

EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEPOSITACIÓN DEL CARBONATO DE  
CALCIO A CONDICIONES DINÁMICAS

JORYENIS BARANDICA AGREDA  
DANIEL GUSTAVO VILLADIEGO LOZANO

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

2016

EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEPOSITACIÓN DEL CARBONATO DE  
CALCIO A CONDICIONES DINÁMICAS

JORYENIS BARANDICA AGREDA

DANIEL GUSTAVO VILLADIEGO LOZANO

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

Director

Luis Felipe Carrillo Moreno

M.Sc. En Ingeniería de Petróleos

Codirectores

Carolina León Vanegas

Química

Raúl Andrés Martínez López

Ingeniero de petróleoos

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

BUCARAMANGA

2016

## DEDICATORIA

*Al Dios de mi vida, quien me ha amado con un amor eterno y perfecto. Gracias mi Dios, porque en tu infinita Gracia he encontrado la fortaleza que he necesitado para no desfallecer en este camino. Gracias por permitirme entender que siempre has sido tú el guía de mis pasos, el autor de mis hazañas. Mi alma está apegada a ti porque tu diestra me ha sostenido siempre.*

*A mi madre, Marcia Agreda Arrieta, por ser mi ejemplo de vida. Gracias madre preciosa por ser la mujer incansable y luchadora que has sido, por amarme con tu amor incondicional, y aun en medio de la adversidad seguir firme a mi lado, luchando. Este triunfo es nuestro. Te amo siempre mamá.*

*A mi padre, Celiar Barandica Martínez, por ser el mejor hombre que he conocido. Gracias papá por enseñarme el valor de la sabiduría y de la paciencia a la hora de cumplir nuestros sueños. Gracias por tu amor incansable por nosotros tus hijos, por tu lucha esforzada para apoyarnos en cada proyecto que emprendemos. Te amo siempre papá.*

*A mis hermanos, Yuralis y Santiago, por ser mis grandes amores. Infinitas gracias mis pequeños, por el amor puro con el que me han amado. Por ustedes luché incansablemente cada día de mi vida.*

*A mis amigos: Yakeelin, Jhonatan, Wendy, Ivonne, Danniela, Iván, Marta, Paola, porque han sido un soporte físico y espiritual cuando los he necesitado, porque han sido mis compañeros de vida.*

*A la familia Reyes Carrillo, por acogerme como un miembro más de su hogar desde el inicio de esta aventura, y darme el cariño y apoyo de una familia cuando me encontraba lejos de la mía.*

*A Dani, el compañero idóneo. Gracias por tu entrega incansable en este proyecto, por tu permanente apoyo y tu consejo en el momento oportuno. Grandes propósitos tiene Dios con tu vida, y estaré plenamente orgullosa de verte alcanzarlos.*

*A cada persona que me brindó una palabra de aliento cuando la necesitaba, que elevó al cielo una oración por mí, que me demostró su apoyo incondicional. Gracias totales.*

***Joryenis Barandica Agreda.***

## DEDICATORIA

*A ti Dios, mi gran soporte; a ti padre por enseñarme a conocerte, porque sin tu gracia y sin ti nada soy, fuiste tú quien me permitió nacer en el seno de una familia que me inculcó valores y principios, a ti porque elegiste para mí los mejores padres en esta tierra: Gustavo Villadiego y Luz Mary Lozano, porque aunque no te pueda ver; que más presencia que la de ellos para creer en tu existencia. Ellos, quienes me enseñaron a ser hijo, hermano, persona y lo que quiero ser de padre algún día.*

*A ti madre María, porque más que alumno de la UIS fui alumno tuyo durante este proceso. Gracias por ser la maestra maravillosa que eres. Te amo, Totus Tuus ego sum et omnia mea Tua sunt.*

*A mis hermanos Amelia, Gustavo, Vilna, por ustedes luché cada día. A mis sobrinos, a ti Shara, que algún día quiero verte triunfar de la mano de Dios.*

*A mi Nubi, por ser mi madre adoptiva en Bucaramanga y quererme como un hijo, la quiero mucho mi Nubi, gracias por todo, ud también es una de mis razones para luchar. Ya doña Rita por ser la mujer correcta, amable, y colaboradora que es. Gracias infinitas.*

*A mis amigos, a quienes quiero como hermanos: Hender, Weshley, Samy, Renzo, y tantos más que creyeron en mí, algunas veces incluso más que yo mismo.*

*A mi Yor, por ser la mejor en todo lo que hace y mejor compañera de tesis que haya podido tener; A quien aprecio y de quien estaré feliz ver triunfar en el futuro.*

*A todos los que oraron y seguirán orando por mí, Dios los bendiga y Madre María los custodie.*

**Daniel Gustavo Villadiego Lozano**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresamos nuestra más sincera gratitud a todas aquellas personas que nos brindaron su apoyo y colaboración durante este proceso, especialmente a:

- M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, director del proyecto, por su orientación, exigencia y respaldo.
- Ing. Raúl Martínez López, por su compromiso y apoyo diligente ante cada inquietud surgida durante la construcción del presente trabajo.
- Qca. Carolina León Vanegas, por su completo respaldo y acompañamiento durante el trabajo realizado en laboratorio.
- Universidad Industrial de Santander, por la formación profesional y ética recibida.
- Todo el personal de Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará, por su entera colaboración.
- Grupo de Modelamiento de los Procesos Hidrocarburos, por su formación y orientación.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	16
<b>1. DAÑO A LA FORMACIÓN.</b> .....	18
<b>1.1. ESCAMAS INORGÁNICAS.</b> .....	21
1.1.1. Generalidades de formación de escamas inorgánicas.....	22
1.1.2. Origen y formación de las escamas inorgánicas.....	23
1.1.3. Formación de los depósitos inorgánicos.....	24
1.1.4. Daños ocasionados por las escamas inorgánicas.....	27
1.1.5. Factores que influyen en la depositación de escamas inorgánicas.....	28
<b>1.2. CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>).</b> .....	30
1.2.1. Factores que influyen sobre la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> .....	31
<b>1.3. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.</b> .....	35
<b>2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS Y DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL.</b> .....	36
<b>2.1. VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE DEPOSITACIÓN.</b> .....	36
<b>2.2. CONDICIONES FISICOQUÍMICAS DE LA SALMUERA.</b> .....	40
2.2.1. Pruebas preliminares.....	41
<b>2.3. DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL.</b> .....	41
<b>2.4. COIL TUBING SYSTEM (CTS).</b> .....	43
<b>3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN QUE PERMITA LA EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEPOSITACIÓN DEL CaCO<sub>3</sub>.</b> .....	45
3.1. ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS EN LABORATORIO.....	45
3.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	48
3.3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN.....	50
3.4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....	52
3.5. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO.....	54
3.5.1. Ubicación de los depósitos de CaCO <sub>3</sub> en el sistema de producción.....	54
3.5.2. Incidencia de variables.....	59
<b>4. CONCLUSIONES.</b> .....	62
<b>5. RECOMENDACIONES.</b> .....	63

**BIBLIOGRAFÍA..... 64**  
**ANEXOS..... 66**

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Tipos de daño y mecanismos.....	20
<b>Tabla 2.</b> Escamas inorgánicas más comunes.....	22
<b>Tabla 3.</b> Datos necesarios para el cálculo del caudal en laboratorio.....	39
<b>Tabla 4.</b> Factores influyentes en el proceso.....	39
<b>Tabla 5.</b> Concentración de salmueras catiónicas y aniónicas.....	40
<b>Tabla 6.</b> Composición físico-química de las salmueras utilizadas en los experimentos. ...	40
<b>Tabla 7.</b> Caracterización de las salmueras. ....	41
<b>Tabla 8.</b> Niveles obtenidos en STATGRAPHICS CENTURION XVI.....	42
<b>Tabla 9.</b> Experimentos propuestos. ....	42
<b>Tabla 10.</b> Resultados obtenidos en el equipo CTS.....	44
<b>Tabla 11.</b> Tabla de Anova. ....	50
<b>Tabla 12.</b> Datos organizados para el ingreso al software STATGRAPHICS CENTURION XVI.....	51
<b>Tabla 13.</b> Datos para validación.....	53
<b>Tabla 14.</b> Profundidad de los depósitos para cada caso. ....	56
<b>Tabla 15.</b> Radio de la formación afectado por la depositación. ....	58

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Comportamiento de la presión en una zona dañada.....	19
<b>Figura 2.</b> Incrustación en el medio poroso. ....	21
<b>Figura 3.</b> Solubilidad de los minerales en función de la temperatura. ....	24
<b>Figura 4.</b> Mecanismo de depositación de la incrustación. ....	26
<b>Figura 5.</b> Problemas comunes ocasionados por escamas inorgánicas. ....	28
<b>Figura 6.</b> Depósitos de carbonato de calcio en un segmento de tubería. ....	31
<b>Figura 7.</b> Solubilidad del CO <sub>2</sub> según su presión parcial. ....	33
<b>Figura 8.</b> Efecto de la temperatura sobre agua pura a P=14,5 psi. ....	34
<b>Figura 9.</b> Concentración de calcio en campos petrolíferos explotados por Ecopetrol. ....	37
<b>Figura 10.</b> Temperaturas de campos petrolíferos explotados por Ecopetrol. ....	38
<b>Figura 11.</b> Equipo Coil Tubing System. Parque Tecnológico Guatiguará. ....	43
<b>Figura 12.</b> Efecto de la temperatura sobre el tiempo de depositación. ....	46
<b>Figura 13.</b> Efecto de la concentración iónica de calcio sobre el tiempo de depositación..	47
<b>Figura 14.</b> Diagrama de Pareto obtenido a través del software STATGRAPHICS. ....	49
<b>Figura 15.</b> Esquema de depositación de carbonato de calcio en yacimiento. ....	58
<b>Figura 16.</b> Incidencia de Swa. ....	60
<b>Figura 17.</b> Incidencia del espesor. ....	61

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo A.</b> Datos de las pruebas experimentales .....	66
---	----

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEPOSITACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO A CONDICIONES DINÁMICAS<sup>1</sup>.

**AUTORES:** JORYENIS BARANDICA AGREDA<sup>2</sup>

DANIEL GUSTAVO VILLADIEGO LOZANO

**PALABRAS CLAVES:** Carbonato de Calcio, Velocidad de depositación, Depositación de  $\text{CaCO}_3$ .

Los depósitos inorgánicos de carbonato de calcio son uno de los problemas de daño a la formación más comunes durante la vida productiva de un pozo, por lo que se hace fundamental contar con herramientas que permitan la detección temprana de la formación de estas incrustaciones, para de esta manera poder buscar alternativas que permitan evitar un problema que puede provocar pérdidas incluso millonarias. De esta manera, el objetivo de este trabajo de investigación es diseñar una correlación matemática que permita determinar el tiempo de depositación del carbonato de calcio. El desarrollo de este objetivo involucra la evaluación de la influencia que ejercen ciertos factores como las condiciones termodinámicas del sistema y la concentración iónica de la salmuera sobre la velocidad de depositación de las escamas de carbonato de calcio, así como la realización de pruebas de laboratorio que permitan evaluar dicha influencia, para luego proceder a la construcción de la correlación que permita el cálculo del tiempo de depositación del carbonato de calcio en función de la dinámica de dichos factores.

Para la realización de este trabajo se hizo necesaria la ejecución de un determinado número de pruebas experimentales mediante el equipo Coil Tubing System (CTS), ubicado en los Laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará, simulando mediante éste condiciones operacionales, como presión y caudal, diferentes condiciones de temperatura, empleando salmueras con tendencia incrustante a diferentes concentraciones iónicas. La correlación obtenida mediante el software StatGraphics Centurion permite calcular el tiempo de depositación del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en función de la temperatura y la concentración iónica de calcio de la salmuera.

---

<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:** EVALUATION OF CALCIUM CARBONATE DEPOSITION VELOCITY AT DYNAMIC CONDITIONS<sup>3</sup>.

**AUTHORS:** JORYENIS BARANDICA AGREDA<sup>4</sup>

DANIEL GUSTAVO VILLADIEGO LOZANO

**KEYWORDS:** Calcium Carbonate, deposition velocity, CaCO<sub>3</sub> deposition.

Calcium carbonate scales are one of the most common kinds of formation damage during an oil well production life, for this reason is essential to have some tools that can help to predict this issue at early stages; and by this way find out solutions, which avoid millionaire losses. Thus, the objective of this work is to design a math correlation that allows determining the calcium carbonate deposition time. The development of this objective involves the evaluation of influence exerted by some factors, as system thermodynamic conditions and brines ion concentration upon deposition velocity of calcium carbonate scales, as well as the making of laboratory tests which allow to evaluate this influence, so then proceed to obtain the correlation that will help to calculate the calcium carbonate deposition time as a function of the dynamic of these factors.

For this work was necessary to perform a serie of tests carried on using the coil tubing system equipment, which is located in the Petrophysical Analysis and Formation Damage laboratories of the Industrial University of Santander (UIS) at Guatiguara Technological Park, simulating operational conditions, as pressure, flow, temperature, and using scaling brines to different ion concentrations. The correlation obtained by means of Statgraphics Centurion Software is able to calculate the CaCO<sub>3</sub> deposition time as a temperature and calcium brine concentration function.

---

<sup>3</sup> Bachelor Thesis

<sup>4</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno.

## INTRODUCCIÓN

El daño a la formación por depósitos de escamas inorgánicas es un problema que se puede presentar en cualquier momento de la vida productiva de un pozo, debido a que desde la etapa de exploración se producen alteraciones sobre las condiciones termodinámicas del sistema, que pueden inducir a la precipitación y depositación de determinados minerales presentes en la roca y/o el agua de formación. Esta depositación puede ocurrir en la zona cercana al pozo, en el mismo pozo o en las facilidades de superficie, lo que acarrea diversos problemas que pueden ocasionar daños y pérdidas importantes, debido a que las alternativas de solución suelen ser bastante complejas.

Los depósitos formados por sales minerales suelen ser incrustaciones de característica sólida y dura que se adhieren a la roca y/o las tuberías, lo que hace compleja su remoción. Al adherirse a la roca, producen una reducción sobre la permeabilidad del yacimiento, lo cual produce una disminución sobre la productividad del pozo. Al adherirse a la tubería de producción y líneas de superficie provocan una reducción sobre el diámetro de la misma, y por lo tanto una disminución sobre el caudal de producción del pozo. Esta reducción sobre la productividad del pozo, además de los gastos ocasionados por la remoción de las mismas se transforma en altas pérdidas económicas para la industria. Por ello, para poder prevenir y controlar estas incrustaciones es necesario conocer la composición fisicoquímica del agua de formación, para de esta manera poder conocer el tipo de escama que podría presentarse y evaluar las condiciones termodinámicas que podrían inducir su formación.

Basado en la problemática anteriormente planteada, el presente trabajo de investigación evaluó la velocidad de depositación de las incrustaciones de carbonato de calcio bajo determinadas condiciones dinámicas. Para poder desarrollarlo, se requirió estudiar el efecto de ciertas variables que ejercen influencia sobre la depositación del carbonato de calcio, para una posterior

realización de pruebas experimentales en laboratorio que permitieran evaluar el efecto que tenía la variabilidad de dichos factores sobre el tiempo que tardaba en ocurrir la depositación de la escama, y finalmente poder construir una correlación que permitiera determinar el tiempo de depositación de las escamas de carbonato de calcio bajo determinadas condiciones.

En el capítulo uno se presentan los conceptos relacionados con el daño a la formación, los tipos de daño a la formación, las escamas inorgánicas, sus generalidades, origen y mecanismo de depositación, así como los daños ocasionados por las escamas inorgánicas y los factores que influyen en su depositación. Asimismo se describe el carbonato de calcio y los factores que influyen sobre su solubilidad, y la predicción de la formación de los depósitos inorgánicos.

En el capítulo dos se describe el desarrollo del diseño experimental, seleccionando los parámetros experimentales influyentes sobre la depositación del carbonato de calcio. De la misma manera se realiza la descripción de las condiciones fisicoquímicas de las salmueras con las que se realizaron las pruebas experimentales, y del equipo utilizado en la realización de las pruebas (Coil Tubing System). De manera secuencial se describen los resultados obtenidos mediante el desarrollo del modelo experimental.

En el capítulo tres se realiza el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas experimentales, y se presenta el desarrollo de la correlación que permite determinar el tiempo de depositación de la escama en estudio bajo diferentes condiciones dinámicas del sistema.

## 1. DAÑO A LA FORMACIÓN.

Durante la exploración de pozos petrolíferos se altera el equilibrio en que se encuentran la roca y los fluidos presentes en ella. Dicha alteración es directamente proporcional a la agresión y el tipo de yacimiento, más específicamente la naturaleza físico-química del mismo<sup>5</sup>. Para Golan & Whiston el daño a la formación se define como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso causado por una reducción sobre la permeabilidad del mismo, que puede ser ocasionada por la producción de fluidos del yacimiento, por la introducción de fluidos externos a este, o por diferentes actividades operacionales que puedan llegar a ejercer efectos sobre la permeabilidad de la formación. Esta alteración de las características originales de la zona productora ocasiona una reducción de permeabilidad que se manifiesta directamente sobre la presión durante la vida productiva del yacimiento (ver figura 1) y la tasa de producción, los cuales sufren caídas abruptas.

La caída de presión ocasionada por el daño puede expresarse como  $\Delta P_{skin}$  y se describe a través de la ecuación de flujo radial en estado estable:

$$\Delta P_{skin} = \frac{qB\mu}{kh} S \quad (\text{Ecuación 1})$$

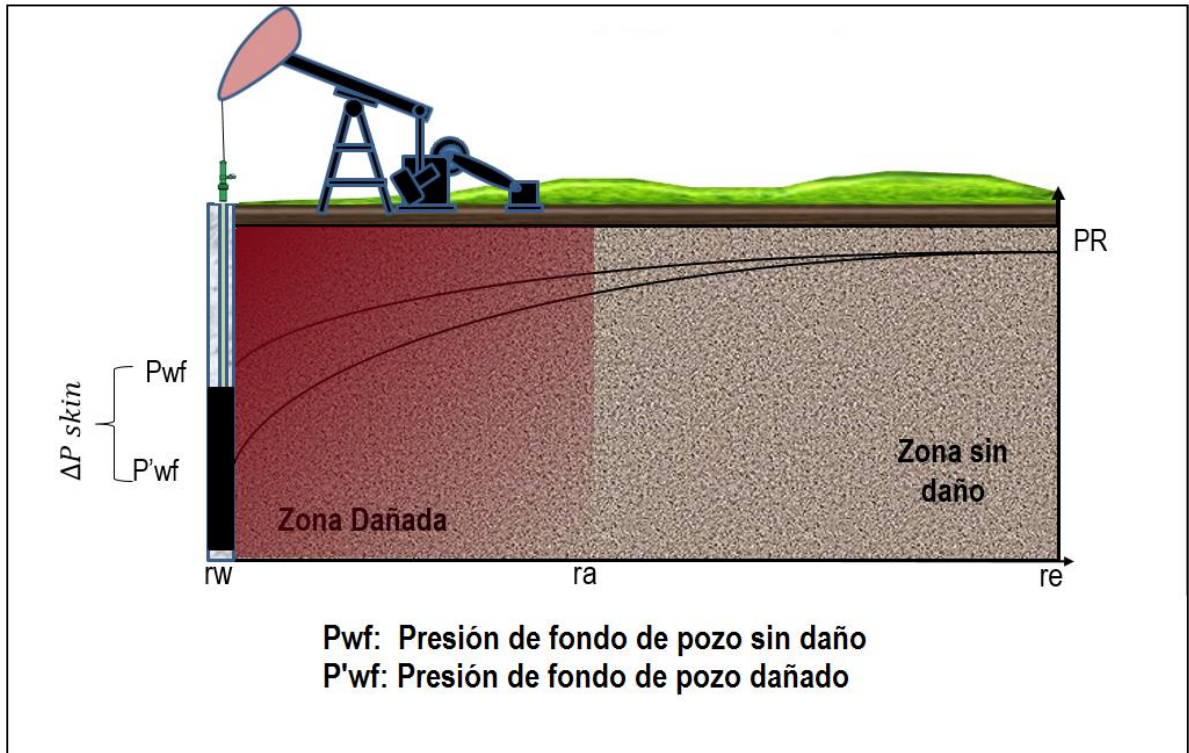
Donde el daño  $S$ , que es un valor adimensional, se encuentra expresado en términos de la permeabilidad de la zona  $k$  (mD), espesor de la formación  $h$  (ft), factor volumétrico de la formación  $B$  (RB/STB), caudal  $q$  (Bbl) y viscosidad  $\mu$  (cp).

$S$  es un factor que permite conocer que tan dañada se encuentra la formación, representando un factor  $S < 0$  que la zona se encuentra estimulada, un factor  $S > 0$  una alteración en la cara del pozo, y un  $S = 0$ , que no hay alteración alguna en este.

---

<sup>5</sup> Apuntes de curso Daño a la Formación por MSc. Luis Felipe Carrillo Moreno. 2015.

**Figura 1.** Comportamiento de la presión en una zona dañada



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

Existen tres mecanismos de daño a la formación:

- **Reducción de la permeabilidad absoluta por taponamiento de poros interconectados o fracturas:** gran porcentaje o la totalidad del espacio poroso se ve afectado al taponarse por presencia de partículas sólidas depositadas provenientes de agentes externos sean de la cementación, recortes, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos.
- **Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo o al gas:** ocasionada por cambios en la mojabilidad al aceite de la roca mojada por agua, o por cambios en la saturación de los fluidos cerca de la pared del

pozo, resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación.

- **Incremento de la viscosidad:** el aumento de la viscosidad de los fluidos por emulsiones o parafinas disminuye la movilidad relativa del aceite y por ende la producción.

En la tabla 1 se exponen algunos de los tipos de daños más comunes y su respectivo mecanismo.

**Tabla 1.** Tipos de daño y mecanismos.

TIPOS DE DAÑO	MECANISMO
Taponamiento por solidos	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:** Curso Daño a la formación por M.Sc. Luis Felipe Carrillo, 2015.

## 1.1. ESCAMAS INORGÁNICAS.

Como se observa en la figura 2, las escamas son depósitos inorgánicos adherentes, causados por la precipitación de sales presentes en los fluidos de la formación cuando se excede la cantidad de minerales solubles y ocurre la sobresaturación del fluido con el respectivo mineral, o puede ser causada por cambios en las condiciones termodinámicas del yacimiento. Cuando el depósito inorgánico ocurre por la incompatibilidad de fluidos es denominado como una pseudo-escama<sup>6</sup>.

**Figura 2.** Incrustación en el medio poroso.



**Fuente:** Modificado de CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Otoño de 1999. Oilfield Review. Página 33.

<sup>6</sup> Tomado de Curso de Daño a la Formación, por M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, 2015.

### 1.1.1. Generalidades de formación de escamas inorgánicas.

Las escamas inorgánicas son compuestos de carácter sólido que resultan de la cristalización, precipitación y depositación de iones minerales presentes en el agua de formación y en los fluidos que se inyectan al yacimiento, que ocurren cuando se altera el equilibrio termodinámico del sistema. Pueden identificarse varios tipos de escamas inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio como se puede ver a continuación.

**Tabla 2.** Escamas inorgánicas más comunes.

NOMBRE QUÍMICO	FÓRMULA	MINERAL
Depósitos solubles en agua		
Cloruro de Sodio	$NaCl$	Halita
Depósitos solubles en ácido		
Carbonato de calcio	$CaCO_3$	Calcita
Carbonato de hierro	$FeCO_3$	Siderita
Sulfuro de hierro	$FeS$	Trolita
Óxido de hierro	$Fe_2O_3$	Hematita
Óxido de hierro	$Fe_3O_4$	Magnecita
Hidróxido de magnesio	$Mg(OH)_2$	Brucita
Depósitos insolubles en ácido		
Sulfato de calcio	$Ca(SO_4)$	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	$Ca(SO_4) \cdot 2H_2O$	Yeso
Sulfato de bario	$Ba(SO_4)$	Barita
Sulfato de estroncio	$Sr(SO_4)$	Celestita
Sulfato de bario-	$SrBa(SO_4)_2$	

estroncio		
-----------	--	--

**Fuente:** Curso Daño a la formación por M.Sc. Luis Felipe Carrillo, 2015.

### **1.1.2. Origen y formación de las escamas inorgánicas.**

El yacimiento es un compendio de rocas sedimentarias diferentes, las cuales – al igual que los fluidos presentes en ella - poseen minerales que al superar el límite de solubilidad en un fluido y bajo determinadas condiciones de presión y temperatura provocan un desequilibrio en el sistema y promueven la formación de incrustaciones. La presencia de estos minerales en la roca depende fundamentalmente del proceso de diagénesis de la misma y el conjunto de alteraciones que puede sufrir en el trayecto de su vida geológica.

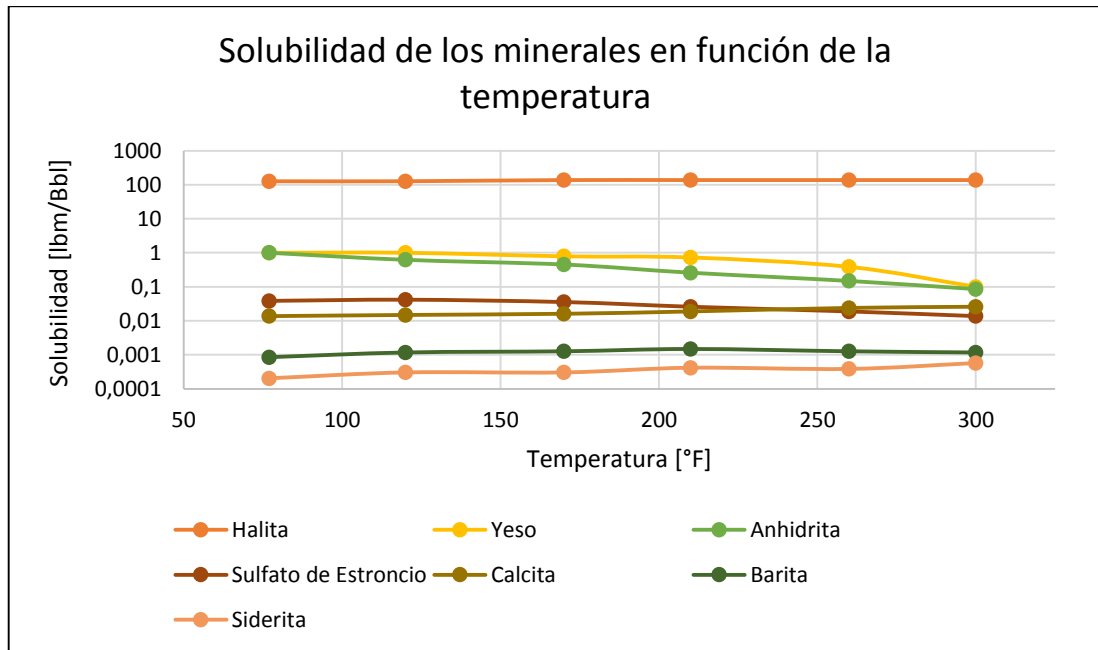
Las escamas inorgánicas pueden ser naturales o inducidas. La primera está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de la solución a medida que va declinando la presión del yacimiento y las inducidas debido a la mezcla de fluidos incompatibles<sup>7</sup>. Por lo general, los factores que más incidencia tienen sobre la solubilidad de los minerales disueltos en el agua de formación son la presión y la temperatura. Un incremento de la temperatura normalmente provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua (ver figura 3), y de igual forma, una disminución en la presión del sistema promueve una disminución sobre la solubilidad de dichos minerales. A grosso modo, la mayoría de los minerales disminuyen su solubilidad en un factor de dos cada que la presión se reduce 7000 psi<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Tomado de daño a la formación en pozos petroleros, González Espinosa Juan Manuel

<sup>8</sup> Tomado de La Lucha contra las Incrustaciones. Remoción y Prevención, Mike Crabtree, Oilfield Review, 1999.

**Figura 3.** Solubilidad de los minerales en función de la temperatura.



**Fuente:** Modificado de CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Otoño de 1999. Oilfield Review. Páginas 31.

### 1.1.3. Formación de los depósitos inorgánicos.

- **Supersaturación:** durante esta etapa la concentración de los iones minerales excede su solubilidad generando un desequilibrio termodinámico del sistema, generalmente como producto de alteraciones sobre la concentración iónica de la solución, la temperatura y presión de sistema y/o fluctuaciones de pH.
- **Nucleación:** Consiste principalmente en la formación de microcristales a partir de los iones precipitados. Después de ocurrir la supersaturación y generarse el desequilibrio por la precipitación de iones en el fluido se forma

el primer cristal, que puede surgir de una nucleación homogénea (cuando se da sobre la misma sal precipitada), o heterogénea (formada sobre una superficie ya existente). Durante esta etapa es necesario el consumo de energía y se crea una estructura organizada con superficies definidas a partir de una distribución aleatoria de los iones constituyentes de la solución.

La nucleación se rige bajo la regla de Maduración de Ostwald, que establece conexión entre las velocidades de nucleación de las diferentes morfologías y sus densidades; esto implica que los minerales más densos, menos solubles, son los más estables<sup>9</sup>.

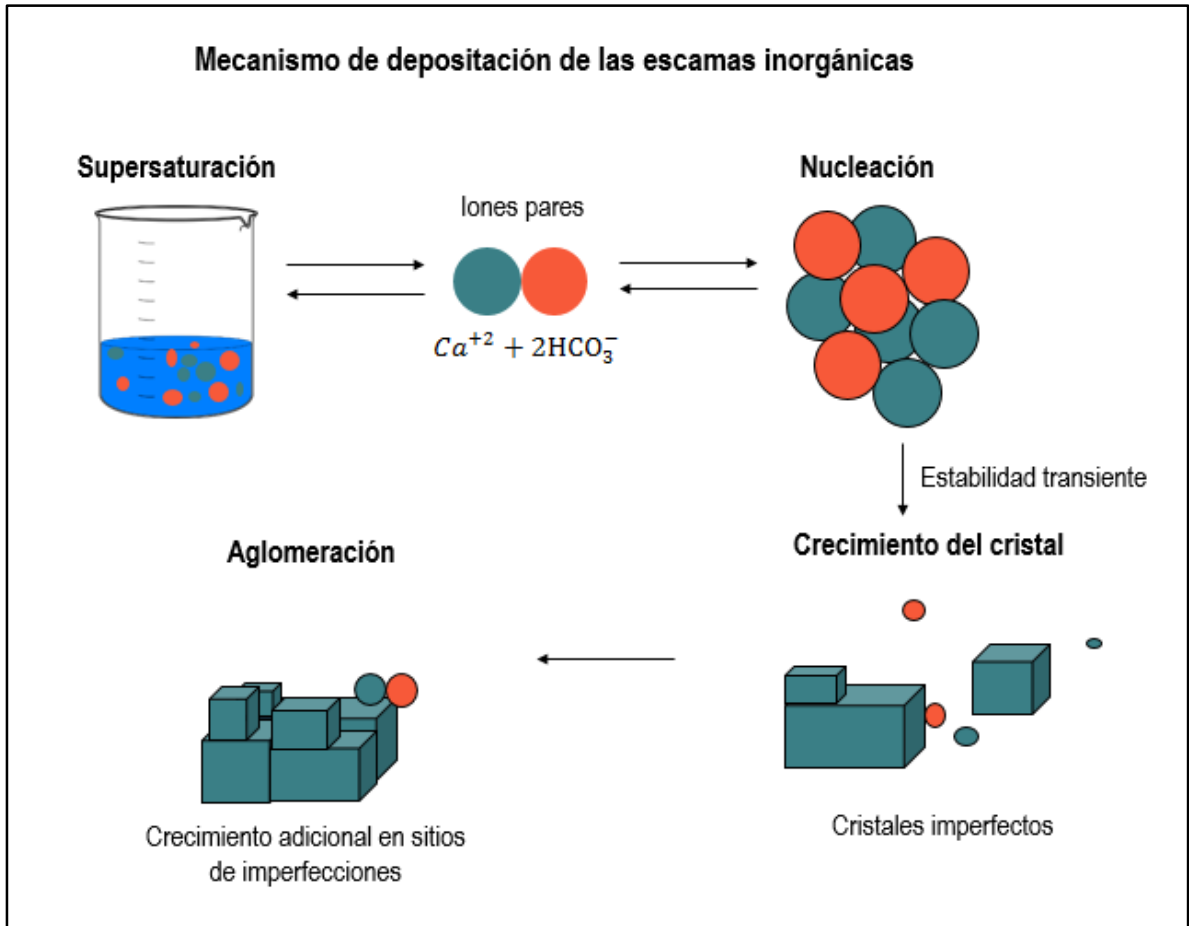
- **Crecimiento del cristal:** Al ocurrir la supersaturación del fluido y la posterior nucleación, transcurre un tiempo suficiente de contacto entre la solución y los sitios nucleantes. Gracias a la difusión de la sustancia hacia la superficie se generan partículas de mayor tamaño, debido a la depositación de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos, que a su vez se van posicionando con una estructura específica.
- **Aglomeración:** Consiste en la agrupación de los cristales cuando están en contacto estable por medio de fuerzas electrostáticas o de Van der Waals. Es importante resaltar que la adherencia de los cristales se ve favorecida por la rugosidad de la superficie, y con el paso del tiempo el sólido inicial formado por la precipitación va incrementando su estabilidad. Esta estabilidad de la escama va acompañada por una precipitación adicional (Lo que reduce la concentración de la solución) y en consecuencia, promueve la maduración del depósito, ya que el tamaño del cristal aumenta en el precipitado debido a que la solución todavía esta sobresaturada con respecto a ellas. Cuando la escama tiene poca estabilidad suele ser porosa y su remoción requiere de poco esfuerzo mecánico. Sin embargo, cuando ha transcurrido un periodo donde la escama ha adquirido estabilidad, esta

---

<sup>9</sup> Tomado del Trabajo de grado Determinación del Umbral de Depositación de Carbonato de Calcio en el Medio Poroso de un Campo Colombiano, Nardy Mateus J. y Javier Pacheco R. Universidad Industrial de Santander. 2015.

es de característica densa, dura y muy adherente, lo que dificulta su remoción.

**Figura 4.** Mecanismo de depositación de la incrustación.



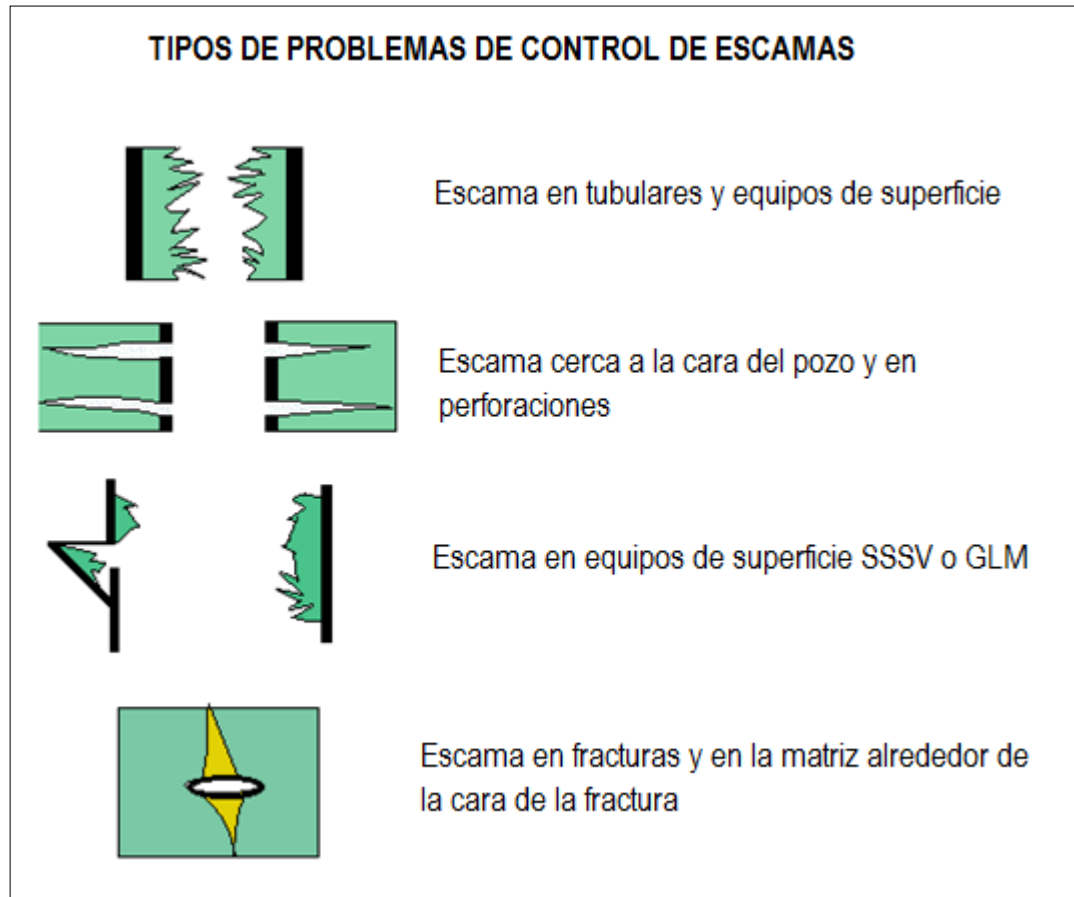
**Fuente:** Modificado de LARREA, Armando Enrique. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las arenas U y T del campo Shushufindi. Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1999. Página 22.

#### **1.1.4. Daños ocasionados por las escamas inorgánicas.**

La depositación de incrustaciones puede ocurrir en cualquier etapa de la vida productiva de un pozo. Por ello, la formación de las mismas puede ocurrir en lugares variados del sistema petrolífero (como puede observarse en la figura 5), acarreado consigo sus respectivos efectos.

- **Incrustaciones en la matriz del yacimiento cercana a la cara del pozo.**  
Cuando la escama se deposita en la matriz del yacimiento produce una alteración en la permeabilidad de la misma, afectando de esta manera directamente el flujo de fluidos en ella, y por ende la productividad del pozo. Las escamas depositadas en las paredes de la roca registran un tamaño en escala de micrones, y suelen ser generalmente escamas de carbonatos o sulfatos.
- **Incrustaciones en la tubería de producción y los equipos de superficie.**  
Cuando se presentan en esta parte del sistema producen restricciones al paso de los fluidos a través de las líneas de flujo del pozo, ocasionan la abrasión y el taponamiento de las bombas, y pueden bloquear operaciones que requieran introducir u operar herramientas de fondo. Estos daños incrementan los costos en cuanto al mantenimiento y operación de los equipos y a la productividad de la implementación de métodos de recuperación secundarios.

**Figura 5.** Problemas comunes ocasionados por escamas inorgánicas.



**Fuente:** Modificado de LARREA, Armando Enrique. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T del campo Shushufindi. Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1999. Página 26.

#### **1.1.5. Factores que influyen en la depositación de escamas inorgánicas.**

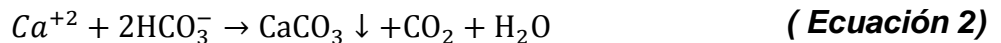
- **Temperatura.** Generalmente las sales tienen una solubilidad directamente proporcional a la temperatura. Sin embargo, minerales como el carbonato de calcio y el fosfato de calcio presentan el comportamiento opuesto. Es

decir, a medida que incrementa la temperatura, disminuye la solubilidad de los mismos.

- **Hidrodinámica.** Cambios abruptos en la presión del sistema o en los niveles de fluido y las irregularidades en la superficie de flujo favorecen la formación de depósitos inorgánicos.
- **pH del sistema.** La depositación de escamas inorgánicas se ve directamente afectada por los cambios en el pH, ya que bajos valores de este propician sitios de nucleación y promueven la corrosión, mientras que altos valores de pH pueden incidir en la formación de depósitos inorgánicos.
- **Efecto del ion común.** La presencia de iones con la capacidad de formar pares iónicos solubles reduce la probabilidad de precipitación y posterior depositación de algunas escamas.
- **Sólidos disueltos y suspendidos.** La presencia de sólidos suspendidos en el sistema incrementan el potencial de depositación de la escama, debido a que favorecen el proceso de nucleación. Por otro lado, un valor alto en el TDS favorece la solubilidad de los minerales incrustantes, lo que reduce la probabilidad de formación de escamas.
- **Velocidad de flujo.** Bajas velocidades de flujo en conjunto con un sistema de superficies rugosas potencializan la formación de incrustaciones, debido a que favorecen la creación de sitios de nucleación.
- **Rugosidad de la superficie.** Irregularidades como las presentadas en la tubería de producción debido a la corrosión crean sitios favorecedores para la nucleación. Por ello, superficies rugosas favorecen la depositación de escamas inorgánicas.

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

Las escamas de carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) son las escamas que con mayor frecuencia suelen presentarse en los yacimientos petrolíferos. Generalmente se presentan en formaciones carbonatadas y/o ricas en calcio, debido a que suelen formarse como producto de la reacción entre iones calcio e iones bicarbonatos, de la siguiente forma:



La presencia de la escama puede ser identificada por la emanación de un gas inodoro. Sin embargo, esta requiere de pruebas adicionales para que pueda identificarse el calcio y de esta manera el tipo de escama. En la figura 6 Puede observarse un segmento de tubería taponado por depósitos de escamas de carbonatos de calcio. Normalmente el tamaño de los cristales es considerable, pero cuando la escama se encuentra con impurezas en forma de cristales finos divididos y tiene apariencia uniforme, puede ser identificada de manera cualitativa por su reacción ante la adición de ácidos fuertes.

En las formaciones, la depositación del carbonato de calcio suele ocurrir a medida que la presión disminuye de forma gradual durante la producción y alcanza valores por debajo del punto de burbuja, lo que contribuye a la liberación del CO<sub>2</sub> disuelto, resultando en un incremento sobre el pH y por consiguiente en un ambiente de saturación con respecto al CaCO<sub>3</sub>. Esta escama también puede formarse por la mezcla de aguas incompatibles.

**Figura 6.** Depósitos de carbonato de calcio en un segmento de tubería.



**Fuente:** CRABTREE, Mike; ESLINGER, David; FLETCHER, Phil; JOHNSON, Ashley; KING, George. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Otoño de 1999.

### 1.2.1. Factores que influyen sobre la solubilidad del $\text{CaCO}_3$ .

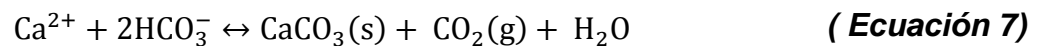
- **Presión parcial de  $\text{CO}_2$ .**

La presencia de  $\text{CO}_2$  contribuye a la solubilidad del carbonato de calcio en el agua de formación. Al disolverse el dióxido de carbono en el agua se forma ácido carbónico, el cual ioniza de la siguiente manera:



La cantidad de dióxido de carbono que podrá disolverse guarda proporcionalidad con la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la fase gaseosa del fluido de producción. Entonces, si el sistema de presión de CO<sub>2</sub> en el gas aumenta, la cantidad de dióxido de carbono disuelto en el agua de formación también incrementará, tal como se evidencia en la figura 7. El efecto se da de forma menos pronunciada cuando se presentan incrementos de temperatura.

El comportamiento contrario también ocurre, y es uno de los principales factores que contribuye para la depositación de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub>. Basados en la reacción en equilibrio:

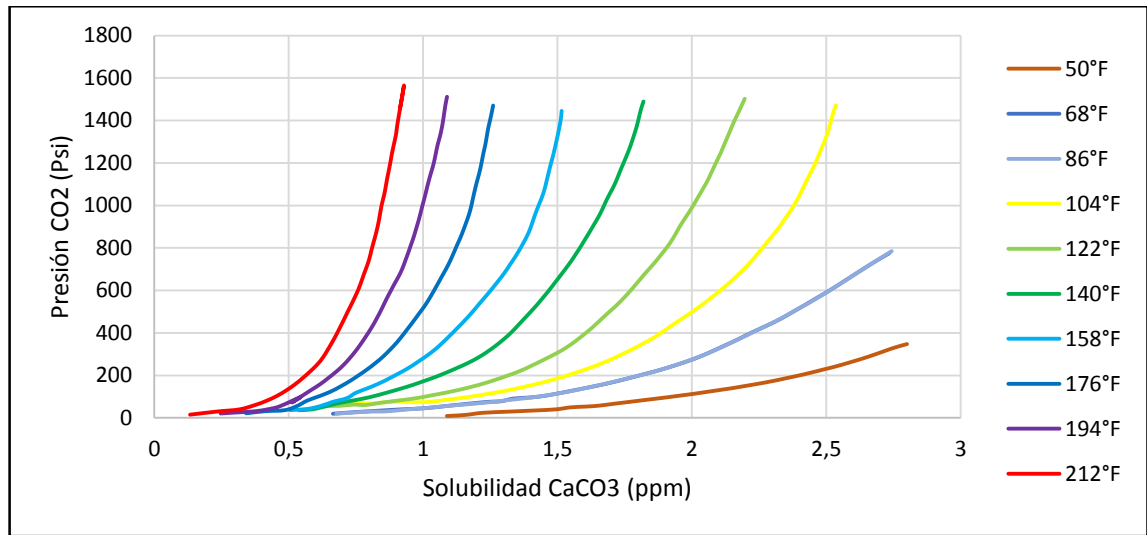


Y la constante de equilibrio para la misma:

$$K_{\text{eq}} = \frac{[\text{CaCO}_3][\text{CO}_2]}{[\text{Ca}^{2+}][\text{HCO}_3^-]^2} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Al existir una liberación de presión, el dióxido de carbono disuelto en el fluido de producción es removido, lo cual disminuye la concentración del mismo. Por lo tanto, de acuerdo al principio causa-efecto de Le Chatelier, para compensar el efecto de la reducción en la concentración de CO<sub>2</sub> disuelto, deberá producirse más CaCO<sub>3</sub> para mantener el equilibrio de la reacción.

**Figura 7.** Solubilidad del CO<sub>2</sub> según su presión parcial.



**Fuente:** Modificado de LARREA, Armando Enrique. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T del campo Shushufindi. Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1999. Página 29.

- **Cambios en el pH.**

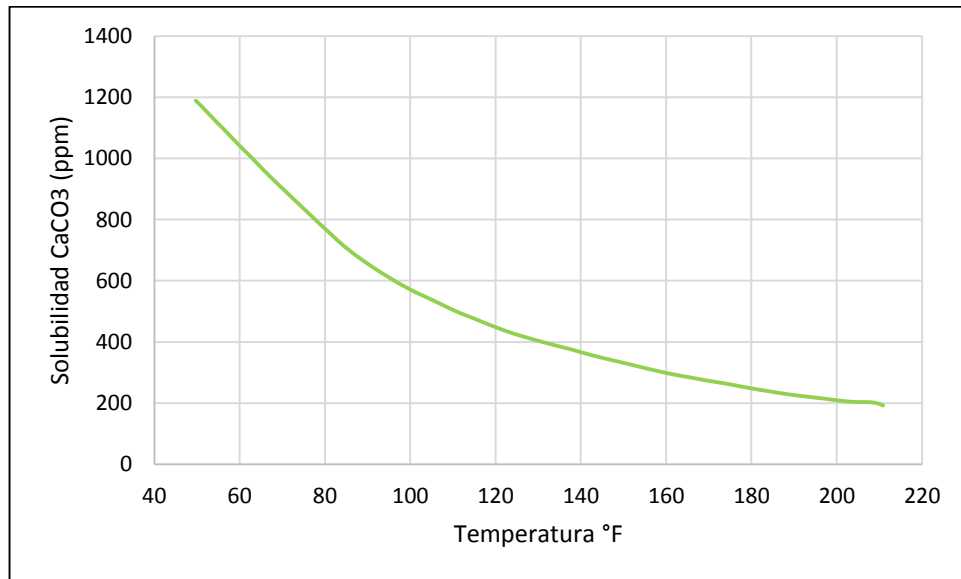
Al presentarse una caída gradual de presión durante la producción del pozo, se produce una reducción en la presión parcial de CO<sub>2</sub> disuelto en la fase gaseosa. Consecuentemente sale de la solución, incrementando así los niveles de pH de la misma. Sin embargo, esto no causa un incremento en la acidez o alcalinidad. A un bajo pH la precipitación del CaCO<sub>3</sub> es menor, y de forma contraria, a valores altos de pH existe mayor probabilidad de precipitación de dicha sal.

- **Temperatura.**

La mayoría de las sales minerales incrementan su solubilidad a medida que se producen aumentos en la temperatura. Opuestamente al comportamiento de estas, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye

cuando el valor de este factor incrementa, como se representa en la figura 8. Esto hace que la temperatura sea un factor importante a la hora de evaluar si determinada agua es incrustante o no, debido a que una salmuera que no es incrustante en superficie puede llegar a serlo a condiciones de yacimiento, si la temperatura de este es alta. Comparando el efecto de la presión parcial y la temperatura, puede conjeturarse que la disminución de la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  debido a una reducción en la presión parcial de dióxido de carbono es menor que el incremento en la solubilidad que puede resultar como producto de una disminución en la temperatura.

**Figura 8.** Efecto de la temperatura sobre agua pura a  $P=14,5$  psi.



**Fuente:** Modificado de LARREA, Armando Enrique. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T del campo Shushufindi. Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1999. Página 31.

- **Otras sales disueltas.**

Al incrementar la concentración iónica de otras sales hasta un máximo de 200.000 ppm, se produce un incremento en el contenido de sales disueltas en el agua y a su vez un incremento en la solubilidad del carbonato de calcio desde un valor de 100 ppm a 250 ppm. Una disminución en la cantidad de sales disueltas puede contribuir en la precipitación del  $\text{CaCO}_3$ .

### **1.3. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.**

Debido a la importancia que tiene la predicción de tendencias incrustantes en el agua de formación, durante muchos años se han realizado un número significativo de estudios que buscan entender este fenómeno y desarrollar modelos que permitan predecir el cambio en las condiciones del sistema.

Langelier propuso un modelo de equilibrio que usa el concepto teórico de saturación basado en el pH como variable principal entre un rango de 6,5 a 9,5, con el que se indica la saturación del agua con respecto al carbonato de calcio. Sin embargo, en el año 1952 Stiff & Davis estudiaron la tendencia incrustante del carbonato de calcio en las aguas asociadas a la producción de crudo. Al descubrir que el índice de Langelier no era aplicable a aguas con concentraciones de sólidos mayores a 4000 ppm, establecieron un modelo empírico que pudiese ser aplicado a altas concentraciones. En el año 1994 Oddo & Tomson derivaron un método simplificado para calcular la saturación de  $\text{CaCO}_3$  a condiciones de alta presión y temperatura, considerando el índice de saturación en función de la concentración, presión, temperatura y relaciones de volumen entre las fases.

## **2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS Y DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL.**

A partir del análisis bibliográfico requerido logró identificarse un conjunto de parámetros que ejercen una influencia considerable sobre la depositación del carbonato de calcio. Una vez dichos parámetros fueron identificados, se procedió a construir el modelo de diseño experimental con el objetivo de dar lugar a la realización de las pruebas en el equipo Coil Tubing System (CTS), que se encuentra ubicado en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará-UIS. Cada una de las etapas anteriormente nombradas se expone en el presente capítulo.

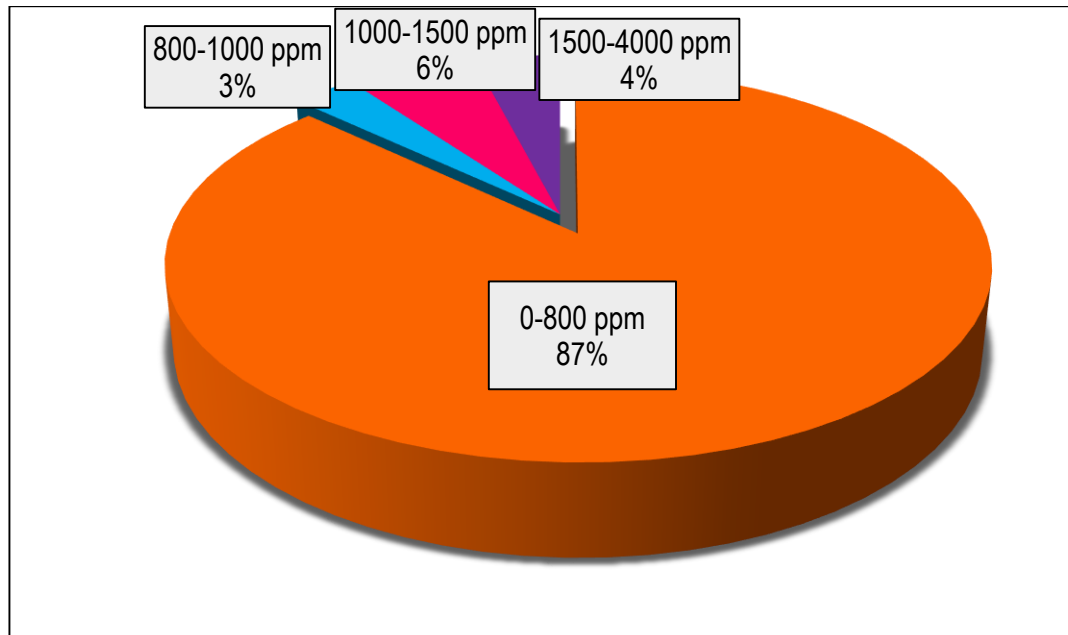
### **2.1. VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO DE DEPOSITACIÓN.**

Una vez realizada la revisión bibliográfica, pudo determinarse que en el proceso de depositación del carbonato de calcio influyen ciertos factores, de los cuales algunos ejercen un mayor impacto que otros sobre el fenómeno. Para poder realizar la selección de dichos parámetros no solo debió tenerse en cuenta la influencia de cada uno de ellos, sino también la factibilidad que ofrece el equipo CTS de generar un control o monitoreo de los mismos.

Las condiciones fisicoquímicas de las salmueras empleadas en las pruebas de laboratorio fueron establecidas a diferentes condiciones de concentración, de acuerdo a los valores de concentración iónica de calcio presentes en los pozos producidos por la empresa Ecopetrol S.A. Como se observa en la figura 9, el 87% de dichos pozos presentan una concentración de calcio menor a 800 ppm, por lo cual, en aras de mantener puntos equidistantes dentro del diseño experimental a la hora de variar los factores, se determinan 3 niveles de concentración iónica de calcio, denominados salmuera de alta (650 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$ ), media (450 ppm de

Ca<sup>+2</sup>) y baja (250 ppm de Ca<sup>+2</sup>) concentración; teniendo como propósito establecer la tendencia incrustante del carbonato de calcio en cada una de ellas.

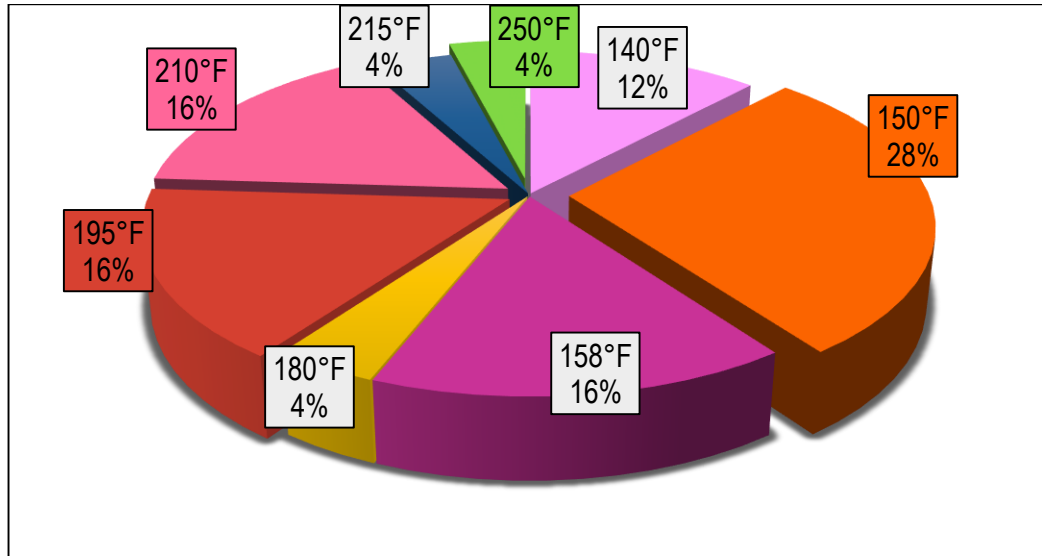
**Figura 9.** Concentración de calcio en campos petrolíferos explotados por Ecopetrol.



**Fuente:** Base de datos de los campos petrolíferos en Colombia suministrada por la empresa Ecopetrol S.A al proyecto Sinergia.

La temperatura es una variable fundamental en el proceso de depositación debido a la clara influencia en el aumento o reducción de la solubilidad de ciertos minerales. Para este diseño se controló a partir del horno del CTS, en tres niveles seleccionados de acuerdo a las temperaturas de pozos producidos por Ecopetrol S.A. Como se observa en la figura 10, el 88% de los campos producidos por la empresa presentan una temperatura entre los 150°F y los 250°F, por lo cual, para efectos del diseño y la equidistancia entre los valores dados a los factores variables, se seleccionan niveles bajo, medio y alto de temperatura, siendo 150°F, 200°F y 250°F, respectivamente.

**Figura 10.** Temperaturas de campos petrolíferos explotados por Ecopetrol.



**Fuente:** Base de datos de los campos petrolíferos en Colombia suministrada por la empresa Ecopetrol S.A al proyecto Sinergia.

La presión es un factor que ejerce una influencia importante sobre la velocidad de depositación del carbonato de calcio. Para la realización de los experimentos de este trabajo, este valor se mantuvo constante en 1500 psi.

El caudal se mantuvo constante en los experimentos realizados. El valor de este factor establecido en el diseño se obtuvo mediante el escalamiento de un caudal de 258 BPD de un pozo real con ID de 3,065 in, a las condiciones del coil del equipo CTS, cuyo radio es de 0,031 in. De esta manera, mediante la ecuación 9 se determina el valor de caudal a nivel de laboratorio, que puede ser observado en la tabla 3.

$$\left(\frac{Q}{A}\right)_{Pz} = \left(\frac{Q}{A}\right)_{Lab} \quad (\text{Ecuación 9})$$

**Tabla 3.** Datos necesarios para el cálculo del caudal en laboratorio.

DATOS	Pozos	Laboratorio
Caudal, Q (cc/min)	28465,54	3
Área, A (cm <sup>2</sup> )	47, 69	5,026 x 10 <sup>-3</sup>

El pH está fuertemente ligado a la solubilidad y cinética de depositación del carbonato de calcio, por lo que se omite una variación del mismo dentro del diseño experimental. De la misma manera, el diámetro de la tubería se mantiene constante debido a que el equipo CTS, que es empleado para la realización de las pruebas experimentales, cuenta con un coil de diámetro fijo para simular la tubería.

El tiempo es el factor de respuesta del presente diseño experimental, totalmente dependiente de los factores anteriormente mencionados, debido a que es determinado por las condiciones propias del experimento: concentración iónica de la salmuera, temperatura, presión y caudal al cual se está desarrollando.

En la tabla 4 se observan cada uno de los factores anteriormente mencionados y la respectiva condición bajo la cual se incorporaron al diseño experimental que se estableció para la determinación de la velocidad de depositación del carbonato de calcio.

**Tabla 4.** Factores influyentes en el proceso.

FACTOR	SÍMBOLO	UNIDADES	CONDICIÓN
Tiempo	t	min	RESPUESTA
Presión	P	psi	CONSTANTE
Caudal	Q	mg/L	CONSTANTE
Temperatura	T	°C	VARIABLE

Concentración de iones calcio	[ Ca <sup>++</sup> ]	mg/L	VARIABLE
-------------------------------	----------------------	------	----------

## 2.2. CONDICIONES FISICOQUÍMICAS DE LA SALMUERA.

Para el desarrollo experimental fueron preparadas 3 salmueras tanto catiónicas como aniónicas, con las respectivas concentraciones de calcio y bicarbonato observadas en la tabla 5. En la tabla 6 se presentan las concentraciones iónicas de calcio, bicarbonato, cloruro y sodio presentes en cada uno de los tres tipos de salmuera (baja, media y alta concentración iónica de calcio). Cabe resaltar que para la fabricación de dichas salmueras se utilizó el doble de cantidad de cada uno de los reactivos tanto para las salmueras catiónicas como aniónicas, para poder garantizar que al dividirse las dos corrientes que entran al equipo CTS mediante las dos bombas controlan el caudal en el mismo, se pueda mantener en cada una de ellas la concentración previamente establecida.

**Tabla 5.** Concentración de salmueras catiónicas y aniónicas.

SALMUERA CATIÓNICA [Ca <sup>2+</sup> ]	SALMUERA ANIÓNICA [HCO <sub>3</sub> ]
250 ppm	761 ppm
450 ppm	1370 ppm
650 ppm	1979 ppm

**Tabla 6.** Composición físico-química de las salmueras utilizadas en los experimentos.

SALMUERAS					
ALTA (ppm)		MEDIA (ppm)		BAJA (ppm)	
Calcio	650	Calcio	450	Calcio	250
Bicarbonato	1979	Bicarbonato	1370	Bicarbonato	761
Cloruros	5500	Cloruros	5500	Cloruros	5500
Sodio	3566,55	Sodio	3566,55	Sodio	3566,55

### 2.2.1. Pruebas preliminares.

Con el objetivo de realizar una preparación adecuada de cada una de las salmueras a utilizar en las pruebas experimentales se hizo necesario realizar la caracterización de las mismas, mediante las pruebas de conductividad, densidad y pH. Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas se observan en la tabla 7.

**Tabla 7.** Caracterización de las salmueras.

	CONDUCTIVIDAD ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )		DENSIDAD (g/cc)		pH	
	Catiónica	Aniónica	Catiónica	Aniónica	Catiónica	Aniónica
Alta	18,33	16,97	1,007	1,006	6,6	8,94
Media	17,52	16,45	1,005	1,013	5	8
Baja	14,67	15,44	1,004	1,005	7,7	8,7

### 2.3. DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL.

Al identificar las variables de mayor incidencia sobre la depositación del carbonato de calcio, se procedió a generar un diseño experimental a través del software STATGRAPHICS CENTURION XVI, el cual consistió en un diseño factorial multinivel de superficie de respuesta, que contempla un número mínimo de experimentos de tal manera que no se haga necesario realizar pruebas para obtener información que previamente se considera irrelevante. El diseño establece la matriz de factores variables con los respectivos niveles, como se observa en la tabla 8, y establece un modelo experimental de 9 pruebas y un décimo experimento de réplica (ver tabla 9).

**Tabla 8.** Niveles obtenidos en STATGRAPHICS CENTURION XVI.

FACTOR	NIVELES		
	-1	0	1
TEMPERATURA	150	200	250
CONCENTRACIÓN	250	450	650

**Tabla 9.** Experimentos propuestos.

EXPERIMENTO N°	CONCENTRACIÓN [Ca <sup>++</sup> ] ppm	TEMPERATURA [°F]
1	250	150
2	250	200
3	250	250
4	450	150
5	450	200
6	450	250
7	650	150
8	650	200
9	650	250
10	450	200

## 2.4. COIL TUBING SYSTEM (CTS).

En la figura 11 se observa el equipo Coil Tubing System (CTS), el cual permite evaluar la eficiencia dinámica, mediante la determinación de la Mínima Concentración de Inhibidor (MIC), de un determinado químico para evaluar las concentraciones efectivas del mismo para la prevención de incrustaciones. Además de esto, el equipo CTS permite simular el proceso de depositación de  $\text{CaCO}_3$  mediante el uso de aguas sobresaturadas con un índice de solubilidad adecuado. Simulando las gargantas de flujo mediante un capilar de 1/16 de pulgada, el equipo permite deducir el tiempo que tarda en ocurrir la depositación del Carbonato de Calcio, controlando condiciones de caudal, presión, temperatura y flujo.

**Figura 11.** Equipo Coil Tubing System. Parque Tecnológico Guatiguará.



## 2.5. PRUEBAS EXPERIMENTALES.

Se realizaron 10 experimentos, los cuales fueron especificados en el diseño experimental. Los experimentos fueron realizados bajo las condiciones de presión y caudal establecidos previamente, y las variaciones de concentración iónica y temperatura establecidas en el diseño. Los resultados obtenidos para cada experimento pueden ser observados en la tabla 10, donde se registra el tiempo en el que ocurre la depositación del carbonato de calcio para cada condición de temperatura y concentración de calcio en la salmuera. En el anexo A se encuentran los gráficos y datos correspondientes a cada prueba realizada.

**Tabla 10.** Resultados obtenidos en el equipo CTS.

EXP	[Ca <sup>+2</sup> ] ppm	Temperatura °F	t depositación (min)
1	250	150	66,83
2	250	200	10,75
3	250	250	6,8
4	450	150	9,8
5	450	200	3,03
6	450	250	2,13
7	650	150	8,33
8	650	200	2,08
9	650	250	2
10	450	200	3,33

### **3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN QUE PERMITA LA EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEPOSITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$ .**

#### **3.1. ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS EN LABORATORIO.**

Una vez realizadas las pruebas experimentales en el equipo CTS, y obtenidos los datos necesarios, se procedió a graficar el comportamiento de la velocidad a la que se depositaba el carbonato de calcio bajo cada una de las condiciones dinámicas establecidas previamente para cada experimento.

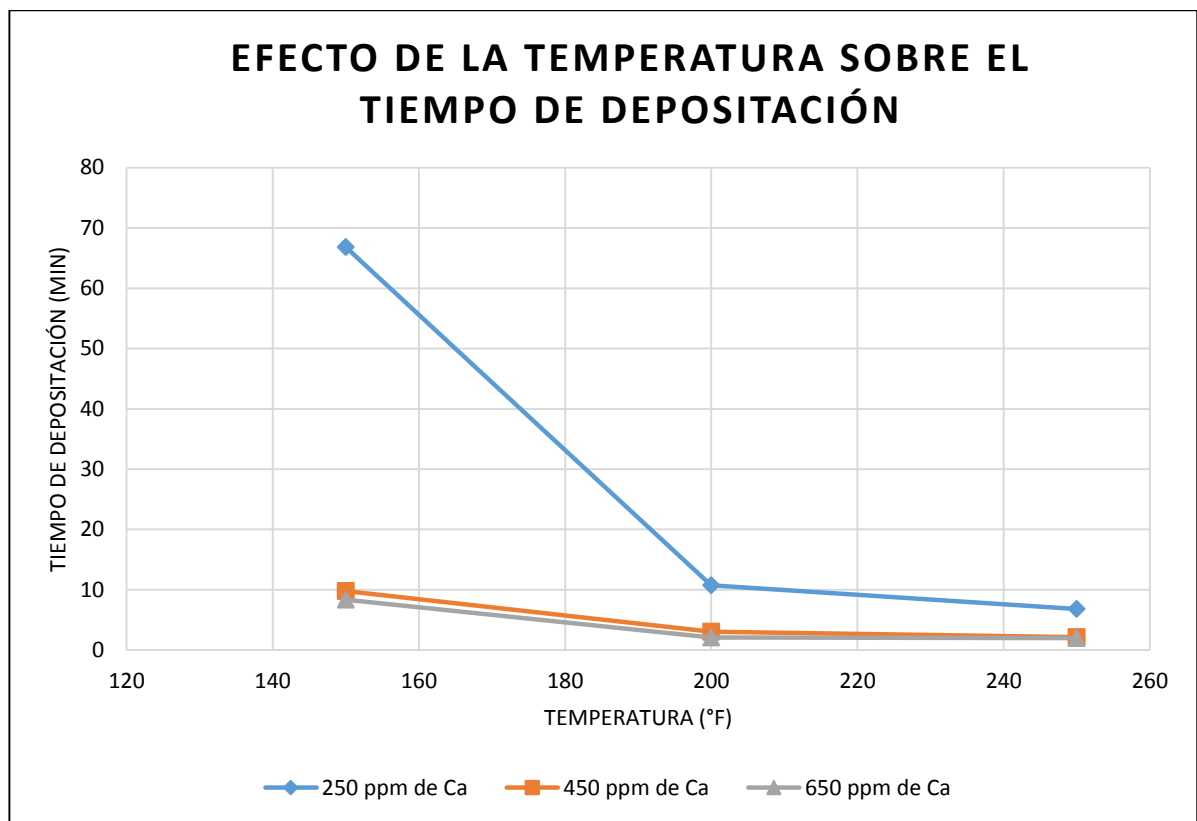
En la figura 12 puede observarse el comportamiento del tiempo de depositación en función de la temperatura bajo concentraciones de calcio constantes. En la gráfica se observa que a las condiciones de menor temperatura ( $150^\circ\text{F}$ ) cada una de las salmueras presenta su tiempo de depositación más largo, confirmándose el comportamiento del  $\text{CaCO}_3$  contrario al de las otras sales con respecto a la temperatura, debido a que a medida que este factor incrementa, el tiempo que tarda en depositarse el carbonato de calcio se reduce.

Al incrementar la temperatura en  $50^\circ\text{F}$  se observa una reducción drástica del tiempo de depositación, reduciéndose aproximadamente 5 veces en la salmuera de 250 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$ . Esto ocurre debido a que al incrementar la temperatura, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye, lo que promueve una mayor velocidad en la precipitación y posterior depositación de cristales de carbonato de calcio que finalmente estructuran la escama responsable del taponamiento del capilar.

Para cuando las salmueras alcanzan una temperatura de  $250^\circ\text{F}$  se observa que en todas el tiempo de depositación del carbonato de calcio continúa la misma tendencia a reducirse, debido a que la temperatura está incrementando. Esto refleja la importancia que tiene el efecto ejercido por la temperatura sobre la velocidad de depositación de la escama. Comparando el tiempo de depositación para la salmuera de baja concentración de calcio (250 ppm) a temperatura de

150°F y 250°F, se observa que un incremento de 100°F produce una reducción de aproximadamente 10 veces el tiempo de depositación, lo que puede generar efectos críticos a la hora de ejercer un control adecuado sobre estos depósitos.

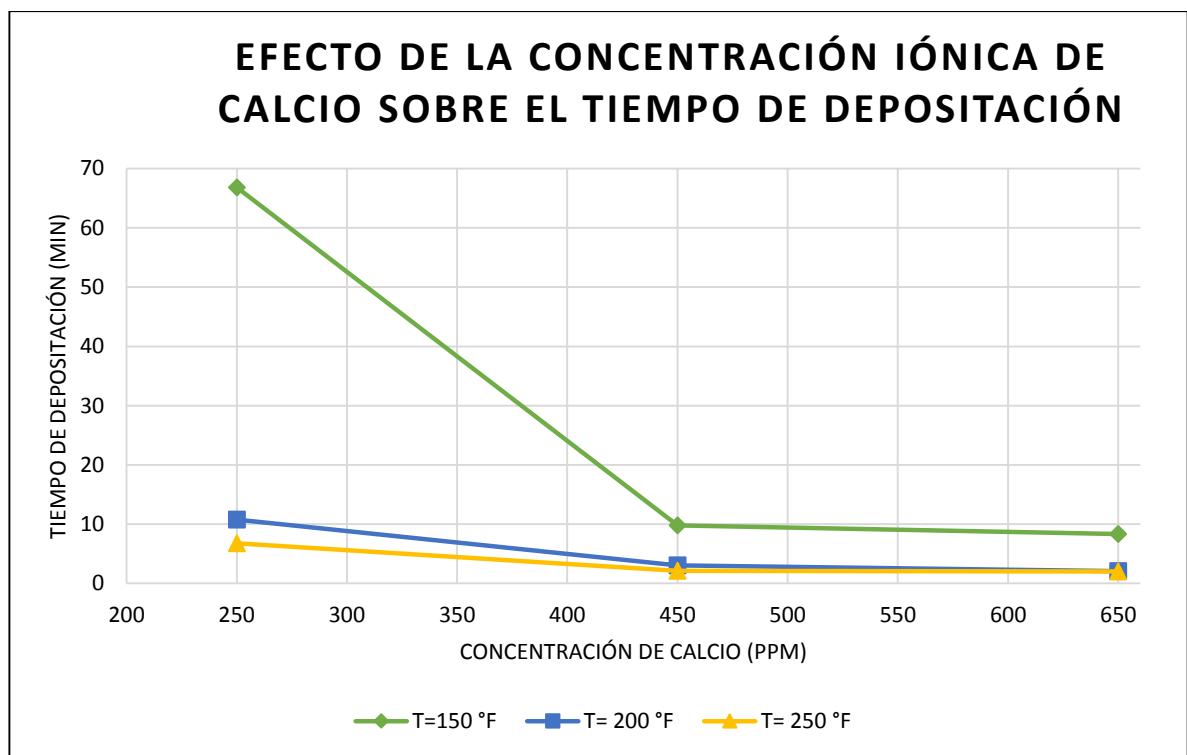
**Figura 12.** Efecto de la temperatura sobre el tiempo de depositación.



En la figura 13 se observa el efecto que ejerce la concentración iónica de calcio sobre el tiempo de depositación. Al comparar el comportamiento de las salmueras a los diferentes niveles de concentración de calcio, se observa que en los valores más bajos de concentración iónica de calcio, a los tres niveles de temperatura, se presentan los valores más altos de tiempos de depositación, lo que permite inferir la importancia de la composición fisicoquímica de la salmuera sobre la velocidad

de depositación de las escamas de carbonato de calcio. Al ser el carbonato de calcio normalmente formado por la reacción entre iones calcio y iones bicarbonato, el incremento sobre la concentración de calcio presente en la salmuera incrementa la probabilidad de precipitación de carbonato de calcio en la misma, debido a que existe una mayor cantidad de iones calcio dispuestos a reaccionar con los iones bicarbonato presentes en la salmuera.

**Figura 13.** Efecto de la concentración iónica de calcio sobre el tiempo de depositación.



Al incrementar la concentración iónica de calcio hasta los 450 ppm se observa una reducción sustancial sobre los tiempos de depositación, observándose una reducción del tiempo de depositación en aproximadamente 6 veces el valor a concentración de 250 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$  a condición de baja temperatura. Sin embargo, es importante resaltar que a partir de los 450 ppm el comportamiento del tiempo de depositación a temperatura media (200 °F) y alta (250°F) se vuelve muy similar,

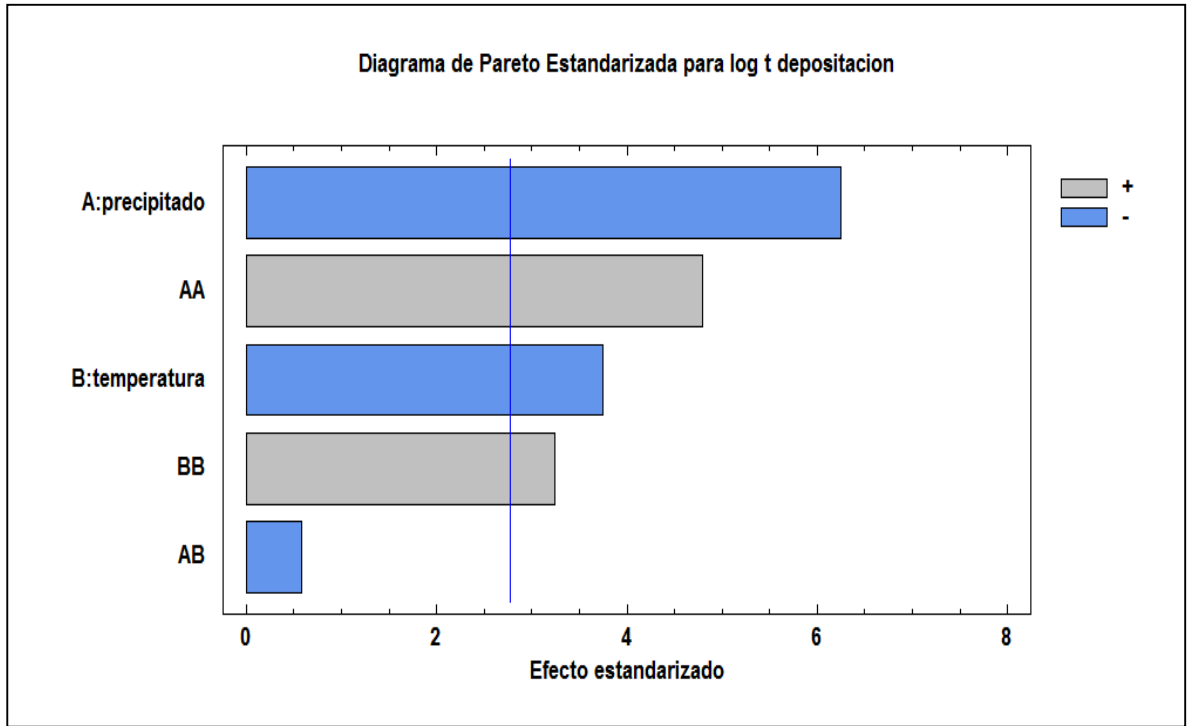
lo que permite inferir que a partir de una concentración en el rango de los 450 ppm de calcio el tiempo que tarda la formación de los depósitos de  $\text{CaCO}_3$  se reduce de manera tan crítica que se dificulta observar cambios significativos cuando se producen incrementos tanto de concentración de calcio como de temperatura.

### **3.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO.**

Para una data con mayor grado de uniformidad, fue necesario aplicar logaritmo a los datos referentes al tiempo de depositación registrado en cada prueba. De la misma manera, para efectos del diseño de la correlación se hizo necesario determinar la cantidad de precipitado para cada una de las salmueras bajo cada una de las condiciones termodinámicas previamente establecidas. La determinación de este valor se pudo obtener mediante el software SCALE CHEM. Una vez organizada la data, se procedió al ingreso de la misma al software STATGRAPHICS CENTURION XVI, para obtener por medio del mismo un análisis de datos e influencia de las variables previamente escogidas sobre el tiempo de depositación del carbonato de calcio.

El diagrama de Pareto (figura 14) permite observar de manera decreciente una estimación de la influencia de cada una de las variables y la interacción entre ellas sobre la depositación de escamas de  $\text{CaCO}_3$ . La longitud de las barras es proporcional al efecto que tiene cada variable sobre el tiempo de depositación. La línea vertical que aparece en el gráfico permite determinar cuál efecto es estadísticamente significativo en un 95% de nivel de confianza, siendo el precipitado el de mayor influencia sobre la correlación, mientras el efecto combinado (precipitado y temperatura) ejerce la menor influencia.

**Figura 14.** Diagrama de Pareto obtenido a través del software STATGRAPHICS.



Con la tabla de Anova (tabla 11) se puede verificar la importancia de cada factor sobre la correlación, debido a que ésta proporciona un análisis de varianza que permite evaluar la influencia que tiene cada factor variable estudiado sobre el factor de respuesta, que en este caso es el tiempo de deposición del  $\text{CaCO}_3$ . Para determinar la inclusión o no en la correlación de los factores que ejercen efecto sobre la deposición, se tiene que si  $-P$  es menor a 0,05, el factor es significativamente diferente de cero con un nivel de confianza del 95%, lo que establece que el factor ejerce una influencia considerable y no debe despreciarse. Por ello, de acuerdo a los datos observados en la tabla, se considera la inclusión en la correlación de todos los factores a excepción de la interacción temperatura - concentración de precipitado, que de acuerdo al diagrama de Pareto y la tabla de Anova no genera efectos importantes sobre la correlación.

En la tabla 11 también puede observarse el error del diseño, correspondiente a los 4 grados de libertad utilizados para estimar los efectos que no están en el modelo actual, y los grados de libertad utilizados por cada efecto que influye sobre la correlación, resultando en total 9 Grados de Libertad para la correlación obtenida.

**Tabla 11.** Tabla de Anova.

<b>FUENTE</b>	<b>GL</b>	<b>VALOR -P</b>
A: Precipitado	1	0,0033
B: Temperatura	1	0,0201
AA	1	0,0087
AB	1	0,5884
BB	1	0,0318
Error total	4	
Total correlación	9	

### **3.3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN.**

Para el análisis de los datos en el software STATGRAPHICS CENTURION XVI, fue fundamental utilizar la concentración del precipitado en ppm - la cual fue hallada usando la herramienta Software SCALE CHEM - la temperatura [°F] y el logaritmo del tiempo de depositación, datos que se encuentran en la tabla 12.

**Tabla 12.** Datos organizados para el ingreso al software STATGRAPHICS CENTURION XVI.

Experimento N°	Concentración [Ca <sup>2+</sup> ]	Temperatura [°F]	Precipitado [ppm]	Log tiempo deposición
1	250	150	226,8	1,8249
2	250	200	368,3	1,0314
3	250	250	389,1	0,8325
4	450	150	578,4	0,9912
5	450	200	700,5	0,4814
6	450	250	808,3	0,3283
7	650	150	970,8	0,9206
8	650	200	1119,5	0,3181
9	650	250	1243,2	0,3010
10	450	200	700,5	0,5224

Del análisis de cada experimento en el SCALE CHEM se logra obtener una ecuación que defina la cantidad de éste a partir del uso de las concentraciones de calcio en el rango de estudio de 250-650 ppm y las temperaturas a cada nivel, como se puede observar a continuación:

Temperatura baja [150°F]       $p = 0,0013[Ca]^2 + 0,65[Ca]$       **(Ecuación 10)**

Temperatura media [200°F]       $p = 0,0007[Ca]^2 + 1,2646[Ca]$       **(Ecuación 11)**

Temperatura alta [250°F]       $p = 0,0008[Ca]^2 + 1,4132[Ca]$       **(Ecuación 12)**

De esta manera se obtiene la ecuación que mejor representa el comportamiento de la deposición del carbonato de calcio para las condiciones dinámicas planteadas:

$$\log(t) = 6,06593 - 3,24222 * 10^{-3}p - 0,0350111T + 1,60779 * 10^{-6}p^2 + 7,28354 * 10^{-5}T^2$$

( Ecuación 13)

Siendo:

t: tiempo de depositación

p: Precipitado en ppm

T: Temperatura en °F

### 3.4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN.

Para validar la correlación se decide escoger un experimento de forma aleatoria, en este caso la salmuera de baja concentración de calcio (250ppm) a una temperatura entre el nivel de baja y de media (175° F), cuyos datos necesarios para el cálculo se observan en la tabla 13, y donde la cantidad de precipitado se puede obtener a partir de las siguientes ecuaciones:

Concentración Ca  $p = -0,0241T^2 + 11,279T - 921,9$  (Ecuación 14)  
250ppm

Concentración Ca  $p = -0,0029T^2 + 3,443T + 126,3$  (Ecuación 15)  
450ppm

Concentración Ca  $p = -0,005T^2 + 4,724T + 394,7$  (Ecuación 16)  
650ppm

Para la validación seleccionada se tiene entonces, utilizando la ecuación 14:

$$p = -0,0241 * 175^2 + 11,279 * 175 - 921,9 = 313,8625 \text{ ppm}$$

**Tabla 13.** Datos para validación.

DATOS VALIDACIÓN CON PRUEBA EXPERIMENTAL			
[Ca] (ppm)	precipitado (ppm)	Temperatura (°F)	Tiempo depositación (minutos)
250	313,8625	175	21,35

Luego ingresando los valores de precipitado y temperatura en la Ecuación 13:

$$\log(t) = 6,06593 - 3,24222 * 10^{-3} * 313,8625 - 0,0350111 * 175 + 1,60779 * 10^{-6} 313,8625^2 + 7,28354 * 10^{-5} 175^2$$

$$\log t = 1,31034321$$

Despejando el tiempo de depositación se obtiene:

$$t = 10^{1,31034321} = 20,43 \text{ min}$$

Con el dato obtenido a partir de la prueba de validación de 21,35 min y el de la correlación (20,3073min), se calcula la diferencia porcentual entre estos:

$$\text{Diferencia Porcentual} = \frac{|\text{tiempo prueba} - \text{tiempo correlacion}|}{\text{tiempo prueba}} * 100\%$$

$$Diferencia\ porcentual = \frac{|21,35 - 20,3073|}{21,35} * 100\%$$

$$Diferencia\ porcentual = 5,13\%$$

Al obtener un porcentaje diferencial bajo, el resultado permite inferir el buen ajuste que presenta la correlación trabajando en los rangos de temperatura de 150-250°F y 250-650 ppm de concentración de calcio.

### **3.5. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO.**

#### **3.5.1. Ubicación de los depósitos de CaCO<sub>3</sub> en el sistema de producción.**

Aprovechando los datos obtenidos a partir de la correlación y los tiempos respectivos de las pruebas de laboratorio se hizo posible plantear una herramienta de cálculo simple que permita a los ingenieros conocer la ubicación del carbonato de calcio depositado dentro de la tubería de producción, de la siguiente manera:

1. Conociendo el caudal y el ID del pozo (3,068 in) utilizado para el escalamiento del caudal a trabajar a nivel de laboratorio durante el desarrollo de las pruebas experimentales, se realiza un cálculo simple de conversión de unidades obteniendo que 258 BPD equivale a un caudal de 0,179043 bbls/min.
2. Conociendo el caudal del yacimiento, se procede a calcular el volumen de la tubería de producción, cuya profundidad se halla mediante el gradiente de presión, con un valor de presión del sistema de 1500 psi y suponiendo

un gradiente de presión normal de 0,433. De esta manera, la profundidad h resulta de 3450ft aproximadamente, medidos desde superficie hasta fondo de pozo. El volumen se calcula mediante la siguiente expresión matemática:

$$Volumen\ tubería = \frac{ID^2}{1029,4} * h \quad (Ecuación\ 17)$$

3. Con el volumen de la tubería, el caudal Q y el tiempo de depositación se procede a determinar la posición en la cual se encontrará el carbonato de calcio depositado.

$$Volumen\ Salmuera = Q * tiempo\ de\ depositación \quad (Ecuación\ 18)$$

$$Profundidad\ escama = \frac{Volumen\ salmuera}{\frac{ID^2}{1029,4}} \quad (Ecuación\ 19)$$

Una vez desarrollados los anteriores pasos, se determinó la profundidad del depositado para cada una de las salmueras a cada condición termodinámica, como se observa en la tabla 14. Es necesario resaltar que esta profundidad hace referencia a la posición medida desde el fondo del pozo hasta donde ocurrirá la depositación. De acuerdo a los resultados obtenidos para las condiciones de pozo anteriormente especificadas se observa que ningún equipo perteneciente a las facilidades de superficie del mismo se verá afectado por los depósitos de carbonato de calcio, en los rangos de temperatura y concentración de calcio especificados en el presente trabajo, debido a que en todos los casos la depositación ocurrirá dentro de la tubería de producción. Cabe resaltar que un 90% de los casos evaluados muestran una depositación en los primeros 300 ft de tubería, lo que plantea la necesidad de contar con acciones inmediatas para el

manejo de los depósitos de esta escama con el fin de evitar problemas graves en el pozo.

**Tabla 14.** Profundidad de los depósitos para cada caso.

Concentración [Ca <sup>2+</sup> ]	Temperatura [°F]	t deposición (min)	volumen ocupado (bbls)	Ubicación (ft)
250	150	66,83	11,97	1308,59
250	200	10,75	1,92	210,493
250	250	6,8	1,22	133,15
450	150	9,8	1,75	191,89
450	200	3,03	0,54	59,33
450	200	3,33	0,60	65,20
450	250	2,13	0,38	41,71
650	150	8,33	1,49	163,11
650	200	2,08	0,37	40,73
650	250	2	0,36	39,16

Luego de un análisis ingenieril suponiendo sólo deposición en la tubería de producción, se evalúa el proceso de deposición a nivel de yacimiento, por lo tanto, conociendo el volumen de salmuera anteriormente calculado para cada caso, se calcula la posición inicial a la cual comienza el desequilibrio termodinámico de las salmuera o radio alterado por la precipitación de carbonato de calcio mediante el despeje del área dentro de la ecuación de OWIP:

$$OWIP = \frac{7758Ah\phi Swi}{Bwi} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde:

A: Área [acres]

h: Espesor cañoneado [ft]

$\emptyset$ : Porosidad

Swi: Saturación de agua inicial

Bwi: Factor volumétrico del agua [bbl/STB]

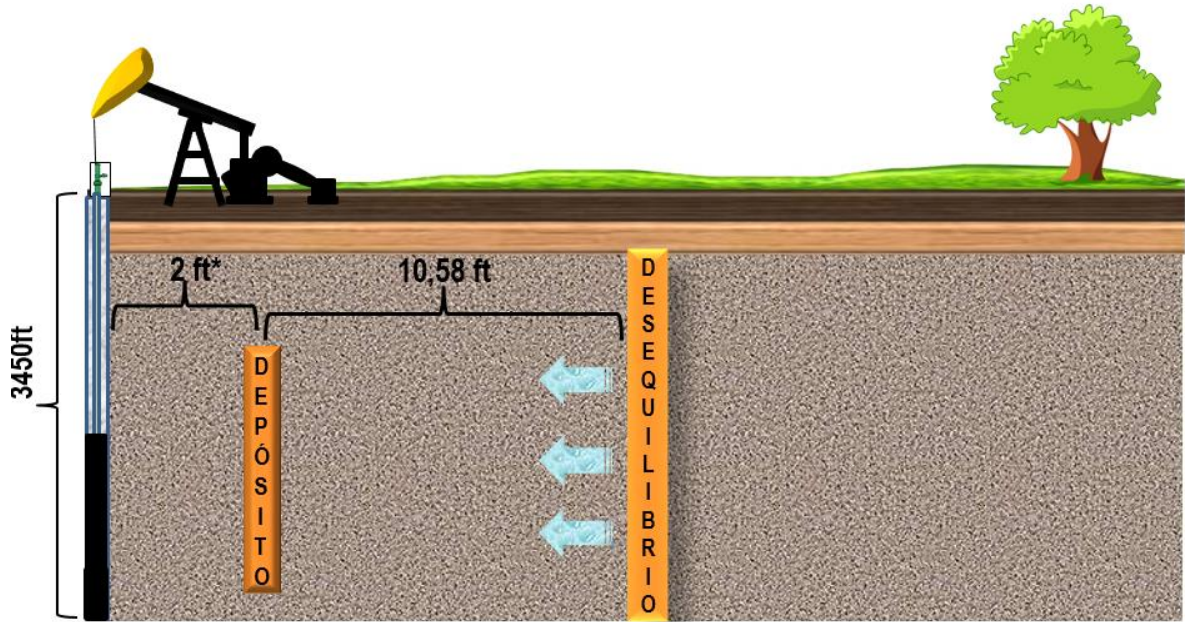
Para efectos de calcular la posición inicial a la que ocurre el desequilibrio termodinámico e inicia la precipitación de la salmuera se tiene en cuenta que:

$$A = L * L$$

$$L = \sqrt{A} = \sqrt{\frac{\text{Volumen de salmuera} * Bwi}{7758h\emptyset Swi}} \quad (\text{Ecuación 21})$$

Empleando la anterior ecuación para cada uno de los casos (pruebas experimentales) se obtiene la posición inicial donde empezará el proceso de depositación, a la cual es necesario sumarle 2 ft, que corresponde el radio máximo cercano a la cara del pozo que se puede ver afectado por depositación de carbonato de calcio. En la figura 15 se observa un esquema que representa el proceso de depositación del  $\text{CaCO}_3$  para una temperatura de  $150^\circ\text{F}$  y concentración de 250 ppm de calcio, donde los 10,58ft corresponden a la longitud calculada mediante la ecuación 21. Para efectos de cálculo, se asume un valor de saturación de agua en los alrededores del pozo ( $S_{wa}$ ) de 0,4 con el fin de considerar una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) de 0,2, un valor de porosidad de 20%, factor volumétrico de formación del agua igual a 1, y un espesor cañoneado de 10 ft. Los resultados obtenidos en cada para cada uno de los tiempos de depositación se encuentran tabulados en la tabla 15.

**Figura 15.** Esquema de deposición de carbonato de calcio en yacimiento.



**Tabla 15.** Radio de la formación afectado por la deposición.

[Ca <sup>2+</sup> ] ppm	Temp. [°F]	t dep. [min]	Vol. ocupado [bbls]	Vol. total [bbls]	Área formación [ft <sup>2</sup> ]	Longitud [ft]	Posición inicial [ft]
250	150	66,83	11,97	29,91	83,98	9,16	11,16
250	200	10,75	1,92	4,81	13,51	3,67	5,67
250	250	6,8	1,22	3,04	8,54	2,92	4,92
450	150	9,8	1,75	4,39	12,31	3,52	5,51
450	200	3,03	0,54	1,36	3,81	1,95	3,95
450	200	3,33	0,60	1,49	4,18	2,05	4,05
450	250	2,13	0,38	0,95	2,67	1,64	3,64
650	150	8,33	1,49	3,73	10,48	3,23	5,23
650	200	2,08	0,37	0,93	2,61	1,62	3,62
650	250	2	0,36	0,90	2,51	1,59	3,59

De acuerdo a los resultados observados en la tabla 15 puede afirmarse que para las condiciones previamente planteadas en el presente trabajo, salmueras de concentración media y alta realizan su proceso de deposición desde el

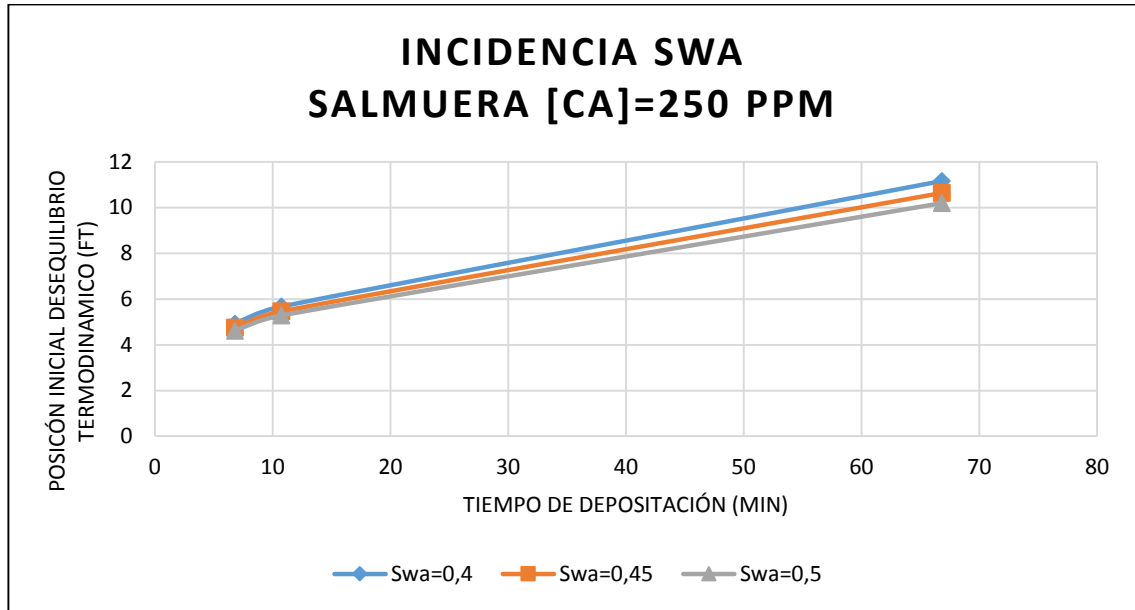
desequilibrio termodinámico hasta la depositación de los cristales en un rango de aproximadamente 2 ft de formación, pudiendo asumir entonces que en todos los casos la depositación ocurre en la zona cercana a la cara del pozo, debido a que la distancia más larga calculada es de aproximadamente 9 ft. Esto podría producir efectos negativos en cuanto a la productividad del pozo, debido a que la zona cercana al mismo se encontrará taponada por depósitos inorgánicos, lo que restringirá los canales de flujo que permitan el paso de los fluidos de yacimiento al pozo productor. Sin embargo, facilitará la remoción de los depósitos inorgánicos.

### **3.5.2. Incidencia de variables.**

Con el objetivo de analizar la incidencia de factores como la saturación de agua a los alrededores  $S_{wa}$  y espesor cañoneado en la posición inicial del desequilibrio termodinámico en el yacimiento, se decide utilizar como caso de estudio el tiempo de depositación de la salmuera a una concentración de iónica de calcio de 250 ppm en un rango de temperatura de 150°F a 250°F.

### 3.5.2.1. Incidencia de saturación de agua en los alrededores, $S_{wa}$ .

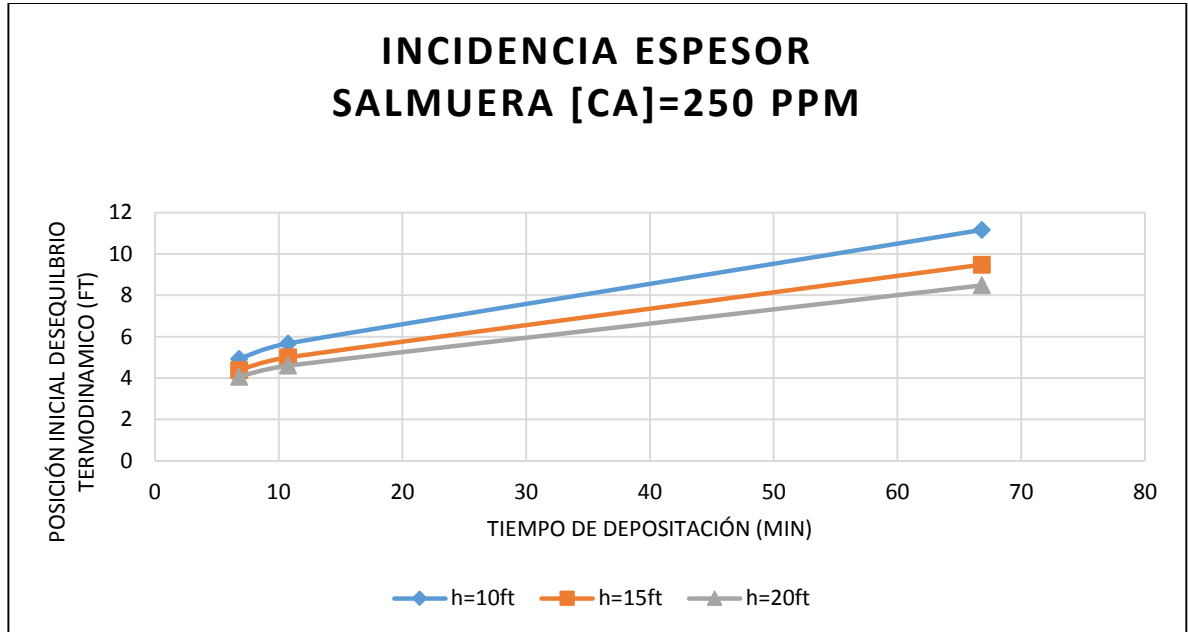
Figura 16. Incidencia de  $S_{wa}$ .



La figura 16 presenta los valores de la posición inicial de desequilibrio para la salmuera de 250 ppm de iones calcio en un rango de temperatura de 150-250°F con diferentes valores de  $S_{wa}$ . En ella es posible identificar que un aumento de 5% en la saturación no genera cambios significativos en la posición inicial del desequilibrio termodinámico, dicha variación produce una reducción de la posición en un promedio aproximado de 0,27ft.

### 3.5.2.2. Incidencia de Espesor, h.

Figura 17. Incidencia del espesor.



Para el caso del espesor cañoneado, a medida que se aumenta éste en 5ft, la posición inicial de deposición se reduce en aproximadamente un promedio de 0,77ft como se observa en la figura 17, lo que ocurre debido a que al haber mayor espesor cañoneado, se tendrá un mayor volumen de salmuera en un área menor, por lo cual, la distancia a la cual comienza el proceso de deposición será más cercana a la cara del pozo.

#### 4. CONCLUSIONES.

De acuerdo con los resultados obtenidos y su posterior análisis se concluye que:

- El proceso de depositación de carbonato de calcio es un fenómeno que depende de las condiciones termodinámicas del sistema y la composición físico-química de la salmuera, ejerciendo una mayor influencia la cantidad de precipitado presente en la misma, seguido por la temperatura a la cual se encuentra sometida.
- La temperatura influye de manera importante sobre el tiempo que tarda el fenómeno de depositación del  $\text{CaCO}_3$ . Salmueras de baja concentración (250 ppm de Ca) a condiciones de baja temperatura (150 °F) pueden tardar un tiempo de depositación hasta 10 veces mayor que una salmuera de igual composición físico-química a temperaturas más altas (250°F).
- La composición de la salmuera no solo influye sobre la cantidad de depósitos de  $\text{CaCO}_3$ , sino también sobre el tiempo de depositación de la escama. Salmueras con baja concentración de calcio (250 ppm) pueden llegar a tardar en depositar carbonato de calcio un tiempo 5 veces mayor que salmueras de concentración más alta (450 ppm) a las mismas condiciones de presión y temperatura.
- El modelo matemático desarrollado permite determinar el tiempo de depositación del carbonato de calcio en función de la concentración de precipitado y la temperatura, siendo válido en un rango de condiciones de temperatura entre 150°F – 250°F y concentraciones de calcio entre 250ppm – 650ppm, con un ajuste del 97%, bajo condiciones constantes de presión y caudal.

## 5. RECOMENDACIONES.

- Analizar el comportamiento del tiempo de depositación del  $\text{CaCO}_3$  para concentraciones entre los 250 ppm y los 450 ppm de iones calcio, con el objetivo de determinar de manera más exacta el efecto que ejercen las condiciones termodinámicas e hidrodinámicas sobre dicho comportamiento a estas condiciones.
- Evaluar la influencia que ejerce el pH sobre la velocidad de depositación del  $\text{CaCO}_3$  en la formación.
- Desarrollar una herramienta software que permita determinar el factor de daño a la formación (Skin) en función de las condiciones fluido-dinámicas de la formación y la composición físico-química de los fluidos presentes en ella.

## BIBLIOGRAFÍA.

- ACHURY, Diana, MARTINEZ, Raúl. “Modelamiento de la depositación de escamas de Carbonato de Calcio en el Wellbore”. 2013. Universidad Industrial de Santander. Págs. 19-35.
- CIED. INTEVED. Daños a la Formación. Primera edición. 1997.
- CRABTREE, M., Et. al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Oilfield Review. Volumen XI.1999.
- DEL VALLE, Nazareth. “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. Universidad de Oriente. Págs. 36-54.
- DYER, S. GRAHAM, G. The Effect of Temperature and Pressure on Oilfield Scale Formation. Journal of Petroleum Science & Engineering. 2002.
- FARUK, Civan. Reservoir Formation Damage, Fundamentals Modeling Assessment and Mitigation. Segunda edición. Elsevier. 2007.
- GONZÁLEZ, Juan Manuel. “Daño a la formación en pozos petroleros”.2014. Universidad Nacional Autónoma de México. Págs. 10-21.
- GUTIÉRREZ, Humberto, DE LA VARA, Román. Análisis y diseño de experimentos. Segunda edición. Mc Graw Hill. 2008.
- LARREA, Armando. “Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “Squeeze” a las areniscas U y T del campo Shushufindi. 1999. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Págs. 21-45.

- MATEUS, Sarahy, PACHECO, Javier. “Determinación del umbral de depositación de carbonato de calcio en el medio poroso de un campo colombiano. 2015. Universidad Industrial de Santander.
- MAVREDAKI, Eleftheria, NEVILLE, Anne. Prediction and Evaluation of Calcium Carbonate Deposition at Surfaces. SPE. 2014.
- OGATA, S. Et. al. Temperature Dependence of Calcium Carbonate Precipitation for Biogrout. Rock engineering in difficult ground conditions. 2010.
- SIMANCAS, Diana, VILLABONA, Cindy. “Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. 2012. Universidad Industrial de Santander. Págs. 23-38.
- STAMATAKIS, E., Et. al. Study of Calcium Carbonate Precipitation in the Near-Well Region Using  $\text{Ca}^{2+}$  as Tracer. SPE Production & Operations. 2006

## ANEXOS

### Anexo A. Datos de las pruebas experimentales

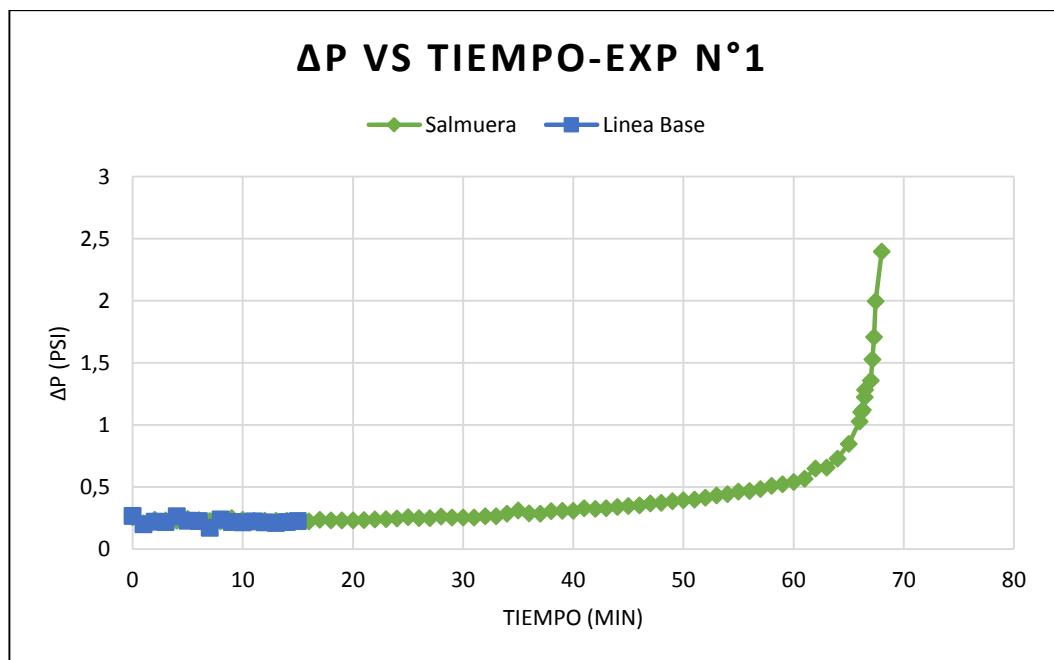
#### EXPERIMENTO N°1.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	250	150	
LÍNEA BASE		PRUEBA	
T[°C]	70,2	T[°C]	66,5
PB1[PSI]	1530	PB1[PSI]	1540
PB2[PSI]	1543	PB2[PSI]	1552
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,27	0	0,259
1	0,201	1	0,209
2	0,223	2	0,237
3	0,22	3	0,234
4	0,265	4	0,231
5	0,23	5	0,245
6	0,227	6	0,235
7	0,174	7	0,228
8	0,24	8	0,226
9	0,219	9	0,25
10	0,216	10	0,237
11	0,226	11	0,231
12	0,217	12	0,229
13	0,213	13	0,23
14	0,22	14	0,23
15	0,227	15	0,228
		16	0,226
		17	0,238
		18	0,233
		19	0,233
		20	0,233
		21	0,235

22	0,24
23	0,243
24	0,247
25	0,259
26	0,252
27	0,252
28	0,263
29	0,256
30	0,257
31	0,257
32	0,265
33	0,265
34	0,287
35	0,313
36	0,29
37	0,287
38	0,308
39	0,31
40	0,31
41	0,33
42	0,326
43	0,331
44	0,342
45	0,35
46	0,355
47	0,37
48	0,374
49	0,387
50	0,396
51	0,4
52	0,415
53	0,434
54	0,445
55	0,464
56	0,469
57	0,485
58	0,51
59	0,524
60	0,541
61	0,567

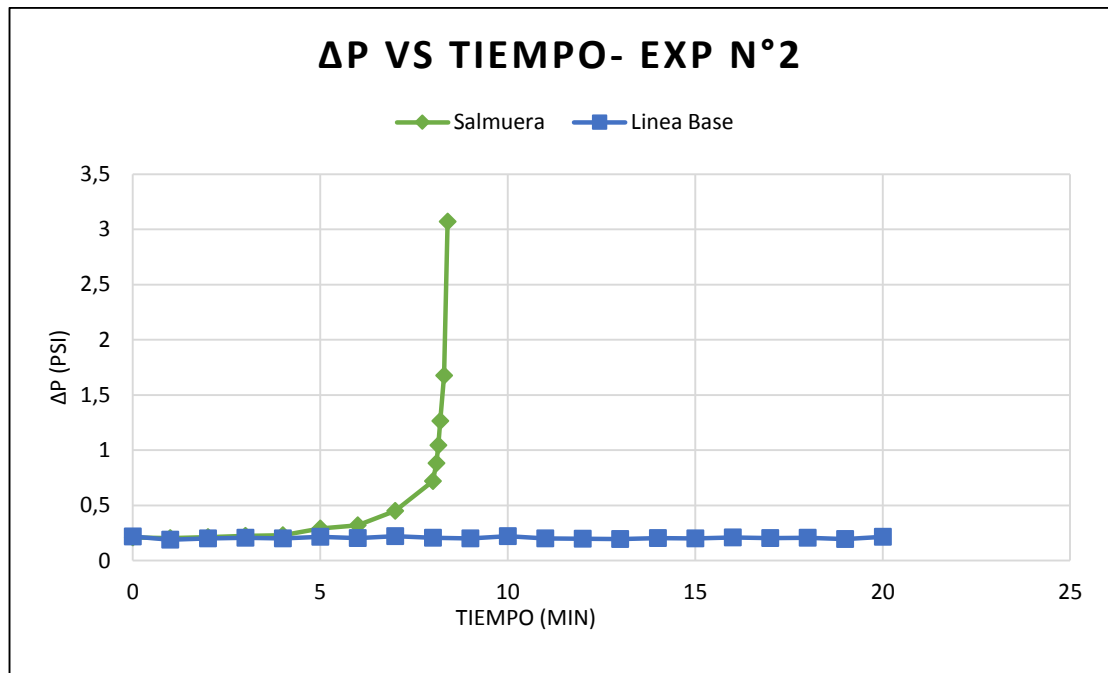
62	0,65
63	0,659
64	0,73
65	0,85
66	1,030
66,15	1,104
66,3	1,121
66,45	1,226
66,5	1,284
67	1,359
67,15	1,529
67,3	1,710
67,45	1,999
68	2,399



## EXPERIMENTO N°2.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	650	150	
<b>LÍNEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	66,7	T[°C]	66,7
PB1[PSI]	1440	PB1[PSI]	1490
PB2[PSI]	1448	PB2[PSI]	1498
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,218	0	0,21
1	0,189	1	0,204
2	0,202	2	0,212
3	0,206	3	0,225
4	0,2	4	0,231
5	0,216	5	0,292
6	0,204	6	0,32
7	0,221	7	0,451
8	0,207	8	0,72
9	0,202	8,1	0,882
10	0,22	8,15	1,044
11	0,201	8,2	1,266
12	0,199	8,3	1,677
13	0,195	8,4	3,070
14	0,205		
15	0,2		
16	0,209		
17	0,204		
18	0,206		
19	0,196		
20	0,215		

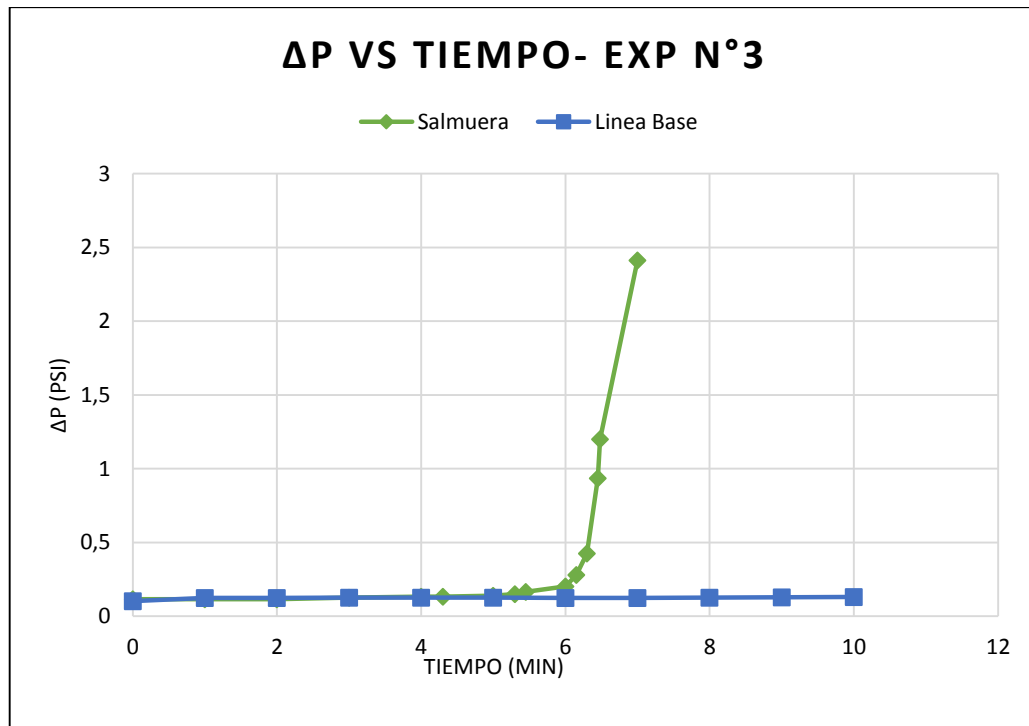


### EXPERIMENTO N°3.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]		
5500	250	250		
LINEA BASE			PRUEBA	
T[°C]	115	T[°C]	116,4	
PB1[PSI]	1471	PB1[PSI]	1501	
PB2[PSI]	1480	PB2[PSI]	1511	
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,103	0	0,116
1	0,123	1	0,115
2	0,124	2	0,115
3	0,125	3	0,125
4	0,125	4	0,132
5	0,125	4,3	0,133
6	0,124	5	0,138

7	0,124	5,3	0,15
8	0,125	5,45	0,164
9	0,129	6	0,202
10	0,131	6,15	0,279
		6,3	0,425
		6,45	0,936
		6,48	1,2
		7	2,412

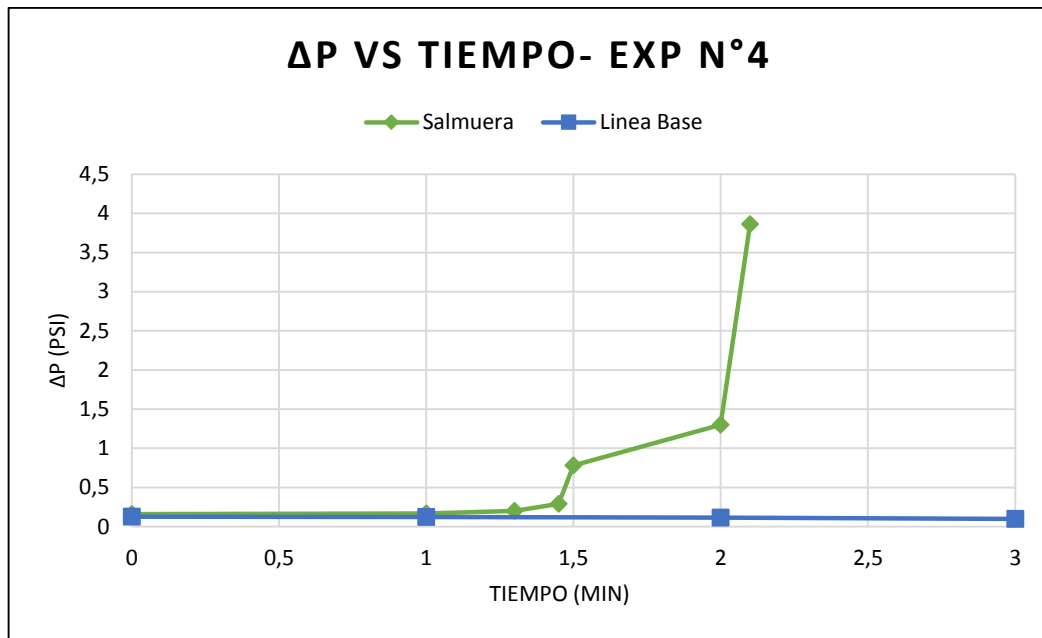


**EXPERIMENTO N°4.**

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	650	250	
<b>LINEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	117,7	T[°C]	118

PB1[PSI]	1520	PB1[PSI]	1489
PB2[PSI]	1537	PB2[PSI]	1499
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,129	0	0,159
1	0,124	1	0,169
2	0,113	1,3	0,202
3	0,099	1,45	0,289
4	0,129	1,5	0,782
5	0,13	2	1,299
6	0,156	2,1	3,86
7	0,135		
8	0,125		
9	0,14		
10	0,134		
11	0,144		
12	0,142		
13	0,128		
14	0,135		
15	0,128		
16	0,139		
17	0,126		
18	0,139		
19	0,138		
20	0,134		

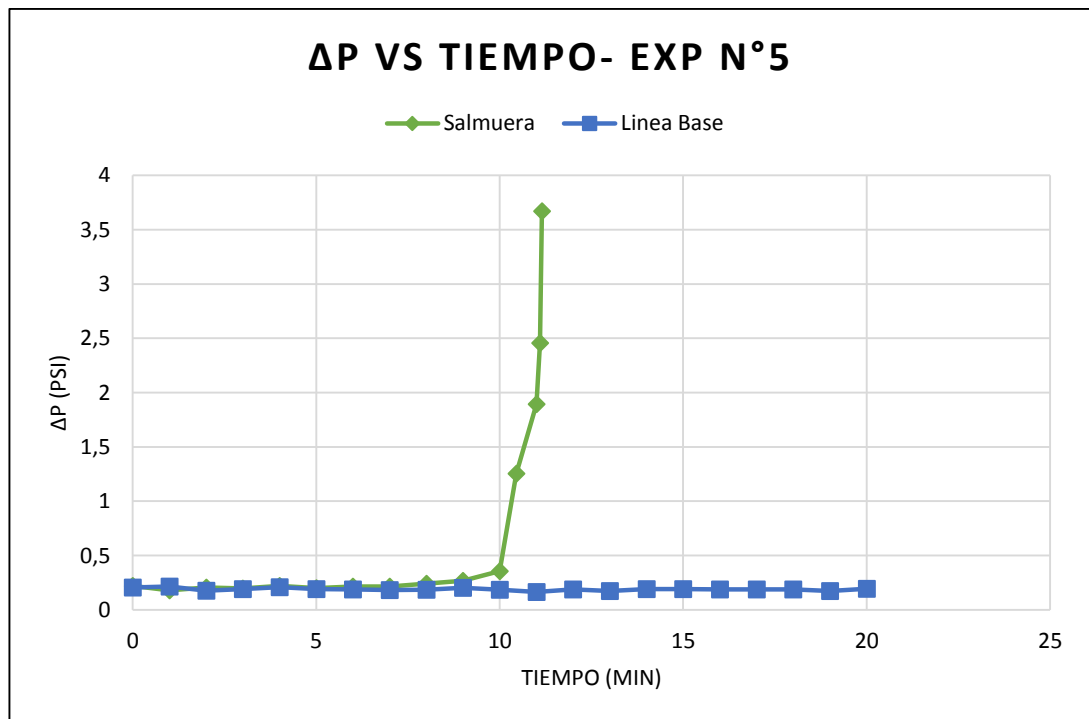


### EXPERIMENTO N°5.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	250	200	
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°C]	92,2	T[°C]	93
PB1[PSI]	1529	PB1[PSI]	1536
PB2[PSI]	1532	PB2[PSI]	1556
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,205	0	0,221
1	0,215	1	0,178
2	0,176	2	0,207
3	0,191	3	0,196
4	0,21	4	0,222
5	0,191	5	0,2
6	0,188	6	0,215
7	0,182	7	0,216

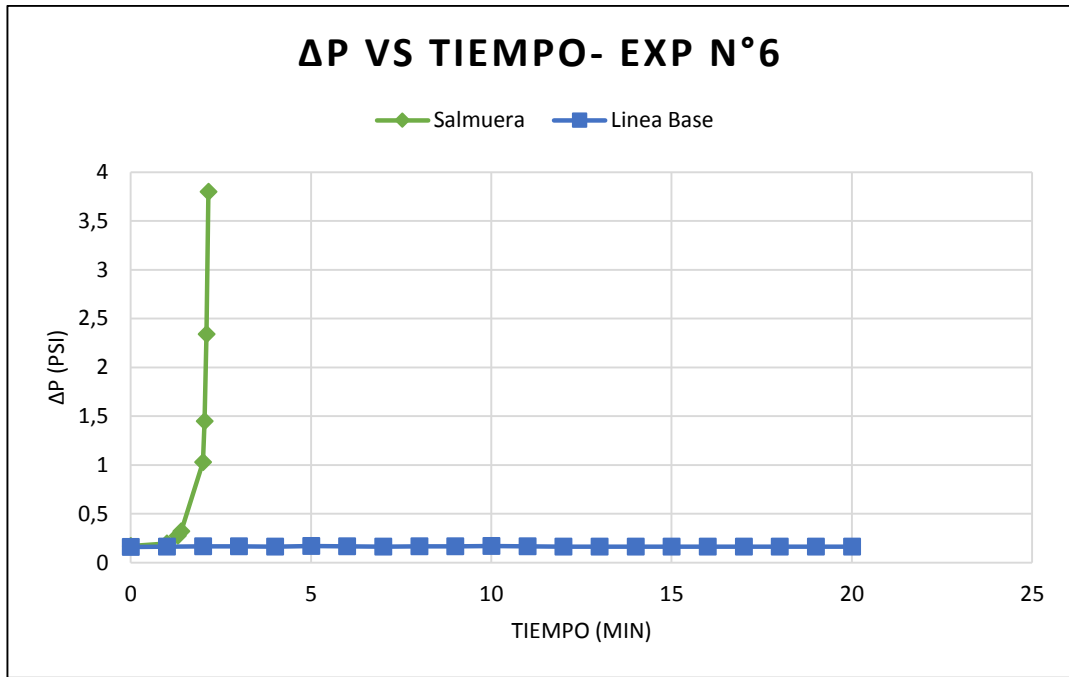
8	0,185	8	0,241
9	0,202	9	0,267
10	0,186	10	0,355
11	0,164	10,45	1,255
12	0,189	11	1,895
13	0,174	11,1	2,458
14	0,19	11,15	3,67
15	0,191		
16	0,187		
17	0,188		
18	0,188		
19	0,172		
20	0,194		



**EXPERIMENTO N°6.**

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	650	200	
<b>LINEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	92,5	T[°C]	95,5
PB1[PSI]	1490	PB1[PSI]	1490
PB2[PSI]	1497	PB2[PSI]	1495
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,161	0	0,17
1	0,162	1	0,196
2	0,168	1,3	0,275
3	0,167	1,4	0,32
4	0,165	2	1,029
5	0,17	2,05	1,450
6	0,167	2,1	2,340
7	0,162	2,15	3,8
8	0,166		
9	0,168		
10	0,17		
11	0,168		
12	0,164		
13	0,163		
14	0,162		
15	0,162		
16	0,162		
17	0,162		
18	0,163		
19	0,165		
20	0,164		

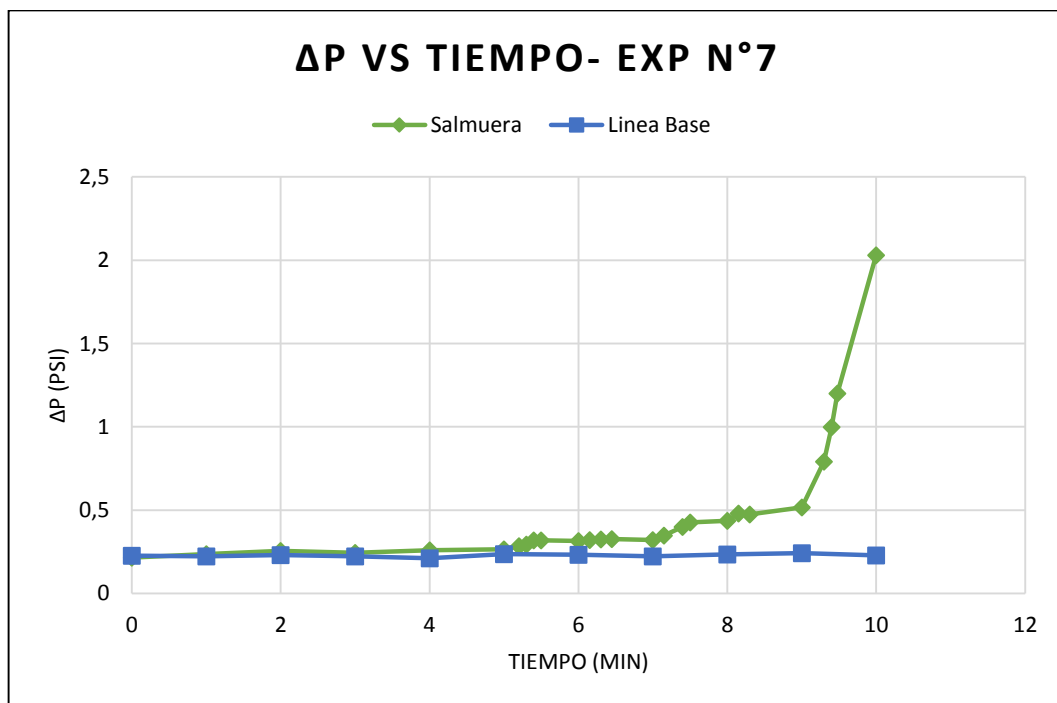


### EXPERIMENTO N°7.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	450	150	
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°C]	66,5	T[°C]	66,2
PB1[PSI]	1536	PB1[PSI]	1501
PB2[PSI]	1545	PB2[PSI]	1510
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,226	0	0,214
1	0,223	1	0,236
2	0,231	2	0,255
3	0,223	3	0,243
4	0,211	4	0,259
5	0,235	5	0,265
6	0,232	5,2	0,283

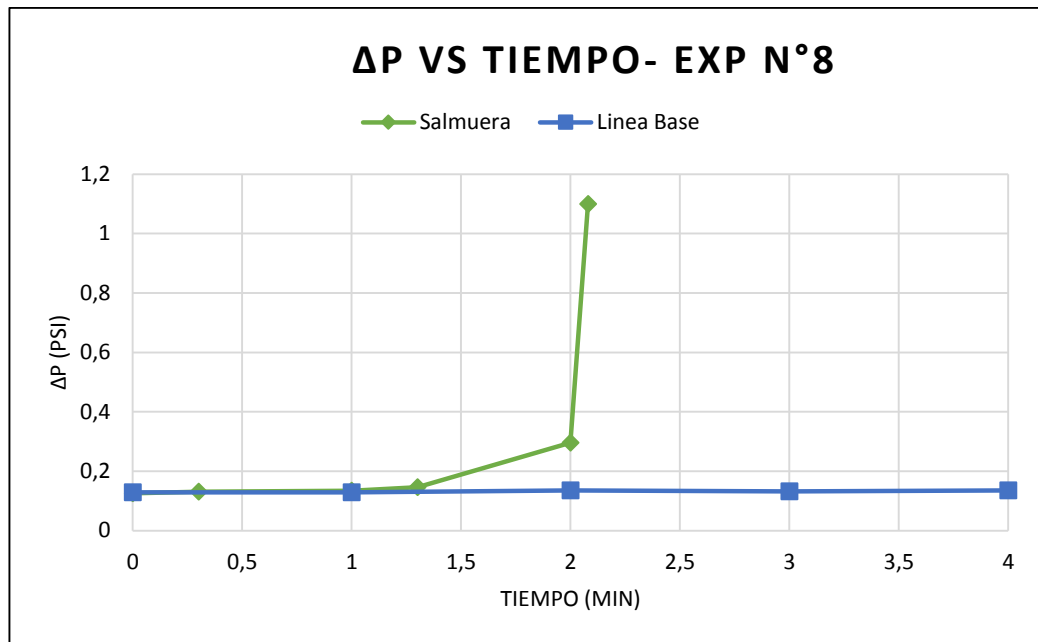
7	0,223	5,3	0,293
8	0,234	5,4	0,318
9	0,241	5,5	0,318
10	0,228	6	0,315
		6,15	0,321
		6,3	0,324
		6,45	0,326
		7	0,32
		7,15	0,348
		7,4	0,4
		7,5	0,426
		8	0,435
		8,15	0,48
		8,3	0,475
		9	0,516
		9,3	0,792
		9,4	0,999
		9,48	1,2
		10	2,031



**EXPERIMENTO N°8.**

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	450	250	
<b>LINEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	116,7	T[°C]	116,3
PB1[PSI]	1508	PB1[PSI]	1503
PB2[PSI]	1518	PB2[PSI]	1514
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,129	0	0,126
1	0,129	0,3	0,131
2	0,135	1	0,134
3	0,132	1,3	0,146
4	0,135	2	0,296
5	0,149	2,08	1,1
6	0,133		
7	0,13		
8	0,136		
9	0,131		
10	0,125		
11	0,143		
12	0,128		
13	0,134		
14	0,143		
15	0,129		
16	0,13		
17	0,122		
18	0,125		
19	0,128		
20	0,126		

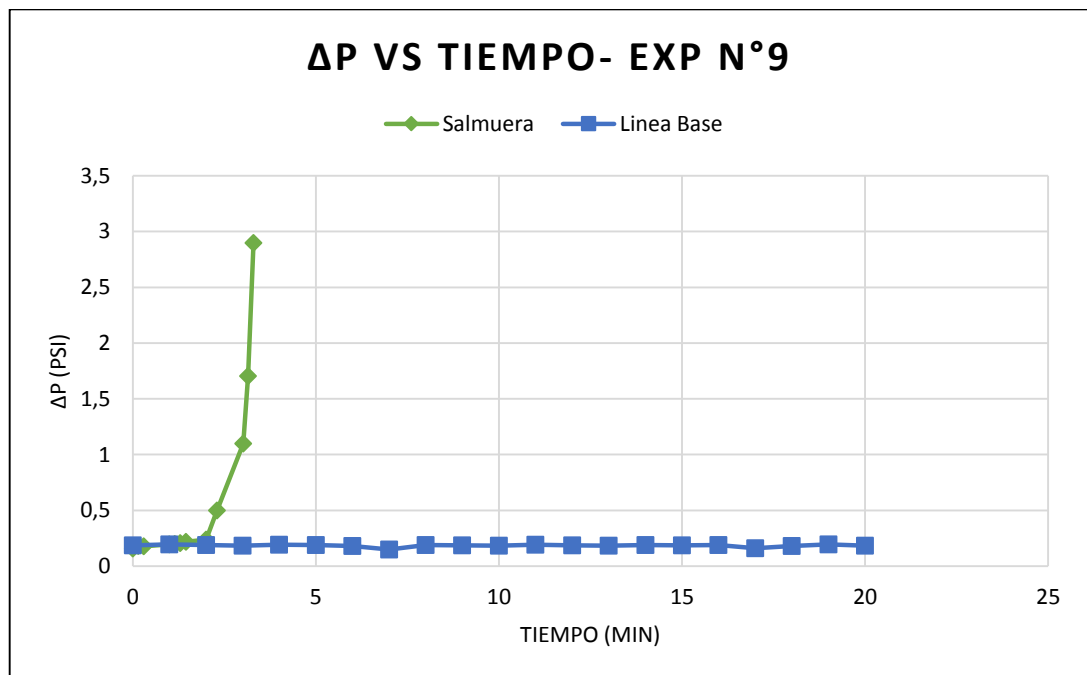


### EXPERIMENTO N°9.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]		
5500	450	200		
LINEA BASE		PRUEBA		
T[°C]	92,1	T[°C]	92,6	
PB1[PSI]	1503	PB1[PSI]	1511	
PB2[PSI]	1513	PB2[PSI]	1521	
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,186	0	0,158
1	0,196	0,15	0,18
2	0,19	0,3	0,178
3	0,185	1	0,195

4	0,191	1,15	0,197
5	0,189	1,3	0,207
6	0,181	1,45	0,218
7	0,148	2	0,238
8	0,189	2,3	0,498
9	0,186	3,02	1,1
10	0,185	3,15	1,705
11	0,192	3,3	2,897
12	0,188		
13	0,184		
14	0,19		
15	0,186		
16	0,19		
17	0,162		
18	0,18		
19	0,194		
20	0,183		

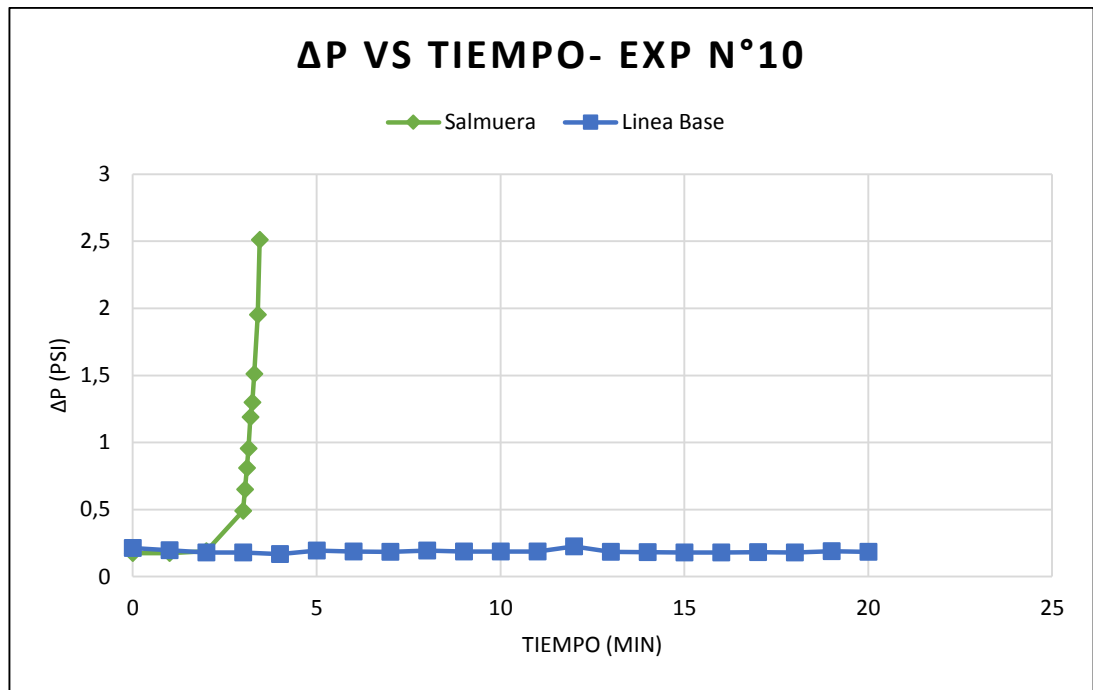


### EXPERIMENTO N°10 (REPETICIÓN).

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	450	200	
<b>LINEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	92,7	T[°C]	92,7
PB1[PSI]	1510	PB1[PSI]	1490
PB2[PSI]	1512	PB2[PSI]	1512
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

#### REPETICIÓN EXP N°9

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,213	0	0,174
1	0,197	1	0,175
2	0,18	2	0,19
3	0,18	3	0,49
4	0,169	3,05	0,65
5	0,193	3,1	0,81
6	0,188	3,15	0,955
7	0,185	3,2	1,190
8	0,195	3,25	1,299
9	0,186	3,3	1,510
10	0,188	3,4	1,952
11	0,188	3,45	2,511
12	0,226		
13	0,184		
14	0,182		
15	0,181		
16	0,18		
17	0,182		
18	0,18		
19	0,19		
20	0,185		

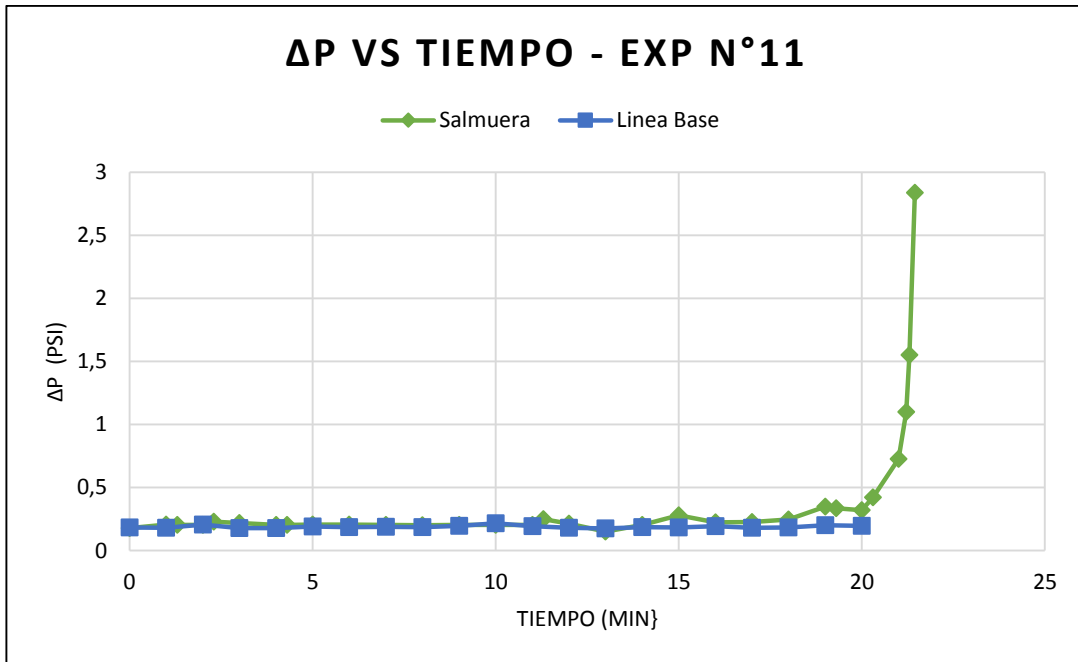


### EXPERIMENTO N°11- VALIDACIÓN N°1.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	250	175	
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°C]	79,7	T[°C]	79,7
PB1[PSI]	1501	PB1[PSI]	1512
PB2[PSI]	1510	PB2[PSI]	1523
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,184	0	0,178
1	0,182	1	0,206
2	0,207	1,3	0,204

3	0,179	2	0,205
4	0,178	2,3	0,229
5	0,19	3	0,218
6	0,187	4	0,204
7	0,188	4,3	0,203
8	0,185	5	0,206
9	0,197	6	0,206
10	0,217	7	0,205
11	0,194	8	0,202
12	0,18	9	0,203
13	0,176	10	0,204
14	0,185	11	0,203
15	0,183	11,3	0,249
16	0,194	12	0,215
17	0,182	13	0,151
18	0,184	14	0,204
19	0,202	15	0,281
20	0,196	16	0,224
		17	0,227
		18	0,247
		19	0,349
		19,3	0,336
		20	0,321
		20,3	0,422
		21	0,726
		21,21	1,1
		21,3	1,551
		21,45	2,838

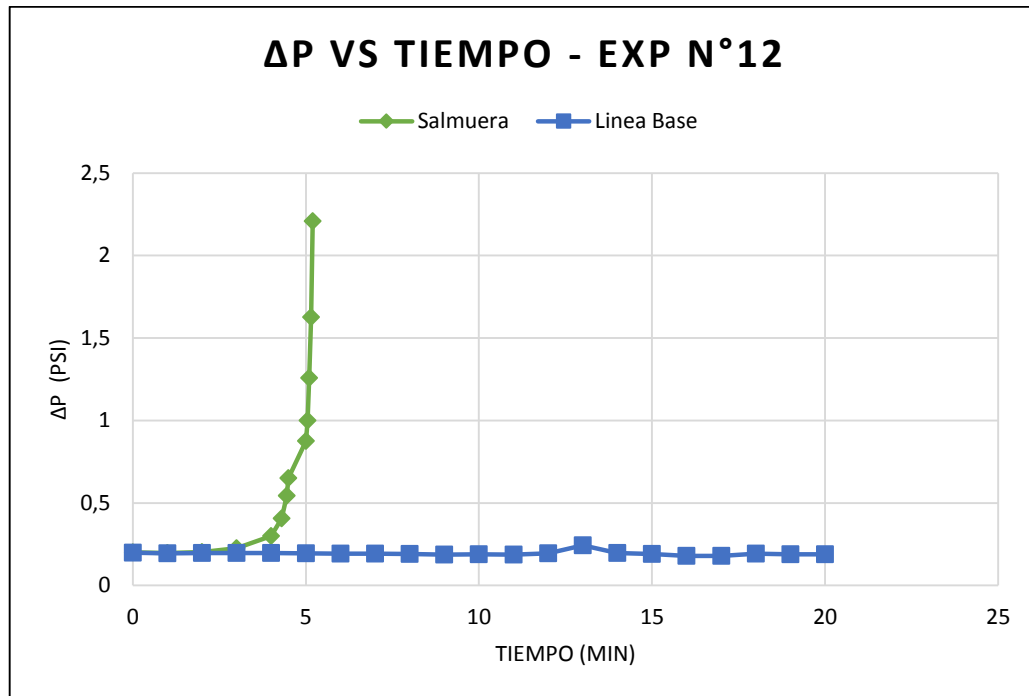


### EXPERIMENTO N°12 – VALIDACIÓN N°2.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	450	175	
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°C]	80	T[°C]	79,6
PB1[PSI]	1509	PB1[PSI]	1480
PB2[PSI]	1511	PB2[PSI]	1495
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	ΔP [psi]	TIEMPO [min]	ΔP [psi]
0	0,198	0	0,201
1	0,194	1	0,196
2	0,196	2	0,202
3	0,197	3	0,226
4	0,196	4	0,299
5	0,195	4,3	0,406

6	0,192	4,45	0,544
7	0,193	4,5	0,651
8	0,191	5	0,876
9	0,188	5,05	0,999
10	0,19	5,1	1,257
11	0,188	5,15	1,626
12	0,195	5,2	2,209
13	0,244		
14	0,197		
15	0,191		
16	0,18		
17	0,179		
18	0,192		
19	0,19		
20	0,189		



### EXPERIMENTO N°13 – VALIDACIÓN N° 3.

Salinidad [ppm]	Ca [ppm]	T [°F]	
5500	250	225	
<b>LINEA BASE</b>		<b>PRUEBA</b>	
T[°C]	104,7	T[°C]	104,9
PB1[PSI]	1491	PB1[PSI]	1490
PB2[PSI]	1498	PB2[PSI]	1502
Q[cm <sup>3</sup> /min]	3	Q[cm <sup>3</sup> /min]	3

TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]	TIEMPO [min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,168	0	0,172
1	0,165	1	0,169
2	0,173	2	0,172
3	0,166	3	0,177
4	0,159	4	0,179
5	0,157	5	0,176
6	0,156	6	0,177
7	0,156	7	0,18
8	0,156	8	0,177
9	0,158	9	0,186
10	0,152	10	0,196
11	0,149	11	0,2
12	0,152	12	0,222
13	0,154	13	0,344
14	0,154	13,4	0,48
15	0,156	13,5	0,554
16	0,158	14	0,68
17	0,158	14,1	0,829
18	0,16	14,15	1,039
19	0,162	14,45	1,490
20	0,161	14,5	2,099

### $\Delta P$ VS TIEMPO - EXP N°13

