<sub>2</sub> incrementa la solubilidad del CaCO<sub>3</sub> en el agua. Cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua se forma ácido carbónico, el cual se disocia según:



Como se puede observar a través de las constantes de disociación que la de la segunda ecuación es muy pequeño por tan solo una pequeña cantidad de iones bicarbonato se disocian en H<sup>+</sup> + CO<sub>3</sub><sup>-2</sup>.

La precipitación de carbonato de calcio se puede observar en la siguiente reacción:



El principio de Le' Chatelier dice que: “cualquier cambio en las variables de un sistema en equilibrio, produce una evolución en dicho sistema tendiente a contrarrestar el cambio impuesto”. Por este principio se ve en la reacción

anterior, que si se aumenta la concentración de  $\text{CO}_2$ , la reacción se desplaza hacia la izquierda, disminuyendo la concentración de  $\text{CaCO}_3$  por formación de más bicarbonato de calcio y por lo tanto, si se disminuye la concentración de  $\text{CO}_2$ , el sistema reaccionará aumentando la cantidad de  $\text{CaCO}_3$  precipitado por desplazamiento de la reacción a la derecha.

- **Efecto de la temperatura.** La temperatura es otro de los factores que influyen en la solubilidad de carbonato de calcio. Un incremento en la temperatura disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Debido a que este comportamiento es diferente a la mayoría de las otras sales se le ha llamado solubilidad invertida. En general, el decrecimiento en la solubilidad debido a una disminución de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  es menor que el incremento de solubilidad causado por una disminución de la temperatura.
- **Efecto de sales.** La presencia en la solución de sales, las cuales no contengan un ión común (ión calcio o ión carbonato) tiene influencia sobre la solubilidad del carbonato de calcio porque las sales incrementan la fuerza iónica de la solución, la cual tiene efecto sobre el coeficiente de actividad de los iones calcio y bicarbonato.

### 1.3 PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

En la mayoría de las operaciones de campo es importante predecir la tendencia del agua a formar incrustaciones, de allí que se han desarrollado métodos a partir de cálculos de solubilidad que permiten predecir la tendencia del agua a formar algunas incrustaciones.

#### 1.3.1 Índice de saturación de Langelier.

Langelier desarrollo un índice para el agua, en un rango de pH de 6,5 a 9,5; en el cual es posible predecir para un agua si el carbonato de calcio se deposita o se disuelve. Este se llama índice de saturación y se calcula a partir de la siguiente ecuación

$$IS: pH - pH_s$$

Ec. 2

Donde:

IS: Índice de saturación

pH: pH real del agua problema

pH<sub>s</sub>: pH si el agua estuviera saturada con CaCO<sub>3</sub>

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D)$$

Ec. 3

$$A = 13,12 \times \log (^\circ\text{C} + 273) + 34,55$$

$$B = (\log [\text{sólidos disueltos (mg/L)}] - 1)/10$$

$$C = \log [\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/L como (CaCO}_3\text{))}]$$

$$D = \log [\text{alcalinidad total (mg/L como CaCO}_3\text{)}]$$

**Tabla 3. Índice de saturación de Langelier**

CASO	CONCLUSIÓN
IS es negativo	El agua es corrosiva y disolverá las incrustaciones de carbonato de calcio
IS es positivo	El agua esta sobresaturada y puede precipitar CaCO <sub>3</sub>

Fuente: Autores

La Tabla 3 refleja el escenario, que para Langelier, puede representar un determinado IS.

### 1.3.2 Método de Stiff y Davis.

En 1952, Stiff y Davis proporcionaron un método de predicción de la tendencia de las aguas de formación a precipitar Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>), fenómeno causado por un desplazamiento del equilibrio carbónico, dióxido de carbono en presencia de calcio y magnesio. Para determinar el índice de estabilidad, usaron la siguiente ecuación

$$IS = pH - [K + pCa^{+2} + pAlk]$$

Ec. 4

Dónde:

IS: Índice de Estabilidad

pH: pH actual del agua.

K: constante empírica función de la solubilidad, composición, fuerzas iónicas y temperatura del agua.

pCa<sup>+2</sup>: menos logaritmo de la concentración de los iones calcio (moles/l)

pAlk: menos logaritmo de la alcalinidad total, eq/l

La Tabla 4, muestra la interpretación en los resultados con el IS de Stiff & Davis.

**Tabla 4. Interpretación del Índice de Stiff – Davis.**

CASO	CONCLUSIÓN
IS es negativo	El agua no se encuentra saturada con CaCO <sub>3</sub> . La formación de incrustaciones es poco probable
IS es positivo	El agua esta sobresaturada con CaCO <sub>3</sub> Esto indica la formación de incrustaciones.
IS es igual a cero	El agua está en equilibrio con CaCO <sub>3</sub>

Fuente: Autores

### 1.3.3 Método de Oddo Tomson.

Las ecuaciones desarrolladas por Oddo –Tomson posibilitan el cálculo del índice de saturación, Is y considera el efecto de la presión total así como la variación de las presiones parciales del CO<sub>2</sub>. También desarrollaron ecuaciones que permiten el cálculo del pH. Tenemos las siguientes aplicaciones:

- **Para cualquier sistema donde el pH es conocido.**

La ecuación utilizada es:

$$IS = \log [(Ca^{+2})(HCO_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88 \cdot 10^{-3} T + 0.61 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.3 \cdot 10^{-5} P - 2.348\mu^{1/2} + 0.77\mu \quad \text{Ec. 5}$$

Dónde:

Ca<sup>+2</sup> = ión concentración de calcio, moles/L.

HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> = ión concentración de bicarbonato, moles/L.

T= Temperatura, °F

P= Presión absoluta total.

$\mu$ = fuerza iónica molar.

Is= índice de saturación.

- **Fase Gas Ausente.** Estas ecuaciones son aplicables en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde la presión del sistema es mayor que el punto de burbuja de los fluidos.

Determinar  $C_{aq}$ , la cantidad de  $CO_2$  disuelta en el agua. Puede ser calculada directamente por una titulación sobre el sitio, o aplicando la siguiente ecuación:

$$C_{aq} = \log P_{CO_2} - 2,212 - 6,51 \cdot 10^{-3} T + 10,19 \cdot 10^{-6} T^2 - 1,29 \cdot 10^{-5} P - 0,77 \mu^{1/2} - 0,059 \mu \quad \text{Ec. 6}$$

Calcula Is o el pH deseado.

$$IS = \log \left| \frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}} \right| + 3,63 + 8,68 \cdot 10^{-3} * T + 8,55 \cdot 10^{-6} * T^2 - 6,56 \cdot 10^{-5} * P - 3,42 * \mu^{1/2} + 1,373 \mu \quad \text{Ec. 7}$$

$$pH = \log \left| \frac{(HCO_3^-)}{C_{aq}} \right| + 6,39 - 1,198 \cdot 10^{-3} * T + 7,94 \cdot 10^{-6} * T^2 - 3,53 \cdot 10^{-5} * P - 1,067 \mu^{1/2} + 0,599 \mu \quad \text{Ec. 8}$$

También es posible calcular el cambio en Is o pH en un sistema sin una fase gas, usando las ecuaciones siguientes:

$$Is = 8,68 \cdot 10^{-3} T + 8,55 \cdot 10^{-6} (T^2) - 6,56 \cdot 10^{-5} P \quad \text{Ec. 9}$$

$$pH = -1,198 \cdot 10^{-3} T + 7,94 \cdot 10^{-6} (T^2) - 3,53 \cdot 10^{-5} P \quad \text{Ec. 10}$$

- **Fase de Gas presente y el pH desconocido.** Estas ecuaciones son aplicables en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde la presión del sistema ha caído por debajo del punto de burbuja de los fluidos y no se tienen datos de pH.

Calcule  $f_g$ , el coeficiente de la fugacidad del gas  $CO_2$ .

$$f_g = \exp \left[ P * \left( 2,84 \cdot 10^{-4} - \frac{0,255}{T+460} \right) \right] \quad \text{Ec. 11}$$

Calcule  $y_g$ , la fracción molar de CO<sub>2</sub> en la fase gas a una T y P específica. Sabiendo que  $y_t$  es la fracción molar del CO<sub>2</sub> en el gas en superficie.

$$Y_g = \frac{Y_t}{\frac{1+P \cdot f_g (5 \text{ WPD} + 10 \text{ BOPD}) \cdot 10^{-5}}{\text{MMscf}(T+460)}} \quad \text{Ec. 12}$$

Dónde:

BOPD= Barriles de petróleo por día.

BWPD= Barriles de agua por día.

MMscf= Millones de pies cúbicos por día.

*Calcule la fuerza iónica molar.*

$$\mu \text{ (Moles/L)} = 10^{-5} (2.2 * \text{Na}^+ + 5.0 * \text{Ca}^{++} + 8.2 * \text{Mg}^{++} + 1.5 * \text{Ba}^{++} + 2.3 * \text{Sr}^{++} + 1.4 * \text{Cl}^- + 2.1 * \text{SO}_4^{-2} + 0.8 * \text{HCO}_3^-) \quad \text{Ec. 13}$$

Donde todas las concentraciones están en mg/L y se obtienen de un análisis físico-químico del agua.

*Calcule Is o el pH como sea deseado.*

$$\text{IS} = \text{Log} \left| \frac{(\text{Ca}^{++})(\text{HCO}_3^-)^2}{\text{Caq}} \right| + 5,85 + 15,19 \cdot 10^{-3} * T - 1,64 \cdot 10^{-6} * T^2 - 5,27 \cdot 10^{-5} * P - 3,3334 * \mu^{1/2} + 1,43 \cdot \mu \quad \text{Ec. 14}$$

$$\text{pH} = \text{Log} \left| \frac{(\text{HCO}_3^-)}{\text{Caq}} \right| + 8,6 - 5,31 \cdot 10^{-3} * T - 2,253 \cdot 10^{-6} * T^2 - 2,237 \cdot 10^{-5} * P - 0,99 \cdot \mu^{1/2} + 0,658 \cdot \mu \quad \text{Ec. 15}$$

Este método es válido sobre los siguientes rangos de datos:

- Fuerza iónica molar: 0 – 4

- Temperatura: 32- 392°F [0 – 200°C)
- Presión: 0 – 20000 psig.

De estos métodos los menos utilizados para determinar tendencias incrustantes son los de Langalier y Stiff & Davis, que tienen crecientes limitaciones cuando se consideran sistemas cerrados acuosos. Con ambos métodos se debe conocer el pH del agua de formación para poder iniciar los cálculos. No existe técnica para una medida confiable a altas temperaturas y presiones. La constante de Stiff & Davis no se conoce por arriba de 194°F <sup>4</sup>. El de Oddo & Tomson es el más ampliamente utilizado dado que no requiere del conocimiento del pH.

#### 1.3.4 Vallone y Skillern.

F. Valone y K. Skillern (1982) plantearan una segunda aproximación al índice de Stiff & Davis. Desarrollaron un método de cálculo para obtener en la región de sobresaturación, una magnitud: PTB. El *PTB* (lb/1000bbl) es la cantidad de CaCO<sub>3</sub> insoluble formada<sup>5</sup>. Este modelo implica un cálculo cuantitativo de la cantidad de escama que puede formarse bajo determinadas condiciones termodinámicas.

Dada la siguiente relación:

$$\frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{\text{mol}}{\text{L}} \text{ MW } 1000$$

$$P = 500 \text{ MW } 1000 \left( G - \sqrt{X^2 + 4 K_c} \right) \quad \text{Ec. 16}$$

Dónde:

P= Cantidad máxima de incrustación que puede precipitar, mg/L.

MW= Peso molecular del componente escala.

<sup>4</sup> Armando Enrique Larrea, TESIS "Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo "squeeze" a las areniscas U y T del campo Shushufindi", (1999).

<sup>5</sup> Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., "Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de Calcio".

Esta ecuación puede ser usada para calcular la cantidad máxima de cualquier incrustación que podría precipitar.

$$K_c = 10^{-pK_c} \quad \text{Ec. 17}$$

$$pK_c = pH - 2.76 + 9.88 \cdot 10^{-3} T + 0.61 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.03 \cdot 10^{-5} P - 2.348 \mu^{1/2} + 0.77 \mu \quad \text{Ec. 18}$$

$$PBT = 17500 \left( G - \sqrt{X^2 + 4 \cdot 10^{-pK_c}} \right) \quad \text{Ec. 19}$$

$$\text{Donde } G = Ca^{++} + HCO_3^- \quad \text{Ec. 20}$$

$$X = Ca^{++} - HCO_3^- \quad \text{Ec. 21}$$

**Tabla 5. Severidad según Vallone y Skillern**

PBT	INTERPRETACIÓN
< 0	No hay incrustación
0 – 100	Incrustación leve
100 – 250	Incrustación moderada
> 250	Incrustación severa

Fuente: Autores

La Tabla 5 muestra la interpretación que Valone & Skillern hicieron de los resultados que obtuvieron con su modelo; ellos estimaron una cantidad máxima de escama precipitada que podía llegar a taponar las tuberías, formando así un depósito. Es prudente establecer una diferencia entre Precipitado y Depositado, dado que son dos términos que con frecuencia tienden a confundirse, con el primero se hace referencia a que los iones se unieron para formar la sal en cuestión, pero que todavía ésta se encuentra dentro de la corriente del fluido; mientras que el segundo quiere decir que las moléculas del compuesto ya se encuentran adheridas y aglomeradas en la tubería obstruyendo el paso del fluido.

## 2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS PARA EL MODELO DE DEPOSITACIÓN DE CaCO<sub>3</sub>.

En este capítulo se construye el modelo de depositación que será evaluado a partir del desarrollo de las pruebas establecidas por el diseño experimental, mediante el uso del equipo Coil tubing System (MIC) ubicado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación sede Guatiguará-UIS; el cual estará descrito en el tercer capítulo.

La elaboración del modelo requiere de propiedades del agua, la cual es materia de estudio en los experimentos, además de la simplificación del fenómeno a las variables de mayor importancia, a fin de reducir los factores involucrados en el problema y de esta manera determinar el menor número de experimentos.

### 2.1 CONDICIONES FISICOQUÍMICAS DE LAS SALMUERAS

Las condiciones del agua de formación con la que se trabajó, corresponden a un caso base utilizado en el laboratorio de daño a la formación en la sede UIS Guatiguará y es la detallada a continuación (Ver Tabla 6). Se prepararon 3 salmueras con concentraciones diferentes, adicionalmente es necesario subrayar que en dichas salmueras tanto catiónicas como aniónicas, se utilizó el doble de la cantidad de reactivos, para que en el equipo al diluirse las dos corrientes se conservará la concentración descrita en la Tabla 6.

**Tabla 6. Composición fisicoquímica del agua**

	Baja (-1)	Media (0)	Alta (1)
HCO <sub>3</sub> [mg/L]	311,1	622,2	1244,4
Ca [mg/L]	184,5	369	738

Fuente: Autores

Las condiciones termodinámicas de trabajo son condiciones típicas de fondo de pozo por lo cual se manejó una presión de 1200 psi y una temperatura de 174 ° F (79 °C).

## 2.2 VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE LA DEPOSITACIÓN

A través de la búsqueda bibliográfica descrita en el primer capítulo, se realizó un listado de los factores influyentes en el proceso de la depositación, siendo esta razón suficiente para ser incluidos en la construcción del modelo.

**Tabla 7. Variables influyentes en el proceso**

VARIABLE	SIMBOLO	UNIDADES
Temperatura	T	° C
Presión	P	Psi
Concentración de iones o grado de supersaturación	[Ca <sup>++</sup> ], [HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ]	mg/L
Tiempo	T	Min
Diámetro de la tubería	D	In
Caudal de producción	Q	cm <sup>3</sup> /min
Precipitado <sup>6</sup>	P	mg/ L
PH	PH	
Depositado <sup>7</sup>	D	Mg

Fuente: Autores

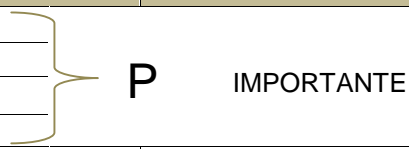
## 2.3 SELECCIÓN DE VARIABLES A INCORPORAR EN EL MODELO

A partir de la lista enunciada anteriormente, del conocimiento de las variables que pueden ser manejadas por medio del equipo MIC y teniendo como base el modelo propuesto por Valone & Skillern quienes hacen el cálculo de un valor estimativo de cuanta escama puede depositarse, incorporando la termodinámica del sistema (T, P, pH y [ ]s) y la cinética de la reacción, mediante la inclusión del parámetro *k*, que corresponde a la constante de solubilidad del carbonato de calcio; se establece en la Tabla 8, las variables y su condición dentro del modelo que se quiere construir para estimar la cantidad de escama de Carbonato de Calcio que se deposita en sistemas de tuberías.

<sup>6</sup> Magnitud tomada del modelo de Valone & Skillern (ver capítulo anterior).

<sup>7</sup> Variable respuesta.

**Tabla 8. Variables del modelo**

Variable	Condición
Temperatura	
Presión	
Concentración de iones	
PH	
Tiempo	CONTROLADA
Caudal	REGULADA
Diámetro	CONOCIDA

Fuente: Autores

La Tabla 8 muestra las variables a considerar en la construcción del modelo, estas son:

- La precipitación [P] como variable incorpora la termodinámica del sistema y cinética de la reacción, convirtiéndose en un factor relevante para la realización del modelo.
- El tiempo es un factor que se controla mediante el incremento o descenso del pH (esto también modifica la variable P), los rangos que maneja el equipo son de 5 a 40 minutos por prueba, lo cual hace que el tiempo lo determine el experimento mismo.
- El caudal se regula mediante las bombas empleadas en el montaje, y se constituye en una variable fundamental a la hora de hacer el modelo, dado que es de las variables poco exploradas en la literatura y según se presume es de vital importancia como en todos los sistemas en los que se involucran tuberías.
- El diámetro es una variable fija por el sistema de tuberías que utiliza el equipo.

En este orden de ideas, las variables a incorporar en el modelo son: precipitados, tiempo, caudal y diámetro; pero sólo se presentaran varios niveles en precipitados, mediante la utilización de concentraciones diferentes, con condiciones de Presión y Temperaturas constante; y en caudal, utilizando tasas diferentes que puedan proporcionar las bombas.

## 2.4 DESARROLLO DEL MODELO

A la hora de realizar un modelo en laboratorio para representar condiciones y fenómenos reales, es correcto establecer una relación entre el prototipo reproducido en laboratorio y el modelo; existen dos técnicas avaladas y empleadas por diferentes autores<sup>8</sup> para formular modelos físicos escalados, estas son:

- Análisis Dimensional: para su formulación se usa el Teorema  $\pi$  de Buckingham determinando las variables relevantes al problema en estudio.
- Análisis Inspeccional: para su formulación se usan las ecuaciones básicas, condiciones iniciales y de frontera que describen el fenómeno.

En general se aplican estas técnicas cuando se conocen las variables que intervienen en el problema, mientras que la relación que existe entre ellas se desconoce. El problema planteado requiere del uso de la primera técnica dado el desconocimiento de condiciones y ecuaciones básicas que gobiernan el fenómeno.

### 2.4.1 Aplicación del Teorema $\pi$ de Buckingham.

Para la aplicación del Teorema  $\pi$  de Buckingham, es necesario establecer variables independientes y la variable respuesta, siendo las primeras precipitados, caudal, tiempo y diámetro y la variable respuesta será depositado.

Es decir que tendremos la variable respuesta como función de las variables independientes:

$$D = f(P, Q, t, d)$$

Dimensiones:

D	P	T	Q	D
[M]	[ML <sup>-3</sup> ]	[T]	[L <sup>3</sup> T <sup>-1</sup> ]	[L]

---

<sup>8</sup> Julio C. Pérez Angulo, Manuel-E. Cabarcas Simancas, Adriana-Marcela Méndez. Principios fundamentales para el diseño conceptual de un modelo físico escalado para evaluar el calentamiento eléctrico resistivo. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 3, núm. 2, diciembre, 2006, pp. 121-140, Instituto Colombiano del Petróleo. Colombia

Número total de variables:  $n = 5$ .

Número de dimensiones:  $j = 3$ .

La resta  $n - j$ , es decir 2, determina el número de variables adimensionales ( ) que se desprenden del problema. Se hallaron 2  $\pi$  adimensionales. Partiendo de la ecuación base

$$D = k P^a Q^b t^c d \tag{Ec. 21}$$

Realizando un análisis dimensional a la anterior expresión se tiene que:

$$M = (ML^{-3})^a (L^3)^b (T)^c (L)$$

$$M = M^{a+3b} L^{-3a+3b+d} T^{-c}$$

$$\begin{aligned} 1 &= a & a &= 1 \\ 0 &= -3a + 3b + d & d &= 3 - 3b \\ 0 &= -c & c &= 0 \end{aligned}$$

$$D = P^1 Q^b t^0 d^{3-3b}$$

$$D = P (Q t^0 d^{3-3b})$$

Finalmente se tiene la expresión reformada donde se pueden notar los números adimensionales con los cuales se trabajó.

$$\frac{D}{P d^3} = k \left( \frac{Q t^0}{d^3} \right)^b \tag{Ec. 22}$$

El término de la izquierda ( 1)  $\frac{D}{P d^3}$  corresponde a una adimensional independiente, mientras el de la derecha ( 2)  $\left( \frac{Q t^0}{d^3} \right)^b$  corresponde a una dependiente. Las dos se relacionan por la siguiente expresión.

$$\frac{D}{P d^3} = k \left( \frac{Q t^0}{d^3} \right)^b \tag{Ec. 23}$$

La Ecuación 22 muestra la aproximación teórica del modelo de depositación al cual se llegó con el análisis dimensional de las diferentes variables influyentes en el fenómeno físico.

### 3. DESARROLLO DEL MONTAJE EXPERIMENTAL Y RESULTADOS

Se realizó una selección de las variables que tenían una mayor incidencia sobre la depositación de carbonato de calcio. Para la optimización cuantitativa de estas variables, se llevó a cabo un diseño experimental factorial multinivel, el cual consistió de 9 experimentos, planteado a partir del software Statgraphics Centurion XVI. Las variables estudiadas y la matriz del diseño se presentan en las Tablas 9 y 10 respectivamente.

**Tabla 9. Factores y niveles del diseño experimental**

FACTOR	NIVELES		
	-1	0	1
Precipitado CaCO <sub>3</sub> [mg/L]	379,280	906,455	1841,879
Caudal [cc/min]	6	8	10

Fuente: Autores

**Tabla 10. Matriz de diseño experimental**

Experimento	Caudal	Precipitado
N°	[cc/min]	[mg/L]
1	-1	-1
2	0	-1
3	1	-1
4	-1	0
5	0	0
6	1	0
7	-1	1
8	0	1
9	1	1

Fuente: Autores

#### 3.1 NIVELES

Los niveles (-1, 0, 1) hacen referencia tanto a: Las 3 concentraciones diferentes que se manejaron para obtener lo precipitado, siendo respectivamente (baja, media y alta). Es decir, se trabajó la misma composición fisicoquímica del agua y también una concentración al doble y otra a la mitad. Ver Tabla 9.

Los 3 caudales seleccionados para dichas pruebas teniendo en cuenta que el máximo de las bombas de desplazamiento utilizadas es de 10 cc/min, por lo cual estos caudales son: 6 – 8 – 10 cc/min.

### 3.2 PREPARACIÓN DE LAS SALMUERAS SINTÉTICAS

Se elaboraron 3 salmueras a diferentes concentraciones tanto aniónica como catiónica. En la siguiente Tabla se observa los gramos por cada dos litros de agua necesarios para su preparación. La Figura 6 muestra los recipientes en los que fueron almacenados las salmueras.

**Tabla 11. Cantidad de reactivos utilizados**

Masa (gr)		S. Aniónica	S. Catiónica
		HCO <sub>3</sub>	Ca
<b>ALTA</b>	<b>1</b>	4,9776	2,952
<b>MEDIA</b>	<b>0</b>	2,4888	1,476
<b>BAJA</b>	<b>-1</b>	1,2444	0,738

Fuente: Autores

**Figura 6. Salmueras**



Fuente: Autores

### 3.3 PRUEBAS PRELIMINARES

Antes de realizar las pruebas en el equipo MIC fue necesario caracterizar las salmueras a través de la medición de propiedades como pH, densidad y conductividad para verificar que la elaboración de las salmueras fuese la correcta.

#### 3.3.1 pH.

Este análisis permite reconocer que tan ácida o básica se encuentra la salmuera, de esta manera se puede calcular si hay formación de incrustaciones calcáreas a pH altos o si por el contrario produce corrosión en la tubería de producción. Para la medición se empleó un medidor electrónico (WTM 3210) La figura 7 muestra el análisis de este parámetro y en la Tabla 12 se observa los pH medidos.

**Figura 7. Peachímetro**



Fuente: Autores

**Tabla 12. Mediciones de pH**

PH		S. Aniónica	S. Catiónica	Mezcla
		HCO <sub>3</sub>	Ca	
<b>BAJA</b>	<b>-1</b>	8,7	7,14	7,03
<b>MEDIA</b>	<b>0</b>	8,7	6,71	7,80
<b>ALTA</b>	<b>1</b>	8,6	6,4	8,27

Fuente: Autores

### 3.3.2 Conductividad.

Esta depende de la concentración total de sustancias disueltas e ionizadas y se convierte en un criterio QA/QC. Para la medida se empleó un conductímetro de lectura digital marca Hanna. Se debe tener en cuenta la temperatura de la salmuera porque la conductividad varía con ésta. La figura 8 muestra el análisis de este parámetro y la Tabla 13 los datos arrojados de las pruebas.

**Figura 8. Conductímetro**



Fuente: Autores

**Tabla 13. Mediciones de conductividad**

Conductividad (mS/cm)		S. Aniónica	S. Catiónica	Mezcla
		HCO <sub>3</sub>	Ca	
<b>BAJA</b>	<b>-1</b>	1,7 (22,8°C)	1,61 (23°C)	0,54 (23,1°C)
<b>MEDIA</b>	<b>0</b>	3,39 (23,1°C)	3,24 (23°C)	1,06 (20,2°C)
<b>ALTA</b>	<b>1</b>	6,46 (22,9°C)	6,31 (22,8°C)	2,06 (22,8°C)

Fuente: Autores

Con la medida de la conductividad se comprobó que las salmueras evaluadas tuvieron el comportamiento esperado según su preparación, porque al aumentar la cantidad de iones disueltos el valor de la conductividad era mayor.

### 3.3.3 Densidad.

Para la medición de este parámetro se empleó el método del picnómetro, el cual consiste en usar un pequeño frasco de vidrio de volumen exacto (picnómetro). Se pesa vacío, luego se llena completamente (incluido el capilar) con el líquido (salmuera) cuya densidad se desea determinar y finalmente se pesa. En la figura 9 se muestra el análisis de este parámetro y en las tablas 14 y 15 se encuentra el peso y volumen de los picnómetros empleados y las densidades calculadas, respectivamente.

**Figura 9. Balanza y picnómetro**



Fuente: Autores

**Tabla 14. Peso de los picnómetros**

	Peso [gr]	Volumen [ml]
Picnómetro (aniónica)	19,173	9,909
Picnómetro (catiónica)	18,391	10,241

Fuente: Autores

**Tabla 15. Mediciones de densidad**

Densidad [g/m]		S. Aniónica	S. Catiónica
		HCO <sub>3</sub>	Ca
<b>BAJA</b>	<b>-1</b>	0,998385306	0,998535299
<b>MEDIA</b>	<b>0</b>	0,998486225	0,998632946
<b>ALTA</b>	<b>1</b>	0,999798163	0,998828239

Fuente: Autores

Con la medida de las densidades de las diferentes salmueras se reafirmó lo demostrado en el comportamiento de las conductividades. Una mayor densidad supone una cantidad de masa superior, lo cual se ve reflejado claramente en la Tabla 15, donde a medida que aumenta la concentración la densidad es mayor.

### 3.4 PRUEBAS ESTÁTICAS

Teniendo en cuenta las recomendaciones de uso del MIC el tiempo de duración de la prueba es de 5 - 35 min, lo que significa que en ese tiempo se tiene que dar el aumento del diferencial de presión en 1 psi lo que correspondería al taponamiento en la línea.

Por lo cual, antes de realizar la prueba en el MIC, se efectúan pruebas estáticas en un horno para asegurar que en ese lapso de tiempo si se dé la precipitación de carbonato de calcio teniendo en cuenta la misma temperatura de operación.

Se empleó para esta prueba el horno de marca Venticell (Ver Figura 10). Y frascos tapa azul donde se mezclan las salmueras aniónica y catiónica en la misma proporción 50:50 ml.

**Figura 10. Horno**



**Fuente:** Autores

Al realizar las pruebas de horno a las 3 diferentes salmueras, llegaban a precipitar rápidamente por lo cual fue necesario modificar el pH y así aumentar el tiempo de precipitación.

### **3.5 AJUSTE DEL PH**

La precipitación de Carbonato de Calcio se da a pH altos, siendo necesario en este caso bajar el pH, para lo cual se emplea el Ácido clorhídrico al 2%. Este HCL se adiciona por gotas a la salmuera catiónica; se agita, se mide de nuevo el pH y se hace la segunda prueba del horno esperando que el tiempo haya aumentado.

En cuanto a ajustarle el pH a toda la salmuera se realiza justamente antes de iniciar la prueba no con tiempo de anticipación, para evitar posibles alteraciones en las mediciones de los  $\Delta P$ .

El pH es una de las variables involucradas en el fenómeno físico de la precipitación, pero en este proyecto no es un parámetro a estudiar, por lo cual se tiene que dejar constante para anular su influencia en los resultados. Entonces por lo anteriormente dicho el rango de pH de trabajo fue de 3,5 a 4.

### **3.6 COIL TUBING SYSTEMS (MIC)**

Es un equipo (Ver Figura 11) de última tecnología que requiere una instalación eléctrica adecuada para el correcto funcionamiento y la seguridad de los operadores.

La principal función del equipo es desarrollar un control multivariable que permita mantener los valores de temperatura interna mientras aplica una agitación, además monitorear las variables Presión, Flujo, Presión Diferencial y Temperaturas Externa e Interna.

Además, se emplea para realizar pruebas de eficiencia dinámica que determinan el MIC (Mínima concentración de inhibidor) y así evaluar hasta que concentración

es efectivo un determinado químico para impedir la formación de incrustaciones. Las instrucciones para operar el equipo se encuentran en el Anexo A.

**Figura 11. MIC (Coil Tubing Systems)**



Fuente: Autores

El éxito de este proyecto radica en inducir el fenómeno de la depositación de carbonato de calcio; por lo cual vale señalar que el equipo fue adaptado a las necesidades del proyecto, dado que inicialmente este desempeñaba una función diferente. Por ello fue necesaria la implementación de una válvula toma muestra (ver Figura 12).

**Figura 12. Modificación al equipo (válvula toma muestra)**



(a)

Fuente: Autores.

(b)

La Figura 12 muestra la modificación realizada al equipo (b) y como se encontraba antes (a).

### 3.7 PRUEBAS EXPERIMENTALES

Se llevaron a cabo las 9 pruebas especificadas en el diseño experimental, cumpliendo con las condiciones de presión y temperatura establecidas, además de las variaciones en el caudal. En la Tabla 16 se encuentran los resultados de las pruebas de forma resumida, donde se puede observar los diferenciales de presión ( P ) alcanzados con la línea base y el tiempo que tardo para la precipitación del carbonato de calcio. También en el Anexo B están las tablas y graficas de los datos registrados de cada prueba.

**Tabla 16. Resultados de las pruebas en el MIC**

Experimento	Caudal	Precipitado	Línea Base	Salmuera	Precipitación
N°	[cc/min]	[mg/L]	P	P	Min
1	6	Baja	0,439	1,439	----
2	8	Baja	1,094	2,094	----
3	10	Baja	1,429	2,429	----
4	6	Media	0,473	1,473	24
5	8	Media	0,726	1,726	15
6	10	Media	1,094	2,094	13
7	6	Alta	0,438	1,438	9
8	8	Alta	0,687	1,687	5
9	10	Alta	1,171	2,171	6

Fuente: Autores

#### 3.7.1 Muestras.

De cada una de las pruebas anteriormente realizadas se obtuvo una alícuota. Esta se tomó en el momento que el diferencial de presión aumentaba 1 psi por encima de la línea base asegurando la depositación del carbonato de calcio. Pero antes de recoger la muestra, se debían tomar 10 cc que correspondían al volumen muerto que hay entre la tubería donde ocurre la depositación y la válvula donde se

toma la muestra. En la Figura 13 se observa algunas de las muestras debidamente rotuladas. Para el posterior análisis de las muestras es necesario preservarlas con ácido nítrico  $\text{HNO}_3$ , con el cual se disminuye el pH a valores inferiores a 2, ya que a pH ácidos no se forman más carbonatos de calcio, lo que permite que no se altere la muestra con el tiempo.

**Figura 13. Muestras**

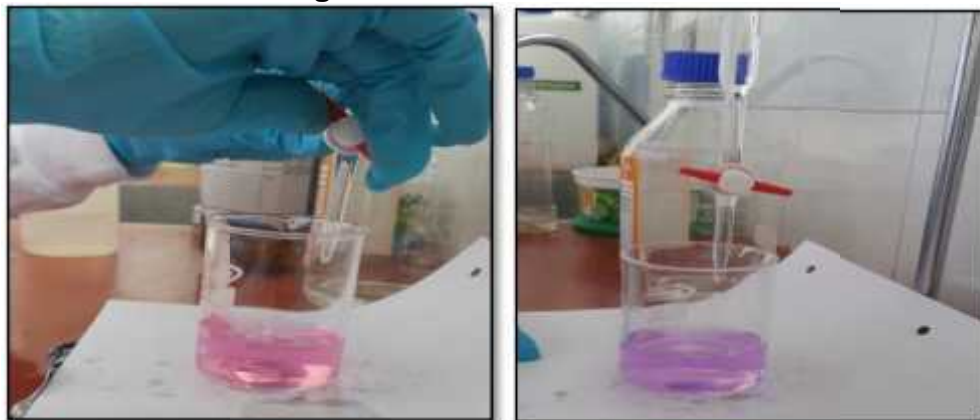


Fuente: Autores

### 3.8 TITULACIÓN DE CALCIO

Tomar 1 ml de muestra y aforar a 50 ml con agua destilada. Modificar el pH de la muestra hasta valores entre 12 y 13 con Hidróxido de sodio  $\text{NaOH}$  al 1%. Agregar 0,18 gr de Murexida el cual es el indicador que deja la muestra de una tonalidad rosada, inmediatamente por medio de una bureta se va adicionando EDTA gota a gota observando el cambio de color (Ver Figura 14) a una tonalidad morada. Cuando no cambie más se detiene la adición de EDTA y se registra el volumen empleado de este.

**Figura 14. Titulación de calcio**



Fuente: Autores

**Tabla 17. Concentración de Calcio en las muestras**

Caudal	Concentración	Concentración de Calcio inicial [mg/L]		Volumen de EDTA	Calcio en solución
		Titulación de EDTA	Salmuera		
[cc/]	[mg/L]			[ml]	[mg/L]
6	Baja	180	184,5	0,45	180
8	Baja	180	184,5	0,45	180
10	Baja	180	184,5	0,45	180
6	Media	340	369	0,4	160
8	Media	340	369	0,3	120
10	Media	340	369	0,5	200
6	Alta	720	738	0,5	200
8	Alta	720	738	0,25	100
10	Alta	720	738	0,4	160

Fuente: Autores

$$[Ca^{++}] = \frac{[EDTA] \cdot V_{EDTA}}{V_{Preparado}} * (Dilución) * PM_{Ca} \quad \text{Ec. 24}$$

La dilución realizada fue de (50/1), dado que se tomó un mililitro de muestra y se aforó hasta 50. La Tabla 17 muestra el calcio que aún se encuentra en solución en la muestra, que se halló utilizando la ecuación 24.

### 3.9 ANALISIS Y RESULTADOS

Para determinar la cantidad de escama depositada en la tubería del equipo se comparó la cantidad inicial de Calcio presente en la salmuera con la que se encontró en solución en las muestras. En la Tabla 18 se ven los resultados.

Como indica la Tabla 18 a concentración baja no se depositó Carbonato de Calcio, es decir, que para fines de la correlación final del modelo no se tuvo en cuenta dichos experimentos. El hecho de que no se haya depositado escama alguna en la concentración baja, en ninguno de los caudales evaluados, es indicativo de que el grado de supersaturación de dicha salmuera no era suficiente para la depositación. Por otra lado, en las concentraciones de media y alta se depositó

una cantidad significativa de escama; algunas inclusive superiores al 50 % de la cantidad inicial, obteniendo valores más grandes en la salmuera de alta concentración, como refleja la Tabla 18. Esto quiere decir, que el grado de supersaturación del agua es proporcional a lo que se deposita.

**Tabla 18. Cantidad de escama depositada**

Caudal	Concentración	Concentración de Calcio inicial	Calcio en solución	Depositado	
				[cc/min]	[mg/L]
6	Baja	180	180	0	0
8	Baja	180	180	0	0
10	Baja	180	180	0	0
6	Media	340	160	180	52,94
8	Media	340	120	220	64,71
10	Media	340	200	140	41,18
6	Alta	720	200	520	72,22
8	Alta	720	100	620	86,11
10	Alta	720	160	560	77,78

Fuente: Autores.

**Tabla 19. Tiempos de la depositación**

Caudal	Concentración	Depositado	Tiempo de inicio de depositación
[cc/min]	[mg/L]	[mg/L]	[min]
6	Baja	0	-
8	Baja	0	-
10	Baja	0	-
6	Media	180	24
8	Media	220	15
10	Media	140	13
6	Alta	520	9
8	Alta	620	5
10	Alta	560	6

Fuente: Autores.

La Tabla 19 nos proporciona bases suficientes para decir que la concentración no solo afecta la cantidad de escama depositada, sino también los tiempos a los cuales se da la depositación en sí; niveles altos implican un menor tiempo para

llegar a la obstrucción de las líneas por la depositación de la escama. Sin embargo, también es preciso resaltar que el caudal parece modificar la respuesta en la variable tiempo, dado que tanto para la media como para la alta concentración el tiempo necesario para la depositación es prácticamente el mismo, en comparación con la tasa de baja que si dista más de ellos.

**Tabla 20.Comparación IS-Precipitado-Depositado de CaCO<sub>3</sub>**

SALMUERA	IS	PRECIPITADO DE CaCO <sub>3</sub>		DEPOSITADO DE CaCO <sub>3</sub> [mg]
		PTB	mg/L	
BAJA	1,12300	126,555	361,588	-
MEDIA	1,84676	299,871	856,776	180
ALTA	2,57328	634,320	1812,345	566,667

Fuente: Autores

Aunque existe una correspondencia entre IS y precipitado (PTB) no es directamente proporcional. Un  $IS > 0$  no necesariamente significa (en PTB) alta cantidad de CaCO<sub>3</sub> insoluble aunque sí hay una correspondencia cualitativa. La Tabla 20 muestra los diferentes índices de estabilidad calculados por Stiff & Davis para las salmueras. Aunque para la salmuera de baja tenemos una cantidad significativa de precipitado, no se depositó en las líneas dado que necesitaba de tiempos mucho mayores a los manejados por el equipo.

### **3.9.1 Análisis Estadístico.**

Empleando el software Statgraphics Centurion XVI se realizó el análisis respectivo de los datos adquiridos de las pruebas estipuladas por el diseño experimental.

Con los datos de la Tabla 20 se realizó una selección de las variables que tienen una mayor incidencia en la obtención de la cantidad de escama de CaCO<sub>3</sub> depositada.

El gráfico de Pareto muestra los efectos estimados de las variables y su interacción en orden de magnitud decreciente sobre la depositación de escamas de CaCO<sub>3</sub>. La longitud de las barras es proporcional al efecto estandarizado que

es el efecto estimado dividido por su respectivo error estándar. La línea vertical que aparece en el gráfico permite determinar cuál efecto es estadísticamente significativo en un 95% de nivel de confianza. El diagrama Pareto se presenta en la Figura 15.

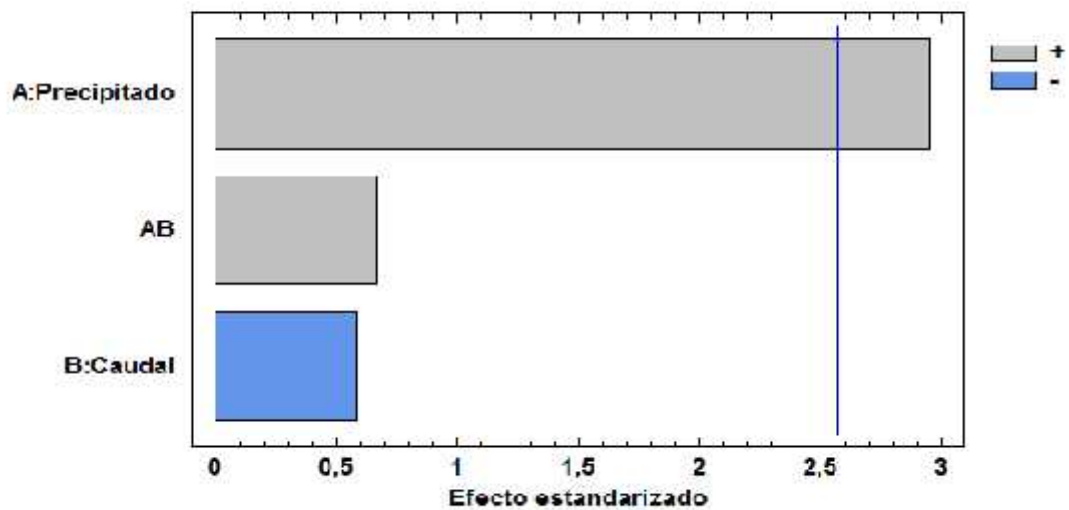
**Tabla 21. Matriz de resultados**

N° Pruebas	FACTORES		RESPUESTA
	Precipitado	Caudal	Depositado
	mg/L	cc/min	mg/L
1	379,280	6	0
2	906,455	6	180
3	1841,879	6	520
4	379,280	8	0
5	906,455	8	220
6	1841,879	8	620
7	379,280	10	0
8	906,455	10	140
9	1841,879	10	560

Fuente: Autores

**Figura 15. Diagrama de Pareto**

Diagrama de Pareto Estandarizada para Depositado



Fuente: Autores

A partir de la Figura 15 se estableció que el caudal no influye de forma significativa sobre la cantidad de escama de  $\text{CaCO}_3$  depositada, por lo cual se comprueba que la parte química representada por el factor “Precipitado” domina sobre las condiciones dinámicas del fenómeno en este caso, representado por la variable caudal.

**Tabla 22. Tabla de ANOVA**

Fuente	GI	Valor-P
A:Precipitado	1	0,032
B:Caudal	1	0,5849
AB	1	0,5369
Error total	5	
Total (corr.)	8	

Fuente: Autores

A través de la Tabla 21 la cual permite probar la importancia estadística de los factores, se puede señalar, que el valor estadístico P determina el grado de significancia de cada uno de los efectos de los factores sobre la variable respuesta. Los valores de P mostrados son significativos al nivel de 0,05 con lo cual hay evidencia que la influencia de lo precipitado prevalece en la depositación.

### 3.10 VALIDACION DEL MODELO TEORICO

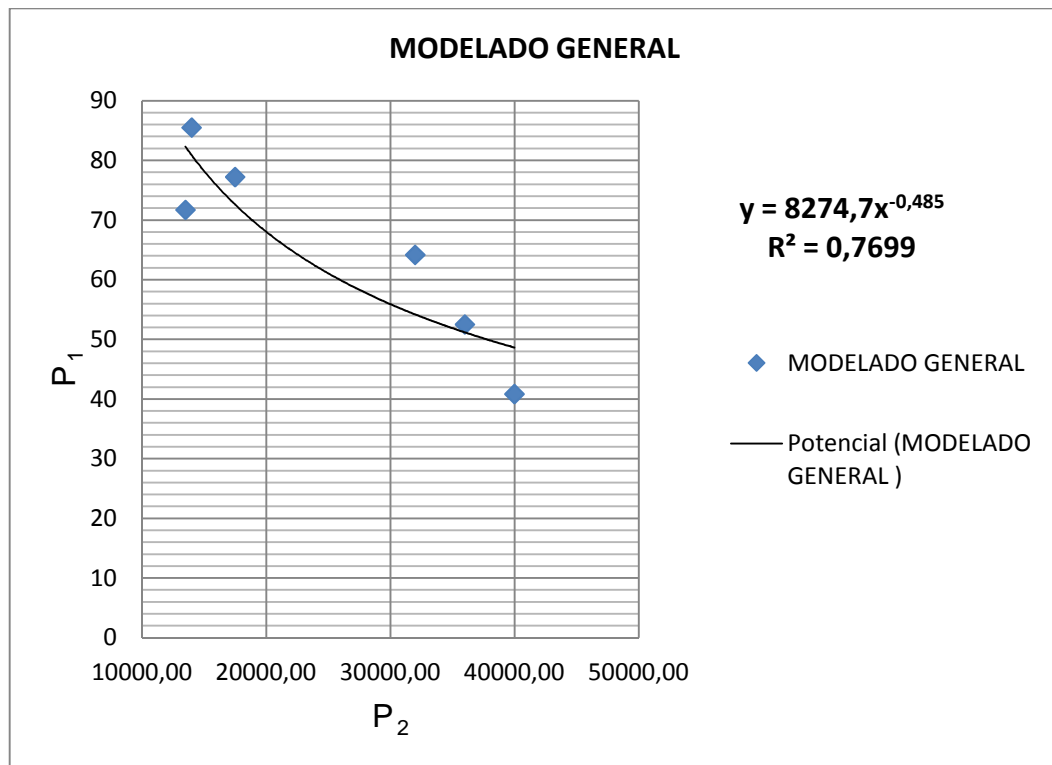
Se graficó en la Figura 16 los valores obtenidos para los números adimensionales, descritos en el capítulo dos, como se muestra en la ecuación 23; permitiendo determinar mediante un línea de tendencia el comportamiento que presentaban. Obteniendo valores de  $k = 8274.7$  y  $b = -0.485$ ; de esta forma reemplazando los valores de k y b en la ecuación 23, tenemos:

$$Y = 8274.7 X - 0.485$$

Ec. 24

La cual establece el modelo teórico correlacionado experimentalmente. Los datos presentan un coeficiente de determinación  $R^2$  igual a 0.7699, que para la población estadística de la que se dispuso se considera aceptable

**Figura 16. Gráfica de números adimensionales**



**Fuente:** Autores

La Figura 18 muestra la línea de tendencia a la cual los datos experimentales se ajustaron. No es la función que mostraba un mejor ajuste, dado que con una función lineal, polinómica o exponencial, el  $R^2$  tiende más a uno. Sin embargo es preciso aclarar que dado el modelo teórico implica una función potencial, no se aproximó utilizando otra tendencia.

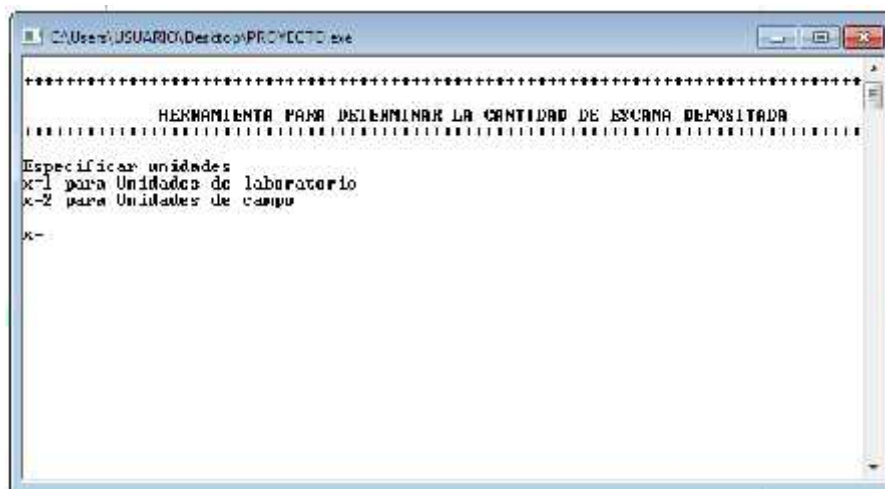
#### 4. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA VIRTUAL PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE ESCAMA DEPOSITADA.

Luego de realizar todas las pruebas necesarias para la obtención del modelo, se procedió a la construcción de una herramienta virtual en la cual se programó dicho modelo. El lenguaje de programación elegido para realizar ésta tarea fue c++, mediante el uso del programa DEV C++.

##### 4.1. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA.

Al abrir el ejecutable se le pedirá al usuario inicialmente que seleccione las unidades con al cuales desea trabajar, bien sean de laboratorio o de campo. Como se observa en la Figura 17.

**Figura 17. Herramienta virtual (Selección de unidades)**

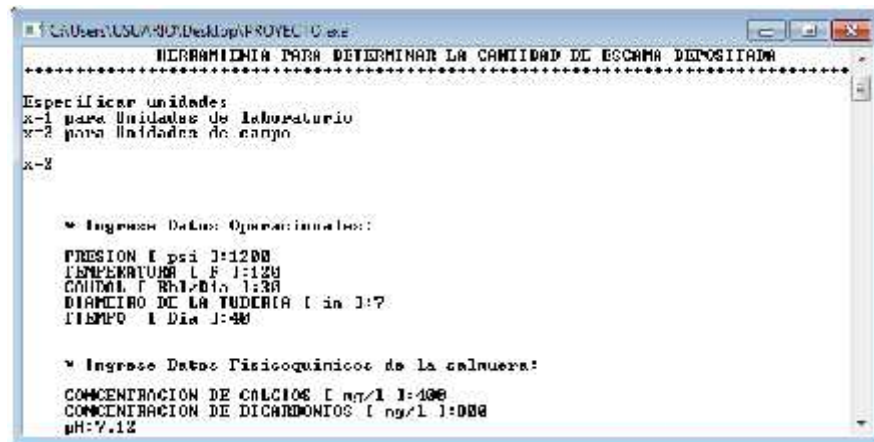


Fuente: Autores

Al especificar  $x = 1$ , se elegirán unidades de laboratorio, mientras que  $x=2$  corresponderán a las unidades de campo. Luego se ingresan los datos operacionales (presión, temperatura, caudal, diámetro de la tubería y tiempo),

como lo muestra la Figura 18. Seguidamente se proporcionan los datos correspondientes a las características del agua de formación a evaluar, como se puede observar en la Figura 18.

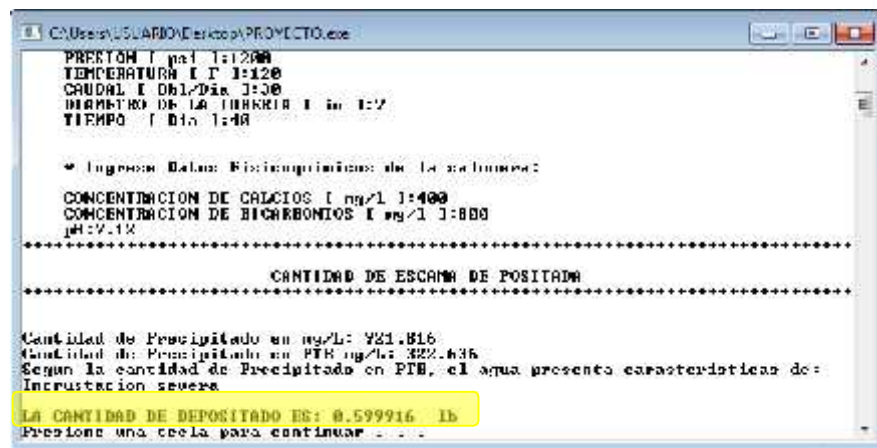
**Figura 18. Herramienta virtual (Datos operacionales y del agua de formación)**



Fuentes: Autores

Finalmente la herramienta muestra los resultados.

**Figura 19. Herramienta virtual (Resultados)**



Fuente: Autores

Resaltado en la Figura 19 se encuentra la forma en que el programa muestra el resultado de cuanta escama se deposita, bajo las condiciones a las cuales se trabajó.

## 4.2 CÓDIGO DE LA HERRAMIENTA

A continuación se presenta el código en el que se encuentra programado el Modelo experimental al cual se llegó.

```
#include<iostream.h>
#include<fstream.h>
#include<math.h>
int main()
{
    system("color F0");
    double D,P,P2,t,d,Q,b,k,pi1,pi2,ca,hco3,pH,PRES,TEMP,u,A,B,x;
    cout<<endl;

    cout<<"++++++
    ++++++"<<endl;
    cout<<"      HERRAMIENTA PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE ESCAMA
    DEPOSITADA"<<endl;

    cout<<"++++++
    ++++++"<<endl;
    cout<<"Especificar unidades"<<endl<<"x=1 para Unidades de laboratorio"<<endl<<"x=2 para
    Unidades de campo"<<endl<<endl;
    cout<<"x=";
    cin>>x;

    if (x==1)/ * UNIDADES DE LABORATORIO */
    {
        cout<<endl;
        cout<<endl;
        cout<<endl;
        cout<<" * Ingrese Datos Operacionales:"<<endl<<endl;
        cout<<"  PRESION [ psi ]:";
        cin>>PRES;
        cout<<"  TEMPERATURA [ F ]:";
        cin>>TEMP;
        cout<<"  CAUDAL [ cc/min ]:";
        cin>>Q;
        cout<<"  DIAMETRO DE LA TUBERIA [ cm ]:";
        cin>>d;
        cout<<"  TIEMPO [ Min ]:";
```





```

cout<<"++++++"
++++++" <<endl<<endl;
    P2=0.35*P;
    cout<<"Cantidad de Precipitado en mg/L: " <<P<<endl;
    cout<<"Cantidad de Precipitado en PTB mg/L: " <<P2<<endl;
    cout<<"Segun la cantidad de Precipitado en PTB, el agua presenta carasteristicas
de:" <<endl;

    if (P<0)
    {
        cout<<"No hay incrustacion" <<endl;
    }
    else
    {
        if (P<100)
        {
            cout<<"Incrustacion leve" <<endl;
        }
        else
        {
            if(P<250)
            {
                cout<<"Incrutacion moderada" <<endl;
            }
            else
            {
                cout<<"Incrustacion severa" <<endl<<endl;
            }
        }
    }
    if (P>0)
    {
        D= (pow(2.54,3)*P*d*d*8274.7*pow(pi2,-0.485))/(1000000*453.6) ;
        cout<<"LA CANTIDAD DE DEPOSITADO ES: " <<D<<" lb" <<endl;
    }
    else
    {
        cout<<"No hay depositado de Carbonato de Calcio";
    }
}
else
{
    cout<<"No selecciono las unidades indicadas" <<endl<<endl;
}
}
system("color 72");
system("pause");
return 0;
}

```

## 5. CONCLUSIONES.

- ✓ Según los datos experimentales obtenidos, la depositación de Carbonato de Calcio es un fenómeno que depende fundamentalmente de la termodinámica del proceso y en una segunda instancia por los factores hidrodinámicos.
- ✓ El modelo matemático al cual se llegó muestra una relación inversa entre lo depositado y el caudal, dado el valor negativo del exponente para la independiente ( $b=-0.485$ ).
- ✓ Las tres salmueras empleadas, indicaron tendencia incrustante pero solo dos de ellas lograron formar depositado. La salmuera de concentración baja trabajo a las mismas condiciones termodinámicas e hidrodinámicas, pero requería de mayor tiempo para su depositación.
- ✓ La aproximación teórica lograda mediante el Teorema  $\pi$  de Buckingham permitió encontrar la relación entre las variables relevantes al problema de estudio. Sin embargo, se puede mejorar mediante un número mayor de pruebas.
- ✓ Se construyó una herramienta virtual la cual calcula la cantidad de escama depositada, precipitada y la severidad de la incrustación.
- ✓ Con base en los datos experimentales, se demostró que la concentración de las salmueras no solo afecta la cantidad de escama de  $\text{CaCO}_3$  depositada, sino también sus tiempos de depositación, debido que a niveles altos de iones disueltos se requiere de menor tiempo para llegar a la obstrucción de las líneas.

## 5.1 RECOMENDACIONES.

- ✓ Ampliar las correlaciones del modelo realizando experimentos que evalúen otros valores de caudal, presión, temperatura, concentración, pH y diámetro de la tubería del equipo.
- ✓ Programar en la herramienta virtual nuevos modelos para determinar la depositación de otras escamas inorgánicas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

### Artículos:

- Y.D. Yeboah, S.K. Somuah, and M.R. Saeed, Research Inst., KFUPM, “A New and Reliable Model for Predicting Oilfield Scale Formation”, (1993).
- Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson George King, “La lucha contra las incrustaciones-Remoción y Prevención.
- Julio C. Pérez Angulo, Manuel-E. Cabarcas Simancas, Adriana-Marcela Méndez. Principios fundamentales para el diseño conceptual de un modelo físico escalado para evaluar el calentamiento eléctrico resistivo. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 3, núm. 2, diciembre, 2006, pp. 127, Instituto Colombiano del Petróleo. Colombia.
- Frederick William Valone, Kenneth Richard Skillern, “An Improved Technique For Predicting The Severity Of Calcium Carbonate”, SPE 10594. 1982.
- Malcolm A Kelland, “Effect of Cations on the Calcium Carbonate and Barium Sulfate Scale with and without Scale Inhibitors”, Industrial Engineering Chemistry Research, 2011.
- Matthias Gloede, “A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it”. NACE International, 2007.

### Libros – Documentos:

- GOLAN M., "Well Performance", Prentice Hall, EnglewoodCliffs, Segunda Edición. 1991. Página 127.
- CIVAN, Faruk. "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation ". Houston: Gulf Publishing Company- Book Division - . 2000. ISBN: 0-88415-301-0.

- MARTINEZ, Julián. “Apuntes de Mecánica de fluido”. Análisis Dimensional. Universidad de Oviedo. Gijón. 2008.
- Instructivo del MIC (Coil Tubing Systems). Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación sede Guatiguará. Universidad Industrial de Santander.
- INTEVED. CIED (Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico). “Daño a la formación”. Primer Edición. 1997. ISBN: INTEVED-326014

### **Tesis de grado:**

- Nazareth del Valle Barrero Cornivell, “Evaluación de los factores que afectan la precipitación de incrustaciones en los pozos productores con alto corte de agua de los campos zapatos – matar, área mayor oficina, estado Anzoátegui”, (2009).
- Armando Enrique Larrea, “Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T del campo Shushufindi”, (1999).
- Diana Carolina Simancas, Cindy Carolina Villabona, “Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio, a partir de una solución de EDTA, Caso aplicado a Campo Colorado”.

### **Otros**

- M.Sc. Luis Felipe Carrillo. Material curso daño a la formación. Universidad Industrial de Santander. 2013.
- Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., “Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de Calcio”. Nota técnica N ° 40. Buenos Aires.
- Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., “Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de Calcio”. Nota técnica N° 23. Buenos Aires.

## ANEXOS

### Anexo A.Instrucciones para operar el equipo.

1. Conecte el MIC – COIL TUBING SYSTEM a la instalación eléctrica.

#### Conexión



Fuente: Autores

2. Encienda el totalizador que se encuentra en el tablero de control.

#### Tablero de control y totalizador



Fuente: Autores



Fuente: Autores

3. Cuando haya encendido el equipo inicia la HMI (Interfaz hombre – máquina) y muestra la pantalla inicial del proceso.

### HMI (Interfaz hombre – máquina)



Fuente: Autores

### Pantalla inicial del proceso



Fuente: Autores

En la pantalla de configuración se encuentran 4 secciones a las que se puede acceder (Presión diferencial, temperatura, presión y flujo).

4. Para establecer la temperatura de operación el operador debe acceder a la instrucción Temperatura.

### Sistema de monitoreo



Fuente: Autores

Al acceder aparecerá la siguiente configuración

### Configuración

Temperatu Horno:	123.4 [°C]
Temperatu Fluido:	123.4 [°C]
SPoint:	123.4 [°C]

 Histor

Fuente: Autores

5. Debe ingresar el valor deseado, para lo cual da clic sobre el set point y las funciones del teclado como borrar (clr), escape (esc) y enter (ent) le ayudan a desarrollar esta actividad.
6. El rango de operación varía entre los 0 – 200 grados celsius.
7. Para encender el sistema de agitación, presione la tecla F1 del HMI.
8. Se activa la resistencia para alcanzar el set point deseado más rápido, moviendo el interruptor hacia arriba.

### Interruptor para la resistencia



Fuente: Autores

9. Para encender el sistema de calefacción, presione la tecla F8 del, para apagar la calefacción presione la tecla F7 del HMI.

10. El indicador que aparece en forma geométrica circular en la pantalla, permite identificar que la calefacción se encuentra activada o desactivada. Esta activada cuando el círculo esta relleno.

**Bombas de desplazamiento positivo.** Se recargan las bombas con aceite mineral el cual es el líquido que desplaza a la salmuera y/o agua destilada dentro del MIC. Para este proceso se emplea un caudal negativo (máx. -10cc/min)

### **Bombas de desplazamiento positivo**



Fuente: Autores

Se emplean dos cilindros cada uno con un volumen de 500 ml, para cargar las salmueras; uno para la salmuera catiónica y otro para la salmuera aniónica. Y si es el caso de determinar la línea base se recargan los dos con agua destilada.

### **Cilindros**



Fuente: Autores

**Conexión de las bombas – cilindros – equipo MIC.** Para su respectiva conexión se emplean líneas de (1/8 ") de diámetro, existiendo 2 líneas de aceite que son las que salen de las bombas de desplazamiento y van a unirse a la válvula superior de cada uno de los cilindros recargados. Y las otras dos líneas que están unidas a la válvula inferior de los cilindros y transportan las salmueras hasta los puertos de entrada del MIC (Coil Tubing Systems).

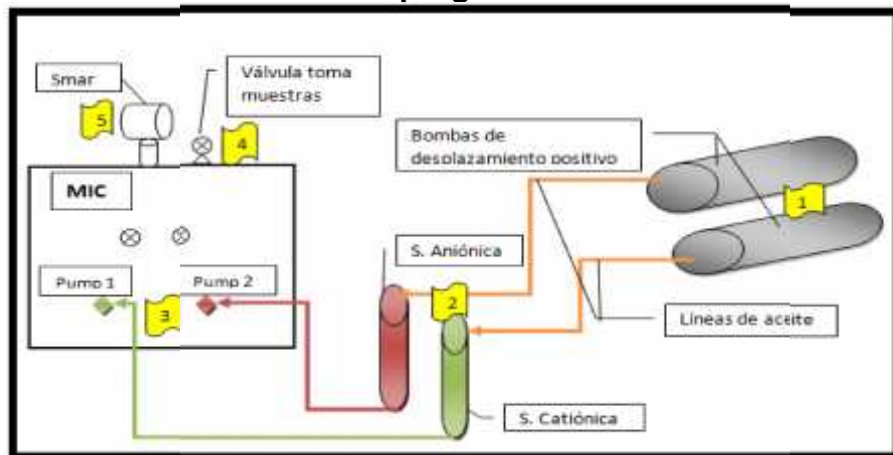
### Conexión de las bombas – cilindros – equipo MIC



Fuente: Autores

**Purgar el sistema.** Al estar todas las conexiones listas, alcanzar el set point y estar estable y antes de poner en marcha las bombas para dar inicio a la prueba, se debe purgar en diferentes puntos tanto de las líneas como del equipo MIC (Coil Tubing Systems). De esta manera se extrae el aire que se encuentre en su interior, el cual puede alterar la prueba. En la siguiente imagen se observa los puntos de purga, los cuales son los de color amarillo.

### Puntos de purga en el sistema



Fuente: Autores

## Anexo B. Datos de las pruebas experimentales.

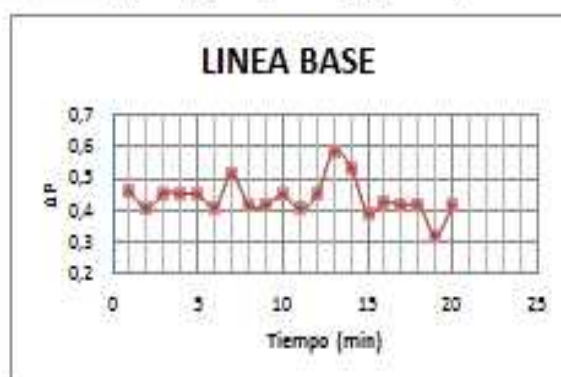
### PRUEBA 1

TEMP (°C)	79,8
PRESION(psi)	1209
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,459
2	0,404
3	0,456
4	0,452
5	0,45
6	0,41
7	0,511
8	0,418
9	0,417
10	0,45
11	0,404
12	0,449
13	0,586
14	0,535
15	0,392
16	0,429
17	0,414
18	0,416
19	0,322
20	0,414

TEMP (°C)	79,1
PRESION(psi)	1190
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,851
2	0,462
3	0,523
4	0,476
5	0,589
6	0,558
7	0,628
8	0,367
9	0,548
10	0,611
11	0,404
12	0,45
13	0,477
14	0,402
15	0,428
16	0,459
17	0,505
18	0,44
19	0,471
20	0,444

21	0,474
22	0,504
23	0,524
24	0,427
25	0,652
26	0,458
27	0,398
28	0,445
29	0,498
30	0,422
31	0,485
32	0,435
33	0,387
34	0,438
35	0,444
36	0,382
37	0,419

CONCENTRACION	Baja
CAUDAL (cc/min)	6



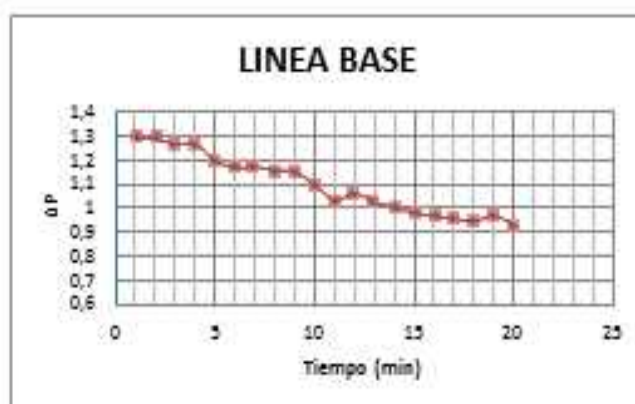
PRUEBA 2

TEMP (°C)	79,8
PRESION(psi)	1185
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,291
2	1,29
3	1,266
4	1,268
5	1,199
6	1,167
7	1,172
8	1,158
9	1,151
10	1,098
11	1,032
12	1,061
13	1,026
14	1,002
15	0,98
16	0,966
17	0,956
18	0,945
19	0,968
20	0,933

TEMP (°C)	79
PRESION(psi)	1167
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,944
2	1,047
3	0,905
4	0,918
5	0,82
6	0,772
7	1,092
8	0,786
9	2,056
10	0,766
11	0,61
12	0,509
13	0,771
14	1,09
15	0,685
16	0,67
17	0,643
18	0,812
19	0,708
20	1,446

21	0,722
22	0,903
23	0,319
24	0,503
25	0,665
26	0,384
27	0,589
28	0,548
29	0,458
30	0,65
31	0,712
32	0,515

CONCENTRACION	Baja
CAUDAL (cc/min)	8



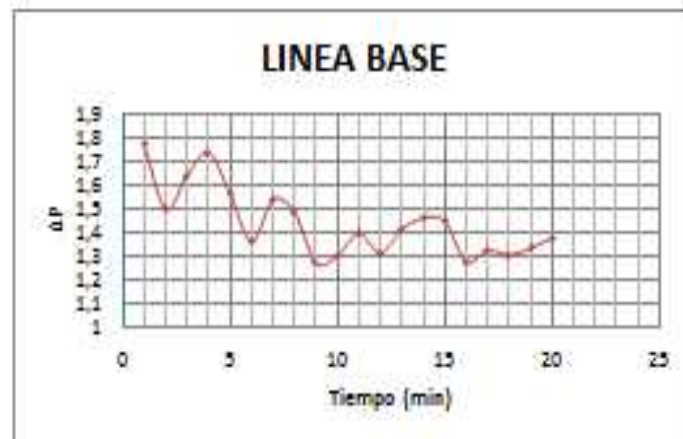
PRUEBA 3

TEMP (°C)	79
PRESION(psi)	1215
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,776
2	1,5
3	1,644
4	1,742
5	1,567
6	1,362
7	1,543
8	1,489
9	1,275
10	1,306
11	1,399
12	1,315
13	1,417
14	1,466
15	1,45
16	1,279
17	1,328
18	1,308
19	1,336
20	1,383

TEMP (°C)	80,2
PRESION(psi)	1206
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,377
2	1,355
3	1,537
4	1,369
5	1,254
6	1,101
7	1,258
8	1,262
9	1,5
10	1,43
11	1,237
12	1,355
13	1,224
14	1,418
15	1,418
16	1,458
17	1,675
18	1,312
19	1,502
20	1,39

21	1,314
22	1,706
23	1,136
24	1,211
25	1,436
26	1,339
27	1,343
28	1,477
29	1,428
30	1,424
31	1,274
32	1,338

CONCENTRACION	Baja
CAUDAL (cc/min)	10



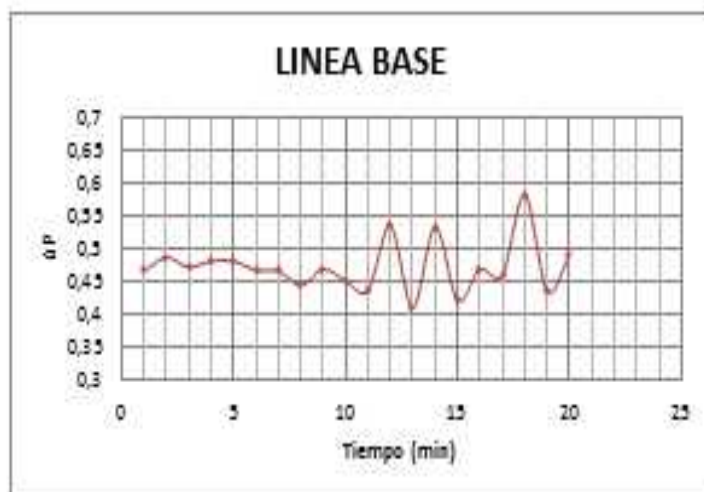
PRUEBA 4

TEMP (°C)	80,3
PRESION(psi)	1169
Linea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,467
2	0,488
3	0,473
4	0,482
5	0,482
6	0,468
7	0,467
8	0,445
9	0,47
10	0,452
11	0,437
12	0,536
13	0,41
14	0,535
15	0,422
16	0,47
17	0,46
18	0,584
19	0,436
20	0,491

TEMP (°C)	80,2
PRESION(psi)	1175
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,451
2	0,47
3	0,536
4	0,473
5	0,502
6	0,539
7	0,485
8	0,614
9	0,642
10	0,552
11	0,635
12	0,642
13	0,604
14	1,222
15	0,744
16	0,671
17	0,873
18	1,324
19	0,81
20	0,993

21	1,113
22	1,346
23	1,005
24	1,503

CONCENTRACION	Media
CAUDAL (cc/min)	6

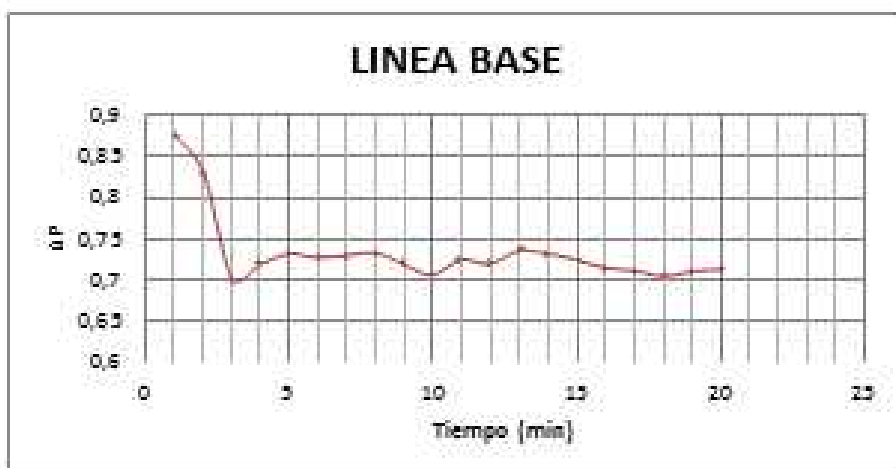


PRUEBA 5

TEMP (°C)	79,2
PRESION(psi)	1200
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,877
2	0,832
3	0,703
4	0,719
5	0,732
6	0,727
7	0,73
8	0,733
9	0,719
10	0,707
11	0,725
12	0,72
13	0,736
14	0,732
15	0,725
16	0,715
17	0,712
18	0,705
19	0,711
20	0,713

TEMP (°C)	79,9
PRESION(psi)	1210
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,092
2	0,65
3	0,512
4	0,723
5	0,707
6	0,735
7	0,729
8	0,699
9	0,628
10	0,707
11	0,911
12	0,837
13	0,697
14	0,737
15	2,141
16	2,232

CONCENTRACION	Media
CAUDAL (cc/min)	.8

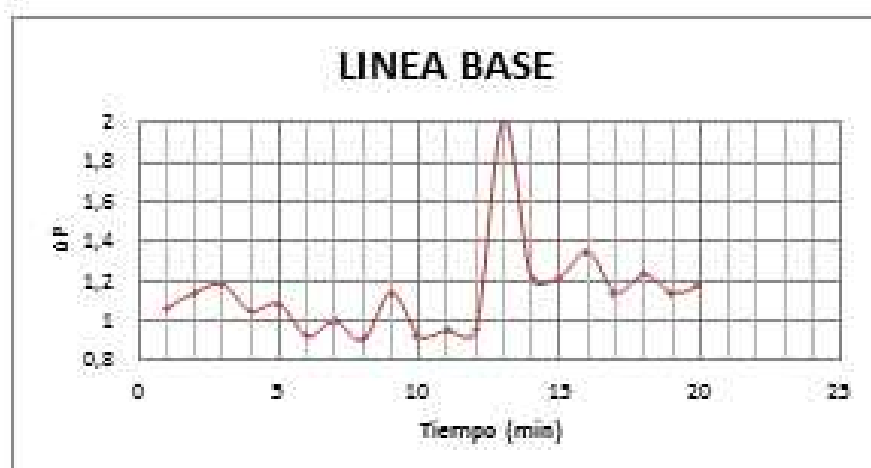


PRUEBA 6

TEMP (°C)	80
PRESION(psi)	1151
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,058
2	1,14
3	1,181
4	1,049
5	1,085
6	0,923
7	0,998
8	0,905
9	1,145
10	0,923
11	0,952
12	0,941
13	2,016
14	1,211
15	1,219
16	1,353
17	1,141
18	1,231
19	1,139
20	1,172

TEMP (°C)	79,5
PRESION(psi)	1178
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,045
2	0,901
3	1,076
4	1,094
5	1,329
6	1,223
7	1,399
8	1,4
9	1,467
10	1,546
11	1,77
12	1,802
13	2,252
14	1,911
15	2,701
16	2,392

CONCENTRACION	Media
CAUDAL (cc/min)	10

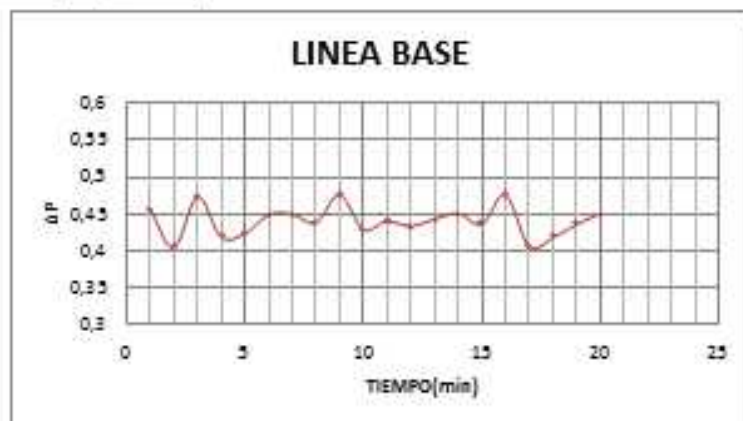


PRUEBA 7

TEMP (°C)	79,8
PRESION(psi)	1200
Linea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,456
2	0,404
3	0,473
4	0,419
5	0,423
6	0,449
7	0,45
8	0,438
9	0,476
10	0,429
11	0,44
12	0,434
13	0,443
14	0,451
15	0,436
16	0,476
17	0,406
18	0,418
19	0,436
20	0,451

TEMP (°C)	79,1
PRESION(psi)	1193
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,524
2	0,477
3	0,518
4	0,54
5	0,679
6	0,761
7	0,925
8	1,283
9	1,855

CONCENTRACION	Alta
CAUDAL (cc/min)	6

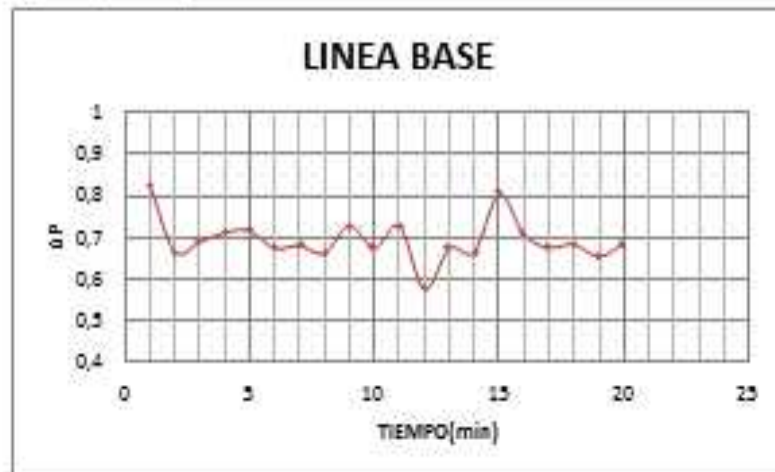


PRUEBA 8

TEMP (°C)	79,8
PRESION(psi)	1218
Línea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,826
2	0,667
3	0,689
4	0,712
5	0,716
6	0,674
7	0,681
8	0,662
9	0,729
10	0,675
11	0,728
12	0,576
13	0,674
14	0,665
15	0,805
16	0,706
17	0,676
18	0,684
19	0,654
20	0,685

TEMP (°C)	80,3
PRESION(psi)	1175
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	0,707
2	0,743
3	0,914
4	1,104
5	1,917
6	3,908
7	5,808

CONCENTRACION	Alta
CAUDAL (cc/min)	8



PRUEBA 9

TEMP (°C)	80,2
PRESION(psi)	1196
Linea Base (agua destilada)	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,774
2	1,608
3	1,453
4	1,432
5	1,37
6	1,34
7	1,282
8	1,184
9	1,16
10	1,17
11	1,098
12	1,028
13	1,07
14	1,111
15	1,08
16	1,066
17	1,074
18	1,12
19	1,024
20	1,016

TEMP (°C)	79,8
PRESION(psi)	1176
Salmuera	
TIEMPO(min)	$\Delta P$
1	1,052
2	1,208
3	1,44
4	1,618
5	1,879
6	2,245
7	3,031

CONCENTRACION	Alta
CAUDAL [cc/min]	10

