

**DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DE CARBONATO DE
CALCIO EN EL MEDIO POROSO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

**NARDY SARAHY MATEUS JAIMES
JAVIER JOSE PACHECO ROYETH**

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

2015

**DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DE CARBONATO
DE CALCIO EN EL MEDIO POROSO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

**NARDY SARAHY MATEUS JAIMES
JAVIER JOSE PACHECO ROYETH**

**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**

Co-Director

**Raúl Andres Martínez López
Ingeniero en Petróleos
Carolina León Vanegas
Química**

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

2015

DEDICATORIA

A Dios que ha bendecido mis días y me ha dado sabiduría para alcanzar
mis metas.

A mi mayor admiración, mi madre Benilda Jaimes. Este logro es por ti, por
ser el motor de mi vida, gracias por creer en mí y por tu amor
incondicional.

A mi padre Orfilio Mateus que con sus esfuerzos y dedicación ha hecho de
mí la mujer que hoy soy.

A mis hermanas Paola Mateus y Tatiana Mateus que son parte
fundamental de mi vida y uno de los regalos más hermosos que Dios me
dió.

A mis bebés Steven y Oscar por hacer de mi la tía más feliz y afortunada.

A mis amigos y hermanos de vida, Javier Pacheco y Daniela Daza porque
me han enseñado que todo es posible cuando se cree en Dios.

A Kevin Revuelta por brindarme su compañía en estos últimos años, por
convertirse en mi apoyo y mi cómplice en este camino.

A mis amigos Natalia Estévez, Paula Galvis, Laura Zambrano, Camila
Traslaviña, Jeimy Riveros, Camila Perdomo, Jessica Franco, María Ramírez,
Raúl Galvis, Camilo Fonseca, quienes me han enseñado el verdadero
sentido de la amistad.

Sarahy Mateus Jaimes.

DEDICATORIA

A Dios que me iluminó y fortaleció para alcanzar este triunfo que muchas veces pensé sería difícil lograr.

A mi madre Sixta Royeth, que sin importar las circunstancias duras que vivimos jamás dejó de luchar y expresar cuán grande era su amor por mí. Gracias madre porque eres mi fuerza y motivación para salir adelante y continuar venciendo obstáculos juntos a pesar de la distancia, jamás te olvidaré porque sería quitarle el sentido a mi vida. Muchos son los sentimientos que quiero expresar pero no me sería suficiente las páginas para expresar todo lo que siento. Te amo madre.

A la familia Rangel Rondón y Fonseca Corredor por acogerme y brindar apoyo en todo sentido, por la compañía, el aprecio, la confianza, infinitas gracias y bendiciones.

A Sarahy Mateus por apoyarme y acompañarme siempre, porque tuvo fe en mí y por el sabio consejo oportuno.

A mis amigos: Laura Zambrano, Natalia Estévez, Marcela coronado, Edinson Rangel, Effer Páez, Héctor Pana, Paula Galvis, Jeimy Riveros, Raúl Galvis, porque el viento se podrá llevar muchas palabras pero todo lo que me aconsejaron estará para siempre en mi alma sin que el viento lo haga desaparecer. Gracias.

A las docentes Rosalba Osorio y Martha Vitalia, porque sus consejos fueron pieza clave para luchar y confiar que podía alcanzar este logro con la ayuda de Dios.

Javier José Pacheco Royeth.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto de grado expresamos de manera formal nuestra gratitud a todos aquellas personas que hicieron parte de este proceso. Sinceros agradecimientos a:

- M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Director del proyecto, por su apoyo, aportes, orientación y exigencia.
- M.Sc. Hernando Buendía, Director de Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación, por su disposición, colaboración y sugerencias durante el desarrollo de nuestro proyecto.
- Ing. Raúl Andrés Martínez, co-director del proyecto, por su compromiso y respaldo diligente ante las inquietudes y necesidades presentadas.
- Qca. Carolina León Vanegas, co-directora del proyecto, por su entera disposición y acompañamiento durante el trabajo realizado en el laboratorio.
- Universidad Industrial de Santander sede principal y sede Socorro, por la formación profesional y moral que nos brindó.
- Todo el personal de laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación de la sede Guatiguará, por su colaboración.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DAÑO A LA FORMACIÓN.....	19
1.1. DAÑO EN EL MEDIO POROSO	21
1.2. GENERALIDADES DE PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS ...	22
1.2.1. Origen de las incrustaciones.....	23
1.2.2. Mecanismos de precipitación de escamas.....	24
1.3. CARBONATO DE CALCIO (CaCO ₃)	25
1.3.1. Factores que influyen la solubilidad del CaCO ₃	26
1.4. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES	27
2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS Y DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL	29
2.1. CONDICIONES FISICOQUIMICAS DE LA SALMUERA	29
2.2. SELECCIÓN DE VARIABLES A INCORPORAR EN EL MODELO EXPERIMENTAL	30
2.3. DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL	31
2.3.1. Preparación de la Salmuera Sintética.....	33
2.3.2. Pruebas preliminares.	34
2.3.2.1. Conductividad	34
2.3.2.2. pH.	34
2.3.2.3. Densidad.....	35
2.4. COIL TUBING SYSTEMS (CTS)	37
2.5. PRUEBAS EXPERIMENTALES	37

3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN PARA DETERMINAR EL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DE CaCO_3	39
3.1. ANÁLISIS Y RESULTADOS	39
3.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO	44
3.3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN	45
3.4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....	46
4. CONCLUSIONES	47
5. RECOMENDACIONES.....	48
BIBLIOGRÁFICAS.....	49
ANEXOS.....	52

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Valores de daño a la formación.	20
Tabla 2. Tipo de escamas inorgánicas.	23
Tabla 3. Factores a incorporar en el modelo experimental.	30
Tabla 4. Variables y niveles del diseño experimental.	31
Tabla 5. Matriz del diseño experimental.	32
Tabla 6. Cantidad de reactivos utilizados para la preparación de la salmuera.	33
Tabla 7. Mediciones de conductividad.	34
Tabla 8. Peso y volumen de los picnómetros.....	36
Tabla 9. Mediciones de densidad.	36
Tabla 10. Resultados de las pruebas en el equipo CTS.	38
Tabla 11. Tiempos de depositación de CaCO_3 en función del caudal y la temperatura.....	39
Tabla 12. Tabla de ANOVA.	45
Tabla 13. Resultados prueba de validación en el equipo CTS.	46

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.	20
Figura 2. Espacio poroso en la roca.	22
Figura 3. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.	24
Figura 4. Factores necesarios para la cristalización de escamas	25
Figura 5. Salmueras (Solución Catiónica y Aniónica).	33
Figura 6. Conductímetro.	34
Figura 7. pH-metro.	35
Figura 8. Balanza y picnómetro.	36
Figura 9. Equipo Coil Tubing Systems (CTS).	37
Figura 10. Tiempo de depositación en función del caudal a temperatura constante de 250°F.	40
Figura 11. Tiempo de depositación en función del caudal a temperatura constante de 200°F.	40
Figura 12. Tiempo de depositación en función del caudal a temperatura constante de 150°F.	41
Figura 13. Tiempo de depositación en función de la temperatura a caudal constante de 5 cc/min.	41
Figura 14. Tiempo de depositación en función de la temperatura a caudal constante de 4 cc/min.	42
Figura 15. Tiempo de depositación en función de la temperatura a caudal constante de 3 cc/min.	42
Figura 16. Diagrama de Pareto estandarizada para el tiempo.	44

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Datos de las pruebas experimentales	52

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO EN EL MEDIO POROSO DE UN CAMPO COLOMBIANO* .

AUTORES: NARDY SARAHY MATEUS JAIMES
JAVIER JOSE PACHECO ROYETH**

PALABRAS CLAVES: Carbonato de Calcio, Precipitación de Carbonato de Calcio, Depositación de Carbonato de Calcio, Escamas inorgánicas, Medio poroso.

CONTENIDO: Las escamas inorgánicas son uno de los problemas operacionales más frecuentes asociado con el agua de producción, que reducen la permeabilidad absoluta de la formación teniendo como consecuencia, la disminución en el caudal de producción, por lo cual debe ser previsto con anterioridad para determinar la mejor estrategia de tratamiento.

Una de las líneas de investigación en la actualidad, es el tema de daño a la formación; por el hecho de que busca controlar o evitar dichos depósitos, de ahí la importancia de conocer de qué tipo de precipitado se trata y la composición fisicoquímica del agua de formación causante del problema.

Con lo anterior, se hace indispensable realizar un estudio de la cinética de la reacción del proceso de precipitación y depositación de CaCO_3 , de las propiedades y los factores que influyen en el mismo, con el interés de construir un diseño experimental a escala de laboratorio y su posterior análisis estadístico para el desarrollo de una correlación que describa el proceso de depositación de Carbonato de Calcio durante el flujo en el medio poroso.

El diseño experimental se construyó a partir del Software Statgraphics Centurion XV y las pruebas experimentales establecidas por este se desarrollaron en el equipo Coil Tubing Systems (CTS) ubicado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatuará de la Universidad Industrial de Santander.

La correlación obtenida permite calcular el umbral de depositación de Carbonato de Calcio en función del caudal y la temperatura.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Luis Felipe Carrillo Moreno.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION THRESHOLD DEPOSITION OF CALCIUM CARBONATE IN POROUS MEDIA OF A COLOMBIAN FIELD*.

AUTHORS: NARDY SARAHY MATEUS JAIMES
JAVIER JOSE PACHECO ROYETH**

KEYWORDS: Calcium carbonate, calcium carbonate precipitation, Deposition of calcium carbonate, inorganic scales, porous media.

CONTENT: The inorganic scales are one of the most frequent operational problems associated with water production, that reduce the absolute permeability of the formation having as consequence a decrease in the production rate, so should I be provided in advance to determine the best treatment strategy.

One line of research today is the issue of formation damage; by the fact that seeks to control or prevent such deposits, hence the importance of knowing what kind of precipitate is treated and the physico-chemical composition of formation water causing the problem.

With this, it is necessary to realize a study of the reaction kinetics of the process of precipitation and deposition of CaCO_3 , properties and factors that influence it, in the interest of developing an experimental design laboratory scale and subsequent statistical analysis for the development of a correlation that describes the process of deposition of calcium carbonate during flow in porous media.

The experimental design was developed from the software Statgraphics Centurion XV and experimental tests established this, the equipment developed in Coil Tubing Systems (CTS) on the Petrophysical Laboratory Analysis and formation damage in the technological park of Guatiguará of the University Industrial of Santander.

The correlation obtained to calculate the threshold deposition of calcium carbonate function of rate and temperature.

* Thesis Degree.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Luis Felipe Carrillo Moreno.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas operacionales frecuentes en la producción de los campos petroleros se debe a la precipitación de escamas orgánicas e inorgánicas, que reducen la permeabilidad absoluta de la formación teniendo como consecuencia, la disminución en el caudal de producción y por ende afectando de manera directa los ingresos de las empresas ya que la solución a este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares en términos de mantenimiento y pérdidas de ganancia.

Una de las líneas de investigación en la actualidad, es el tema de daño a la formación; por el hecho de que busca controlar o evitar dichos depósitos, de ahí la importancia de conocer de qué tipo de precipitado se trata y la composición fisicoquímica del agua de formación causante del problema.

Con base en esto, en el presente trabajo se realizó un modelo experimental y su posterior estudio de los datos de laboratorio, con el fin de desarrollar una correlación para determinar el umbral de deposición de Carbonato de Calcio en el medio poroso.

En el capítulo uno se presenta los escenarios asociados a los tipos daño a la formación, generalidades de precipitación de escamas inorgánicas, definición, origen y mecanismos de deposición de Carbonato de Calcio.

En el segundo capítulo se presenta la selección de parámetros relevantes del problema en estudio. Además del desarrollo del modelo experimental, la descripción del equipo de laboratorio Coil Tubing Systems (CTS) y la caracterización fisicoquímica de la salmuera sintética necesaria para las pruebas.

En el tercer capítulo se lleva a cabo un análisis de los resultados obtenidos y se presenta el desarrollo de la correlación que permite determinar el umbral de deposición de Carbonato de Calcio en el medio poroso.

1. GENERALIDADES DAÑO A LA FORMACIÓN

Bennion¹ investigó y concluyó que el daño a la formación se presenta en zonas cercanas al pozo y su radio de invasión que depende de las características de la formación. El daño a la formación puede estar definido como la disminución de flujo de un pozo debido al efecto negativo sobre la permeabilidad relativa de la formación, evidenciando una caída de presión en las cercanías del pozo y una disminución durante la producción del mismo. Esta caída de presión en la zona alterada (ΔP_s) es la diferencia entre la presión actual del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiese el daño (Fig. 1) y esta descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_s = 141,2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

S= daño de la formación, K = permeabilidad (mD), B = factor volumétrico de la formación (RB/STB), h = espesor (ft), μ = viscosidad (cp), q= tasa de producción (STB/d).

¹ CARO Ospino, TEDDYS Guillermo. "Aspectos generales del daño de formación por depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleos". 2009.

Los mecanismos que causan daño se clasifican en:

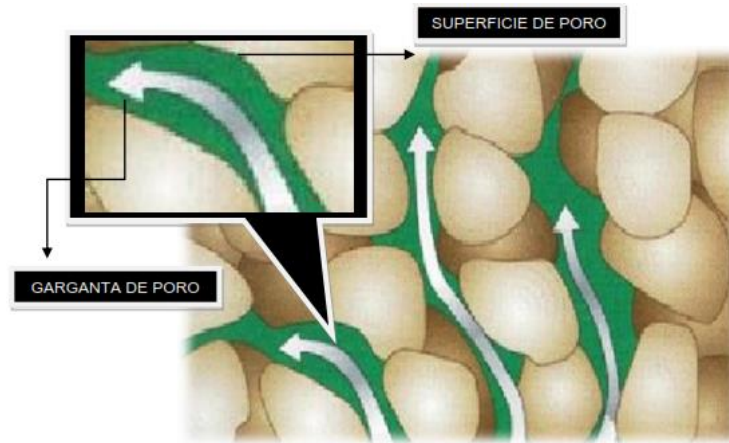
- Daño a la permeabilidad absoluta: las partículas se encuentran ocupando parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por presencia de arcillas y finos de la misma formación, incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos y parafinas) y sólidos de fluidos de perforación o de completamiento.
- Cambio a la permeabilidad relativa: este tipo de daño es generado por los cambios en la mojabilidad al aceite por una formación mojada por agua y cambios en la saturación de fluidos.
- Alteración de la viscosidad: el aumento de viscosidad dificulta el transporte de los fluidos, esto se debe a la formación de emulsiones y/o adición de polímeros.
- Depósitos de los orgánicos: presencia de incrustaciones como Carbonato de Calcio (CaCO_3), Sulfato de Bario (BaSO_4), entre otras.

1.1. DAÑO EN EL MEDIO POROSO

Distintos procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos se presentan en el medio poroso, ocasionados por la interacción entre el fluido invasor con el yacimiento, que conlleva a la migración y depósitos de partículas finas, generación, movilización, precipitación de material orgánico e inorgánico, los cuales son causantes del daño a la formación². Los canales de flujo del medio poroso se bloquean eventualmente debido a la liberación y depositación de las partículas causando una disminución en la tasa de producción. Las partículas se depositan en la superficie de poro o garganta de poro, como se observa en la Figura 2:

² RESTREPO Gómez Karin Lorena, SANTAMARÍA Garza Carlos Hernán. "Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte".2006.

Figura 2. Espacio poroso en la roca.



Fuente. Modificada de www.ucm.es

1.2. GENERALIDADES DE PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Las escamas inorgánicas son incrustaciones resultantes de la precipitación de iones minerales productos del agua de formación que se encuentra asociado a factores como mezcla de aguas incompatibles (agua de formación y fluidos de inyección) y cambios en la presión y temperatura. Estas incrustaciones pueden acumularse en la matriz cerca al pozo, empaques de gravas, poros y tuberías, obstruyendo el flujo del fluido. Existen diferentes compuestos químicos provenientes de minerales como se observa en la Tabla 2, los cuales determinan de alguna manera la formación de escamas.

Tabla 2. Tipo de escamas inorgánicas.

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
Oxido de Hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Oxido de Hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de Magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depósitos insolubles en ácido		
Sulfato de Calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de Calcio hidratado	CaSO ₄ · 2H ₂ O	Yeso
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Celestina
Sulfato de Bario - Estroncio	BaSr(SO ₄) ₂	-

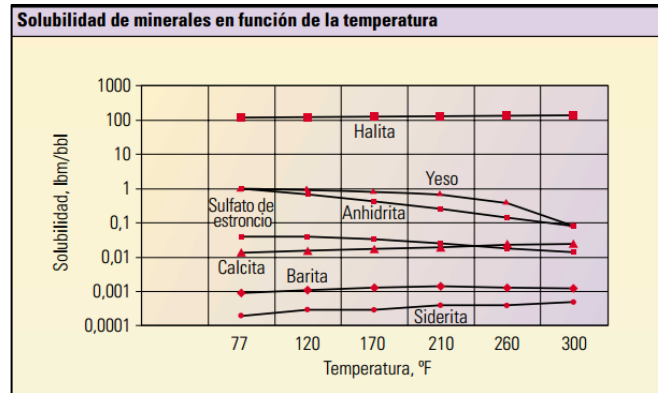
Fuente: M.Sc. Luis Felipe Carrillo. Material curso daño a la formación. 2013.

1.2.1. Origen de las incrustaciones. Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, formando depósitos sólidos debido a la unión y precipitación de los iones. Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes, aglomerándose hasta formar incrustaciones o costras. Las incrustaciones que se forman en poco tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parecen roca adherida a la tubería con lo cual se hace muy difícil su remoción.³

Las solubilidades de los minerales dependen directamente de los cambios en temperatura y presión (ver Fig 3).

³ CASTRO Henry Fernando, GAMEZ Christian José. "Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del Campo Cantagallo". Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

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



Fuente: CRABTREE, Mike. 1999. Lucha contra las incrustaciones – remoción y prevención. Oilfield review. Volumen 11 (3), páginas 30-49.

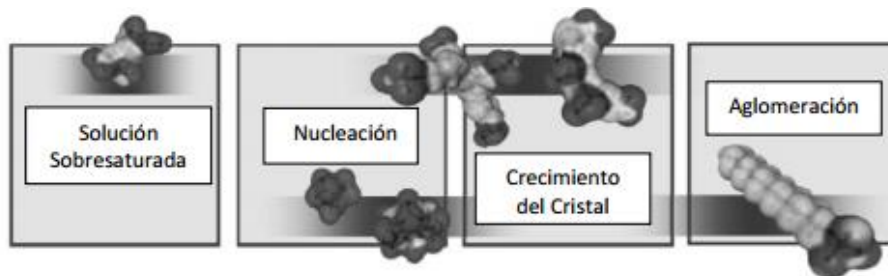
1.2.2. Mecanismos de precipitación de escamas. El proceso de cristalización de una escama se divide en cuatro etapas:

- **Supersaturación:** condición donde la concentración de sal excede su solubilidad en agua, causando un cambio en el equilibrio. Los factores que regulan la sobresaturación de una solución son las fluctuaciones de temperatura y pH, tamaño de las partículas, reducción de la presión, mezclas de aguas incompatibles, entre otras.
- **Nucleación:** ocurre en un fluido sobresaturado y consiste en la formación del cristal. Se rige bajo las reglas de etapas de Ostwald, que establece conexión entre velocidades de nucleación de las diferentes morfologías y sus densidades; implica que el más denso, menos soluble, es más estable; de ahí que la Calcita es la forma cristalina del Carbonato de Calcio más estable en comparación con la Aragonita.
- **Crecimiento del cristal:** los cristales son formados por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos. El crecimiento de los

núcleos origina partículas mayores y se da principalmente por la difusión de las sustancias hacia la superficie, seguida de su deposición.

- **Aglomeración:** los cristales se agrupan cuando se encuentran en un contacto estable por medio electrostático o interacciones Van der Waals⁴. En algunos casos el sólido inicial formado por precipitación no es el más estable, en este caso a lo largo de un periodo de tiempo la estructura cristalina del precipitado puede cambiar a de la fase estable. El tamaño del cristal aumenta con el precipitado debido a que la solución todavía está sobresaturada y de esta manera se da la maduración.

Figura 4. Factores necesarios para la cristalización de escamas



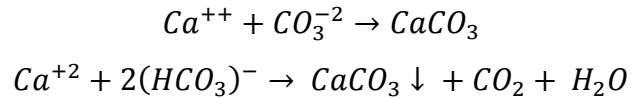
Fuente: Modificado. GLOEDE Matthias, “A new theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization process out aquatic solution and the effect of impurities on it.” NACE International, 2007.

1.3. CARBONATO DE CALCIO (CaCO₃)

Incrustaciones de Carbonato de Calcio es la más frecuente encontrada en la industria del petróleo. El tamaño de los cristales formados por el Carbonato de Calcio es considerable, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos, son de apariencia uniforme.

⁴ “Fuerzas Van der Waals, son fuerzas débiles de atracción existentes entre las moléculas, existen fuerzas de dispersión que ocurren entre moléculas no polares y otras de tipo son atracciones dipolo-dipolo que ocurre entre polos opuestos de las moléculas polares”.

El Carbonato de Calcio puede ser formado por la combinación del ion Calcio con el ion Carbonato o Bicarbonato.



1.3.1. Factores que influyen en la solubilidad del $CaCO_3$

- **Efecto de la presión parcial del CO_2 .** La solubilidad del Carbonato de Calcio es influenciada por la presión parcial del CO_2 y la temperatura; es decir, es directamente proporcional a la presión del CO_2 , al disminuir la presión parcial del CO_2 se da lugar a la formación de Carbonato de Calcio, este efecto puede ser menos pronunciado con un incremento de la temperatura. Esta es una de las principales causas de la depositación de incrustación de la Calcita.
- **Efecto de la temperatura.** La temperatura es otro de los factores que influyen en la solubilidad de carbonato de calcio. Contrario al comportamiento de otras sales, el $CaCO_3$ llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta, fenómeno que se denomina solubilidad invertida. El agua del yacimiento disminuye su temperatura a medida que asciende a la superficie, por esta razón agua que en superficie puede serlo en el pozo si la temperatura de fondo es lo suficientemente alta.

La disminución de la presión es causada por la disminución de la temperatura; la disminución en la solubilidad debido a la baja presión del CO_2 es menor que el incremento en la solubilidad causado por la disminución en la temperatura.

- **Efecto del pH.** Caídas de presión disminuyen la presión parcial del CO_2 en la fase gaseosa, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. A mayor pH, mayor probabilidad que la precipitación ocurra.
- **Efecto de sales.** La presencia en la solución de sales, las cuales no contenga un ion común (ion de Calcio o ion Carbonato) tiene influencia sobre la

solubilidad del CaCO_3 porque las sales incrementan la fuerza iónica de la solución.

1.4. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

Predecir la tendencia del agua a formar incrustaciones es de vital importancia en las operaciones de los campos, de ahí que se desarrollaron diferentes métodos a partir de cálculos de solubilidad con el fin de predecir la formación de las mismas.

Índice de saturación de Langelier

Langelier propuso un método para calcular la estabilidad del agua mediante el cálculo de un “pH de saturación”, en un rango 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 y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$IS = \text{pH} - \text{pH}_s \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

IS: Índice de saturación

pH: pH real del agua de formación

pH_s: pH si el agua está saturada con CaCO_3

$$\text{pH}_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad \text{Ec. 3}$$

A: $13,12 \cdot \text{Log} (^\circ\text{C} + 273) + 34,55$

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

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

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

Un $IS < 0$, indica que el agua es corrosiva y disolverá las incrustaciones de Carbonato de Calcio. Un $IS > 0$, indica que el agua está sobresaturada y puede precipitar $CaCO_3$.

Método de Stiff y Davis

Stiff y Davis en 1952 descubrieron que la ecuación de Langelier para predecir la tendencia del agua a depositar Carbonato de Calcio no era aplicable a aguas que tuvieran concentraciones de sólidos mayores a 4000 ppm. Determinaron un valor de K en la ecuación de Langelier y desarrollaron un método empírico para predecir la depositación de $CaCO_3$ en aguas con concentraciones altas de sal mediante la siguiente ecuación:

$$IS = pH - (K + pCa^{2+} + pAlk) \quad \text{Ec.4}$$

Donde:

IS: Índice de estabilidad

pH: pH actual del agua

K: Constante empírica en función de la solubilidad, compresión, fuerzas iónicas y temperatura del agua

pCa^{2+} : Menos logaritmo de la concentración de los iones Calcio (moles/l)

$pAlk$: Menos logaritmo de la alcalinidad total, eq/l

Un $IS < 0$, indica que el agua no se encuentra saturada con $CaCO_3$. La formación de incrustaciones es poco probable. Un $IS > 0$, indica que el agua está sobresaturada con $CaCO_3$ y tiene tendencia incrustante. Un $IS = 0$, indica que el agua está en equilibrio con el $CaCO_3$.

2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS Y DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL

En este capítulo se seleccionan las variables con mayor influencia en la depositación del CaCO_3 y se construye el diseño experimental para el posterior desarrollo de las pruebas de laboratorio, mediante el uso del equipo Coil Tubing System (CTS) ubicado en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación sede Guatiguará – UIS; el cual estará descrito en el presente capítulo.

2.1. CONDICIONES FISICOQUIMICAS DE LA SALMUERA

Las condiciones del agua de formación utilizada en las pruebas de laboratorio, corresponde a un caso base realizado en el módulo de inhibición del proyecto de Sinergia, en el cual se prepararon salmueras de diferente composición química a condiciones de fondo, con el fin de identificar cuáles de estas presentaban tendencia incrustante de Carbonato de Calcio. Adicionalmente es necesario resaltar que en dichas salmueras tanto catiónicas como aniónicas se debió utilizar el doble de la cantidad de reactivos para que al diluirse las dos corrientes en el equipo se logre conservar la siguiente concentración; Ca: 550 mg/L y HCO_3^- : 1045.5 mg/L.

Las condiciones termodinámicas en nuestro caso de estudio son condiciones promedio de yacimientos de campos Colombianos por lo cual se estableció una presión de 2000 psi y un rango de temperatura entre 150°F y 250°F.

2.2. SELECCIÓN DE VARIABLES A INCORPORAR EN EL MODELO EXPERIMENTAL

Con base en la búsqueda bibliográfica descrita en el primer capítulo y el conocimiento de las variables que pueden ser manejadas por en equipo CTS, se incorpora la termodinámica del sistema (T, P, pH y []) y la cinética de la reacción; se establece en la Tabla 3, los factores y su condición dentro del modelo experimental que se pretende construir para determinar el umbral de depositación de Carbonato de Calcio en el medio poroso.

Tabla 3. Factores a incorporar en el modelo experimental.

FACTORES	CONDICIÓN
Tiempo	RESPUESTA
Temperatura	Controlada
Caudal	Controlada
Concentración de iones	Constante
Presión	Constante

La Tabla muestra los factores a considerar en la construcción del modelo experimental:

- El tiempo (t) se incorpora al modelo experimental como variable de respuesta, para determinar el umbral de depositación del Carbonato de Calcio.
- La temperatura (T) se trabajara en tres niveles, los cuales se controlan mediante el horno de equipo CTS.
- El caudal (Q) se trabajará en tres niveles, los cuales se controlan mediante las bombas del equipo CTS, constituye una variable fundamental en la correlación, dado que es de los factores poco explorados en la literatura y según se presume es de vital importancia en el proceso de precipitación y depositación de escamas en el medio poroso.
- El pH es un factor importante en el proceso de precipitación debido a que influye directamente en la solubilidad de Carbonato de Calcio y por ende en

tiempo de depositación, por esta razón se decide no realizar un ajuste del pH para nuestro caso de estudio.

Según la influencia de cada uno de los parámetros mencionados anteriormente, las variables a incorporar en el modelo experimental son: temperatura, caudal, tiempo; con condiciones de presión y composición química constantes.

2.3. DESARROLLO DEL MODELO EXPERIMENTAL

Luego de la selección las variables a incorporar en el modelo, se realizó un diseño experimental factorial multinivel a partir del software Statgraphics Centurion XV, que consistió en 18 experimentos (9 pruebas y sus respectivas replicas). Las variables estudiadas y la matriz del diseño se presentan en las Tablas 4 y 5 respectivamente.

Tabla 4. Variables y niveles del diseño experimental.

FACTOR	NIVELES		
	-1	0	1
Temperatura °F	150	200	250
Caudal cm ³ /min	3	4	5

Tabla 5. Matriz del diseño experimental.

CORRIDA	BLOQUE	CAUDAL (cm³/min)	TEMPERATURA(°F)
1	1	5.0	200
2	1	4.0	200
3	1	5.0	250
4	1	5.0	150
5	1	3.0	200
6	1	3.0	250
7	1	4.0	250
8	1	4.0	150
9	1	3.0	150
10	2	5.0	150
11	2	4.0	200
12	2	5.0	200
13	2	3.0	200
14	2	4.0	250
15	2	5.0	250
16	2	4.0	150
17	2	3.0	250
18	2	3.0	150

Los caudales (3, 4, 5 cm³/min) corresponden a la tasa de flujo por cada bomba del equipo CTS, siendo 6, 8 ,10 cc/min el caudal total de fluido desplazado respectivamente.

2.3.1. Preparación de la Salmuera Sintética. Se prepara salmuera a concentración de 39000 ppm tanto aniónica como catiónica, en la Tabla 6 se muestra los gramos por cada litro de agua necesarios para su preparación⁵. La Figura 5 muestra los recipientes en los que fueron almacenadas las salmueras.

Tabla 6. Cantidad de reactivos utilizados para la preparación de la salmuera.

Salmuera Catiónica		Salmuera Aniónica
NaCl [g]	CaCl ₂ ·2H ₂ O [g]	NaHCO ₃ [g]
127.37	4.03	2.88

Figura 5. Salmueras (Solución Catiónica y Aniónica).



⁵ En total se prepararon para los 18 experimentos, 10 litros de solución aniónica y 7 litros de solución catiónica.

2.3.2. Pruebas preliminares. Para verificar la preparación correcta de la salmuera, fue necesario caracterizarla mediante la medición de propiedades tales como conductividad, pH y densidad.

2.3.2.1. Conductividad: Para la medida se empleó un conductímetro de lectura digital marca Hanna. Importante tener en cuenta la temperatura de la salmuera puesto que la conductividad varía con esta. La Figura 6 muestra el instrumento de medición de este parámetro y la Tabla 7 los datos obtenidos.

Figura 6. Conductímetro.



Tabla 7. Mediciones de conductividad.

SALMUERA	Conductividad (ms/cm)
Aniónica	2.9 T= 81.9°F
Catiónica	151.6 T= 82.4°F

2.3.2.2. pH. Indica si la salmuera es ácida o básica y de esta manera poder calcular a que valor de pH hay formación de incrustaciones calcáreas. Para la medición se empleó un medidor electrónico (WTM 3210). Los valores de pH para

las salmueras aniónica y catiónica obtenidos fueron 9.1 y 5.5 respectivamente. La Figura 7 muestra el instrumento para el análisis de este parámetro.

Figura 7. pH-metro.



2.3.2.3. Densidad. Para la medición de este parámetro se utilizó el método del picnómetro. Se procede a pesar los frascos vacíos a utilizar, luego se llena completamente hasta el capilar cada uno con salmuera catiónica y aniónica y se pesan nuevamente. Mediante la diferencia entre la masa del frasco vacío y el frasco con líquido (salmuera), se determina la masa del líquido, por último se hace el cociente entre la diferencia obtenida y el volumen exacto del líquido en cada picnómetro. La Figura 8 muestra la balanza (OHASUS) y uno de los picnómetros utilizados y en las Tablas 8 y 9 se registran los datos requeridos para el cálculo de la densidad de la salmuera.

Figura 8. Balanza y picnómetro.



Tabla 8. Peso y volumen de los picnómetros.

PICNOMETRO	Peso (gr)	Volumen (mL)
Aniónica	18.4	10.2
Catiónica	23.4	24.7

Tabla 9. Mediciones de densidad.

SALMUERA	Densidad (g/cm³)
Aniónica	0.99
Catiónica	1.08

2.4. COIL TUBING SYSTEMS (CTS)

Figura 9. Equipo Coil Tubing Systems (CTS).



Se emplea para realizar pruebas de eficiencia dinámica que determinan la mínima concentración de inhibidor (MIC) y evaluar la eficiencia de este para prevenir la formación de incrustaciones. Adicional a esto el CTS nos permite simular y diferenciar el proceso de precipitación de CaCO_3 (los mecanismos de precipitación están explicados en el capítulo I) usando un agua sobresaturada y un índice de solubilidad apropiado y conocer el tiempo en donde se da la depositación a ciertas condiciones de temperatura, caudal, presión y flujo, simulando gargantas de poro mediante un capilar de 1/16 de pulgada.

2.5. PRUEBAS EXPERIMENTALES

Se realizaron los 18 experimentos especificados en el diseño experimental, cumpliendo con la condición de presión establecida y las variaciones de temperatura y caudal. En la Tabla 10 se encuentran los resultados obtenidos para cada prueba, donde se observan los diferenciales de presión (ΔP) alcanzados con

la línea base y el tiempo de depositación del Carbonato de Calcio. En el anexo B se encuentran las tablas y gráficas de los datos registrados de cada prueba.

Tabla 10. Resultados de las pruebas en el equipo CTS.

Corrida	Caudal	Temperatura	Línea Base	Salmuera	Tiempo
N°	cm³/min	°F	ΔP (psi)	ΔP (psi)	min
1	10	200	1.52	2.57	2.3
2	8	200	0.54	1.57	3.47
3	10	250	0.61	1.82	2
4	10	150	1.27	2.28	4.37
5	6	200	0.46	1.46	5.09
6	6	250	0.38	1.38	0.29
7	8	250	1.58	2.58	1.4
8	8	150	0.79	1.79	8.49
9	6	150	0.61	1.61	13.36
10	10	150	0.87	1.88	8.52
11	8	200	0.60	1.60	3.13
12	10	200	1.40	2.42	2.16
13	6	200	0.48	1.48	4.52
14	8	250	1.58	2.60	1.19
15	10	200	1.40	2.42	2.11
16	8	150	0.88	1.88	8.52
17	6	250	0.40	1.40	0.37
18	6	150	0.58	1.58	12

3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN PARA DETERMINAR EL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DE CaCO_3

Una vez realizadas las pruebas necesarias para determinar el tiempo mínimo de depositación de Carbonato de Calcio para la construcción de la correlación numérica, fue necesario el uso del software Statgraphics Centurion XV disponible en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación ubicado en el Parque Tecnológico de La sede Guatiguará en Piedecuesta.

3.1. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Al determinar el tiempo de depositación de Carbonato de Calcio en el CTS, se procedió a tabular los datos como se indica en la Tabla 11 y graficar el tiempo de depositación con respecto al cambio de caudal a temperatura constante (Figura 10, 11 y 12) y el tiempo de depositación con respecto al cambio de temperatura a caudal constante (Figura 13, 14 y 15).

Tabla 11. Tiempos de depositación de CaCO_3 en función del caudal y la temperatura

TEMPERATURA	CAUDAL	TIEMPO	TIEMPO REPLICA
250	5	2	2.3
250	4	1.4	1.19
250	3	0.29	0.37
200	5	2.11	2.3
200	4	3.47	3.13
200	3	5.09	4.47
150	5	4.37	5.17
150	4	8.49	8.52
150	3	15.12	12

Figura 10. Tiempo de depositación en función del caudal a temperatura constante de 250°F.

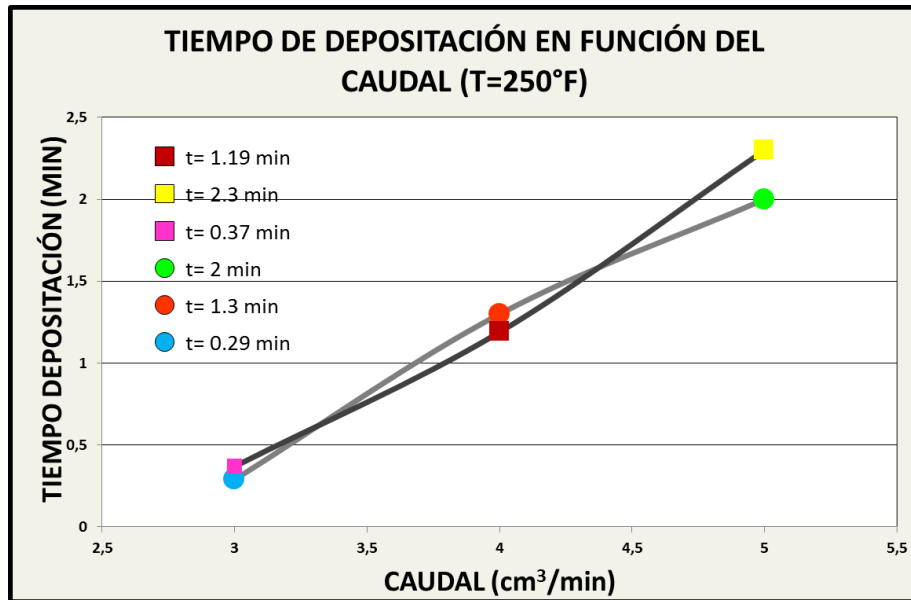


Figura 11. Tiempo de depositación en función del caudal a temperatura constante de 200°F.

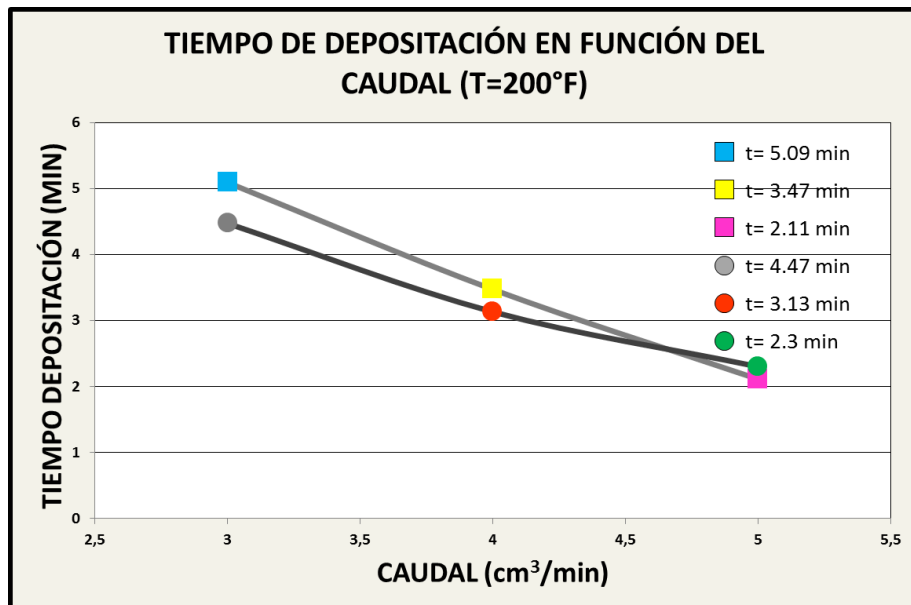


Figura 12. Tiempo de deposición en función del caudal a temperatura constante de 150°F.

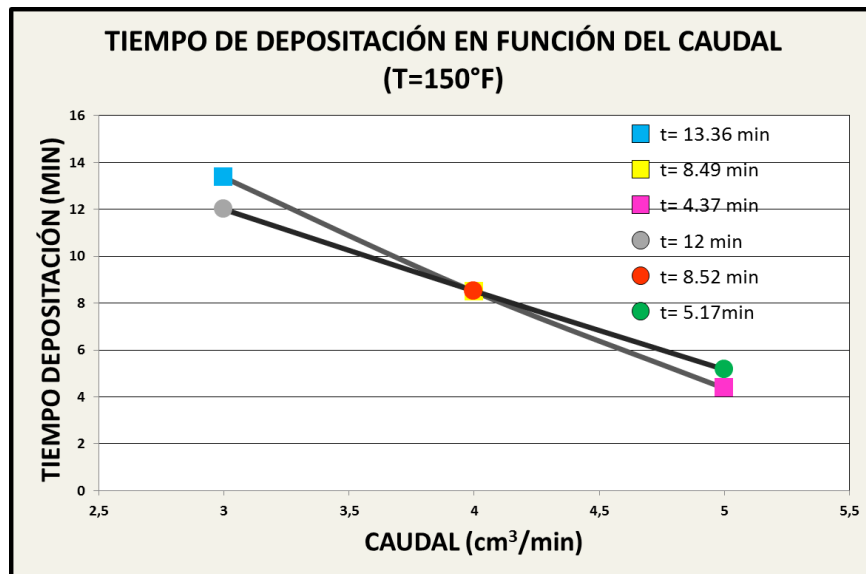


Figura 13. Tiempo de deposición en función de la temperatura a caudal constante de 5 cm³/min.

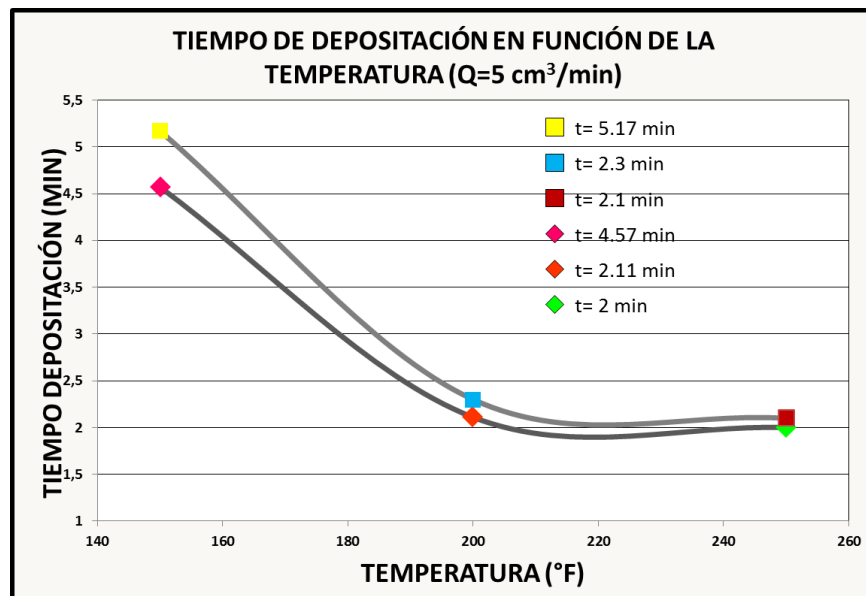


Figura 14. Tiempo de deposición en función de la temperatura a caudal constante de 4 cm³/min.

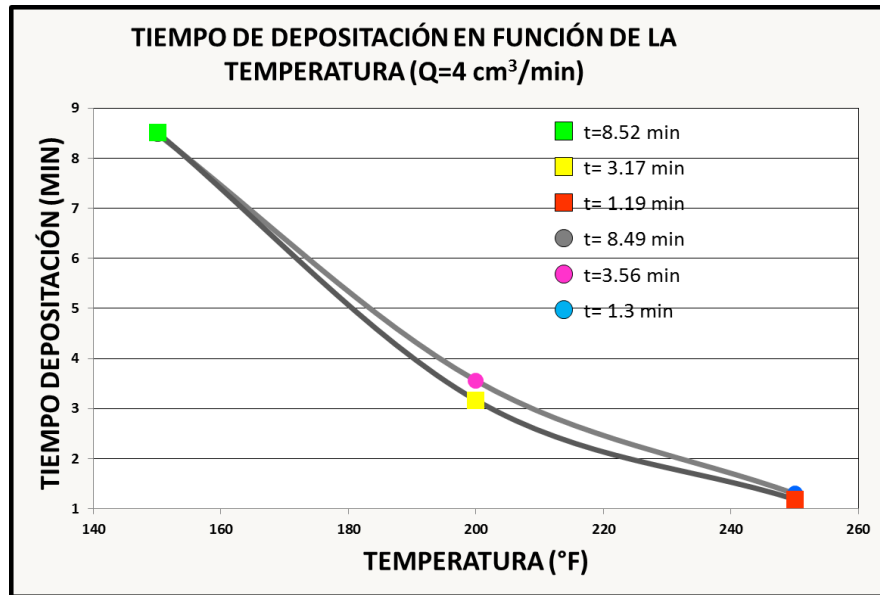
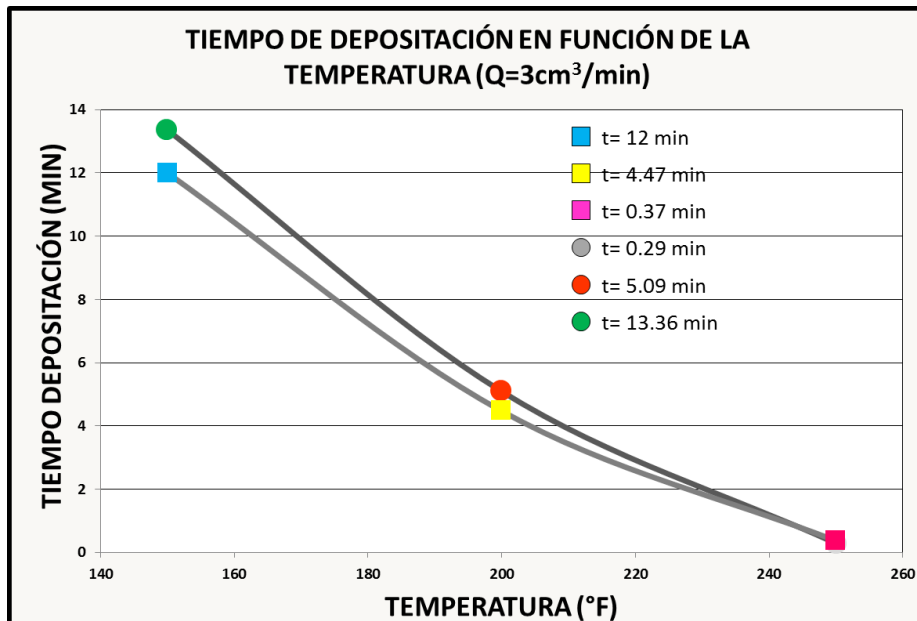


Figura 15. Tiempo de deposición en función de la temperatura a caudal constante de 3 cm³/min.



En las gráficas se observa que a una temperatura de 250 °F (ver figura 10) el tiempo de depositación aumenta a medida que aumenta el valor del caudal utilizado, esto se debe al efecto predominante de la temperatura sobre la solubilidad del CaCO_3 , ya que al disminuir su solubilidad se acelera el proceso de precipitación y en consecuencia la depositación de la escama. Es importante resaltar que este proceso de precipitación ocurre al momento de mezclarse la salmuera catiónica con la salmuera aniónica y secuencialmente los otros mecanismos de precipitación hasta que el precipitado alcance un tamaño representativo para adherirse al capilar depositándose en el mismo, cabe resaltar que estos procesos son diferentes pero ocurren de una manera secuencial; es decir, primero se da la precipitación y posterior la depositación del CaCO_3 .

Caso contrario ocurre para temperaturas más bajas de 200°F y 150°F (ver figuras 11 y 12 respectivamente), en donde la tendencia se invierte y el efecto del caudal sobre el tiempo de depositación es el que se hace significativo, para lo cual el capilar se taponan parcialmente y ocasiona una restricción o disminución del diámetro del mismo y aumenta la velocidad local en este punto creando un efecto de arrastre de los depósitos adheridos al capilar, para lo cual a un caudal bajo es decir de $3 \text{ cm}^3/\text{min}$ se arrastrarán menor cantidad de depositados y posteriormente tardará más tiempo en aglomerarse y alcanzar un tamaño representativo para depositarse nuevamente al capilar.

El efecto de estas incrustaciones puede resultar dramático e inmediato ya que ocasionan un daño a la formación que se manifiesta en la reducción de la porosidad y permeabilidad absoluta, donde las partículas depositadas ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación disminuyendo el flujo del fluido.

La cinética de la reacción nos permite conocer el tiempo de depositación de la escama inorgánica a ciertas condiciones operacionales; con los datos obtenidos y

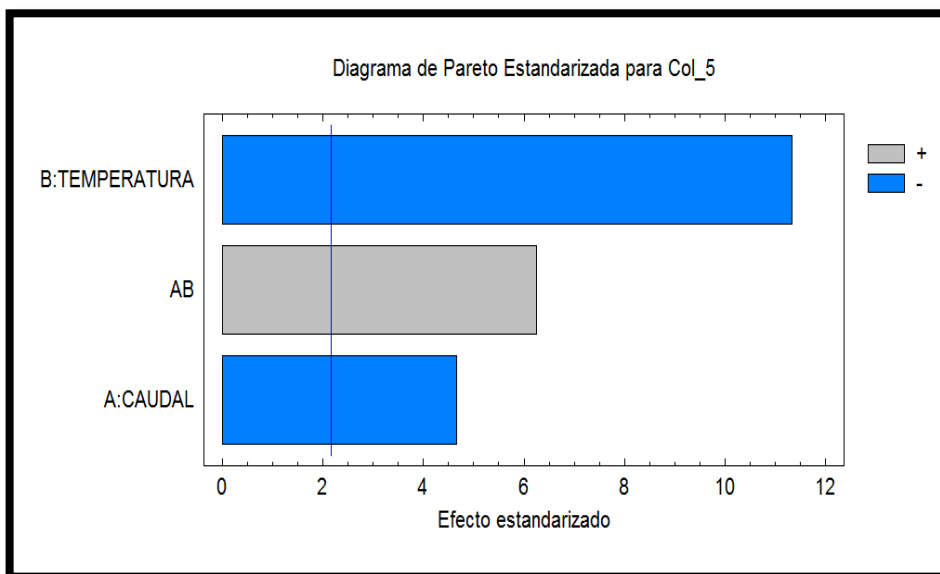
al analizar la cinética de la salmuera utilizada se pudo deducir que los cambios de temperaturas y caudales tienen un efecto significativo entre la precipitación y la depositación del CaCO_3 .

3.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

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

El diagrama de Pareto (ver Figura 16) muestra los efectos estimados de las variables y su interacción en orden de magnitud decreciente sobre el tiempo de depositación del CaCO_3 . La longitud de las barras es proporcional al efecto predominante de cada factor sobre la variable de respuesta. La línea vertical que se observa en el gráfico de Pareto indica los efectos estadísticamente significativos en un 95% en nivel de confianza.

Figura16. Diagrama de Pareto estandarizada para el tiempo.



A partir de la Tabla 12 se prueba la significancia estadística de cada efecto, en este caso tres efectos tienen un valor-P menor que 0.05 indicando que son influyentes en el fenómeno a describir; es decir, que los factores temperatura, caudal y la interacción de estos deben ser incorporados en la correlación a desarrollar.

Tabla 12. Tabla de ANOVA.

FUENTE	GI	Valor-P
A: CAUDAL	1	0.0006
B: TEMPERATURA	1	0.0000
AB	1	0.0000
ERROR TOTAL	13	
TOTAL (corr)	17	

3.3. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN

Finalmente se construyó la ecuación de regresión que se ha ajustado a los datos y a los factores que se determinaron previamente por su grado de significancia.

La correlación del modelo es;

$$t = 4179.11 - (368.958 * Q) - (17.545 * T) + (1.60125 * Q * T) \text{ [seg]}$$

En donde:

t= Tiempo de depositación (seg)

T= Temperatura (°F)

Q= Caudal (cm³/min)

3.4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Para validar la correlación obtenida se escoge una temperatura que se encuentra dentro del rango establecido para el diseño experimental (170°F) con un caudal de 5 cm³/min por bomba y presión de 2000 psi. En el capítulo 2 se especifica la composición química de la salmuera utilizada.

En la Tabla 13 se dan a conocer los datos obtenidos de la respectiva prueba.

Tabla 13. Resultados prueba de validación en el equipo CTS.

Caudal	Temperatura	Línea Base	Salmuera	Tiempo
cm ³ /min	°F	ΔP	ΔP	min
10	170	1.22	2.25	4.42

Introduciendo los datos en la correlación calculamos el tiempo experimental para dichas condiciones de caudal y temperatura:

$$t = 4179.11 - (368.958 * 10) - (17.545 * 170) + (1.60125 * 10 * 170) \text{ [seg]}$$

$$\mathbf{T_iempo = 229 \text{ seg}}$$

Obtenidos los datos experimentalmente se calcula el porcentaje de error entre el valor del tiempo experimental y el tiempo teórico arrojado por la correlación.

$$\text{Error relativo} = \frac{\text{valor teórico} - \text{valor experimental}}{\text{valor teórico}} \times 100\%$$

$$\text{Error relativo} = \frac{282 - 229}{282} \times 100\%$$

$$\text{Error relativo} = 18,7\%$$

4. CONCLUSIONES

- El tiempo de depositación de CaCO_3 en el medio poroso está en función de las variables temperatura, caudal y la combinación de las mismas.
- Se concluye que el tiempo de depositación de CaCO_3 a temperaturas altas (250 °F), ocurre en tiempos menores, debido al aumento de la velocidad en la reacción desde la precipitación hasta la depositación de la escama por efecto de la disminución de la solubilidad del CaCO_3 .
- La tendencia incrustante de CaCO_3 a temperaturas bajas (200 °F – 150 °F) y caudales bajos (3 cm^3/min) es más tardío, ya que predomina el efecto del arrastre de los cristales depositados en el medio poroso.
- Se concluye que la correlación obtenida es válida para rangos de temperatura (150 °F – 250 °F), presión constante de 2000 psi, composición química de 39000 ppm de cloruros y caudales (3 cm^3/min - 5 cm^3/min) con un coeficiente de determinación ajustado del 92.3% dentro del rango estadístico establecido por el modelo.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar un ajuste al diseño experimental con una composición físico-química del agua (5500 ppm a 15000 ppm de cloruros) para evaluar el efecto de la cantidad de precipitado sobre el tiempo de depositación del Carbonato de Calcio.
- Construir una herramienta software para calcular el tiempo de depositación y cantidad de precipitado del Carbonato de Calcio para condiciones operacionales de yacimiento.

BIBLIOGRÁFICAS

- ACHURY, Diana, MARTINEZ, Raúl. “Modelamiento de la depositación de escamas de Carbonato de Calcio en el Wellbore”. 2013.
- CARRILLO, Luis Felipe. Manual de Daño a la Formación y Petrofísica de Núcleos de Perforación.
- CHAVARRÍA, Sandra, NIÑO, Angélica. “Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo Colorado”. 2010.
- CRABTREE, Mike; ESLINGER, David; PHIL, Fletcher; MILLER, Matt, JOHNSON, Ashley, GEORGE, King, “La lucha contra las incrustaciones - Remoción y Prevención”.
- D.Graber James; R. Jangara Vamshidhar; WILLMON, Jeffery. Parameters Affecting Downhole pH.
- E. Stamatakis, A. Stubos; J. Muller. “Scale prediction in liquid flow through porous media: A geochemical model for the simulation of CaCO₃ deposition at the near-well region”.
- EIMIR, E; BEYHAN, S. Effect of Calcium Carbonate Content on Engineering Properties of Marl. 2010.
- FARUK, Civan. Reservoir Formation Damage, Fundamentals Modeling Assessment and Mitigation. Segunda edición. Elsevier. 2007.

- FREDERICK William Valone, KENNETH, Richard Skillern, “An Improved Technique For Predicting The Severity Of Calcium Carbonate”, SPE 10594. 1982.
- GOLAN, M. “Well Performance”, Prentice Hall, Englewood Cliffs, Segunda edición. 1991. Pág 127.
- GONZALES, Juan Manuel. “Daño a la formación en pozos petroleros”. 2014.
- HAMSEH, Ali Tahmasebi; RIYAZ, Kharrat, MOHAMMAD, Soltainieh, “Dimensionless correlation for the prediction of permeability reduction rate due to Calcium Sulphate scale deposition in Carbonate grain packed column”.
- Instructivo del equipo Coil Tubing Systems. Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación sede Guatimar. Universidad Industrial de Santander.
- LIZCANO, Juan Carlos, PADRÓN Robert. Evaluación del Efecto de la Depositación de Asfaltenos en el Medio Poroso a Condiciones Dinámicas para un Crudo Colombiano. 2015.
- LIZCANO, Juan Carlos, PADRON, Robert. Evaluación del Efecto de la Depositación de Asfaltenos en el Medio Poroso a Condiciones Dinámicas para un Crudo Colombiano. 2015.
- S. Ogata, S. Kawasaki, N. Hiroyoshi, M. Tsunckawa & K.Kancko. Temperature Dependence of Calcium Carbonate Precipitation. 2009.
- 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 escuela Colorado. 2012.

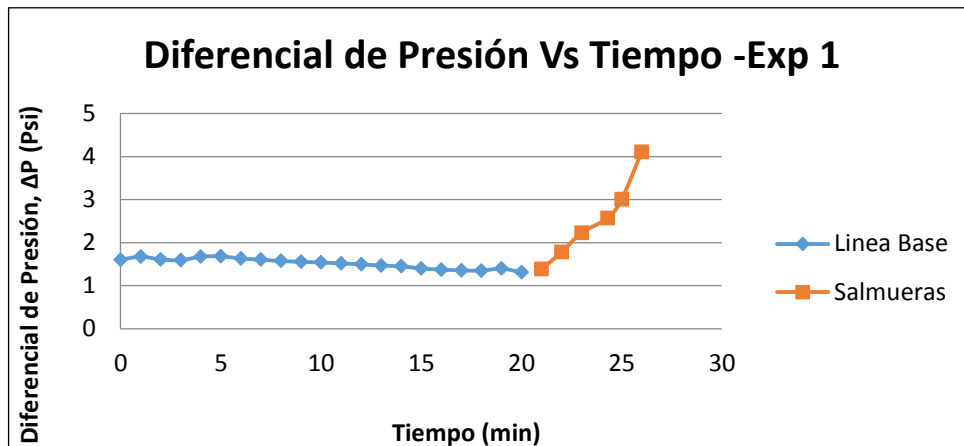
- ZIDOVEC, Davor. Dynamic Method to Measure Calcium Carbonate Scaling. 1999.

ANEXOS

Anexo A. Datos de las pruebas experimentales

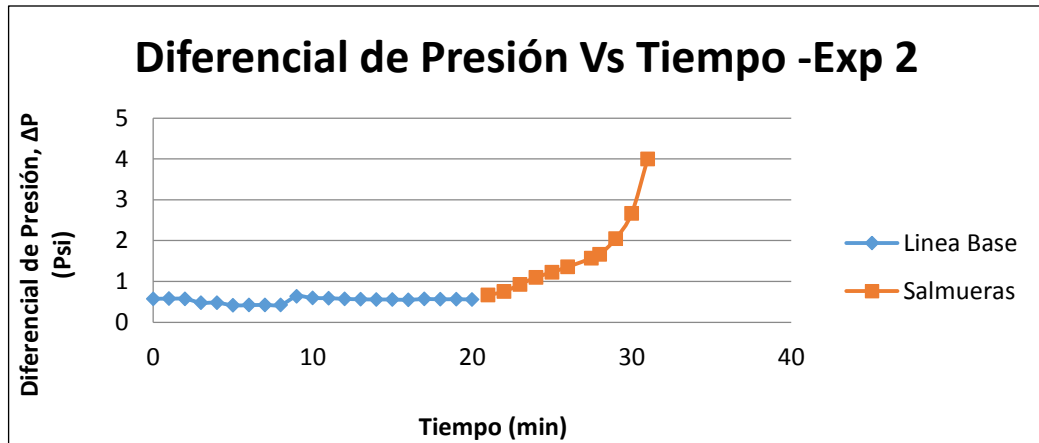
CORRIDA 1

Exp. 1			
Q= 5 cm³ /min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 91.3°C		Tfluido= 92.5 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.60	0	1.38
1	1.67	1	1.78
2	1.61	2	2.23
3	1.59	2.3	2.57
4	1.68	3	3.00
5	1.68	3.3	4.11
6	1.63		
7	1.60		
8	1.58		
9	1.55		
10	1.54		
11	1.52		
12	1.49		
13	1.47		
14	1.45		
15	1.40		
16	1.37		
17	1.36		
18	1.35		
19	1.39		
20	1.31		



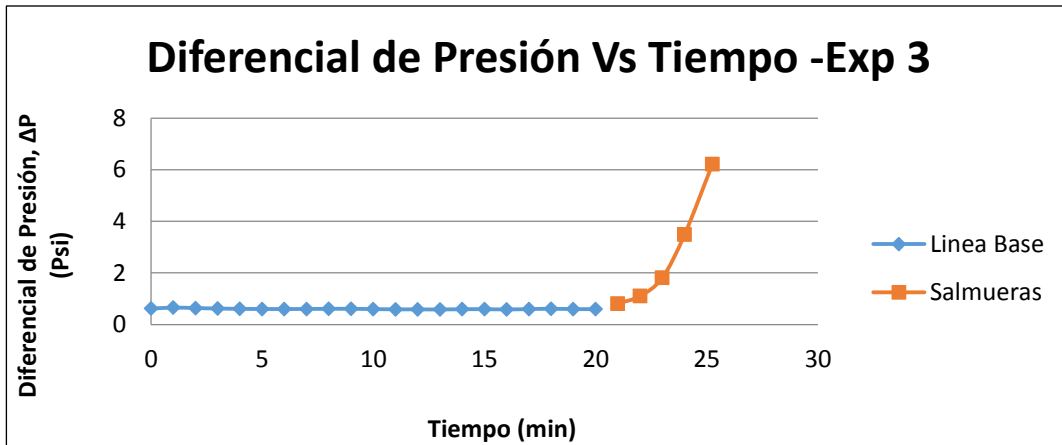
CORRIDA 2

Exp. 2			
Q= 4 cm³ /min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 95.2°C		Tfluido= 95.4 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.58	0	0.67
1	0.58	1	0.75
2	0.57	2	0.93
3	0.48	3	1.10
4	0.48	3.04	1.22
5	0.47	3.15	1.36
6	0.42	3.47	1.57
7	0.43	3.6	1.66
8	0.43	4	2.05
9	0.64	4.08	2.67
10	0.59	4.49	3.99
11	0.59		
12	0.57		
13	0.56		
14	0.56		
15	0.56		
16	0.55		
17	0.57		
18	0.56		
19	0.57		
20	0.56		



CORRIDA 3

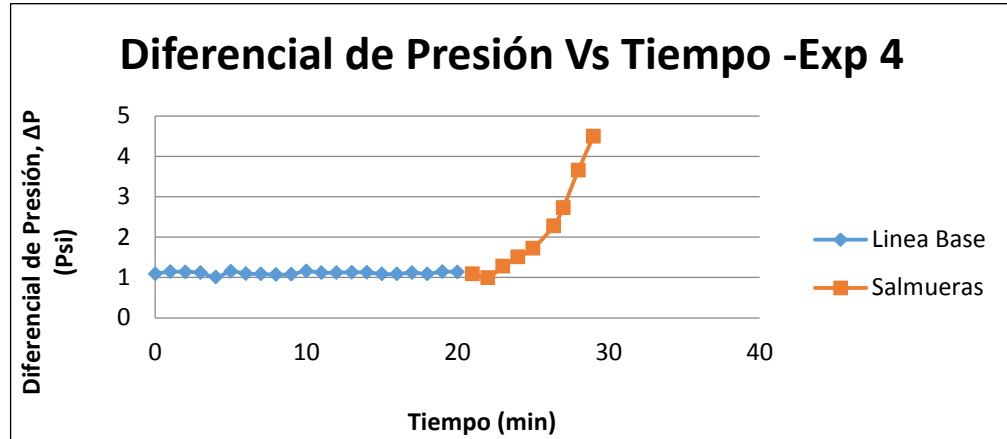
Exp. 3			
$Q = 5 \text{ cm}^3/\text{min}$	$T = 250 \text{ }^\circ\text{F}$		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 122°C		Tfluido= 120.2 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.62	0	0.82
1	0.66	1	1.10
2	0.64	2	1.82
3	0.62	3	3.49
4	0.61	3.25	6.21
5	0.60		
6	0.60		
7	0.60		
8	0.61		
9	0.61		
10	0.6		
11	0.59		
12	0.59		
13	0.58		
14	0.59		
15	0.60		
16	0.59		
17	0.6		
18	0.61		
19	0.6		
20	0.6		



CORRIDA 4

Exp. 4			
Q= 5 cm³ /min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido=66,7 °C		Tfluido= 66.1 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.09	0	1.09
1	1.14	1	0.99
2	1.14	2	1.27
3	1.12	3	1.50
4	1.01	4	1.72
5	1.15	4.37	2.28
6	1.09	5	2.73
7	1.09	6	3.66
8	1.07	7	4.49
9	1.08		
10	1.16		
11	1.12		
12	1.12		
13	1.13		
14	1.12		
15	1.09		
16	1.09		
17	1.12		
18	1.09		

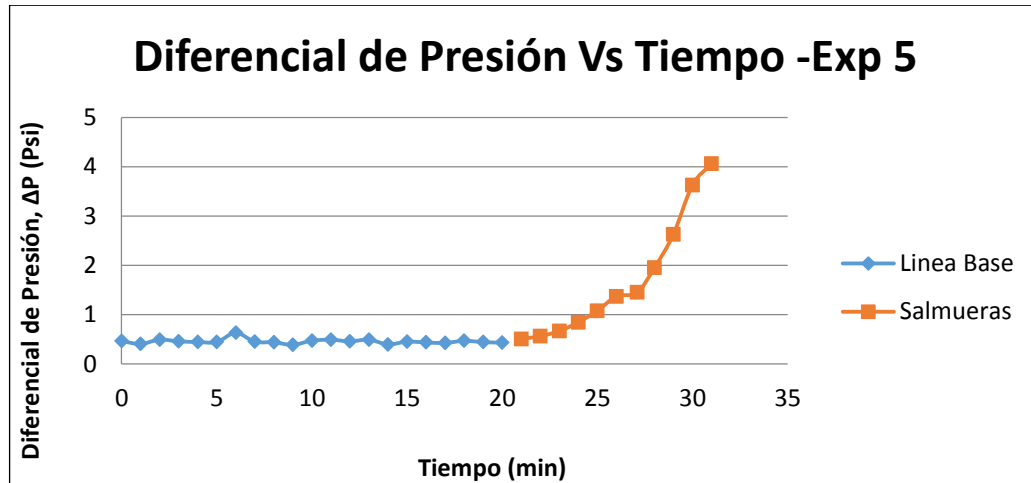
19	1.14		
20	1.13		



CORRIDA 5

Exp. 5			
Q= 3 cm ³ /min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 92.1°C		Tfluido= 92.9 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.46	0	0.51
1	0.41	1	0.56
2	0.49	2	0.67
3	0.46	3	0.84
4	0.45	4	1.08
5	0.45	5	1.37
6	0.63	5.09	1.45
7	0.45	6	1.95
8	0.44	7	2.63
9	0.39	8	3.62
10	0.47	8.55	4.06
11	0.49		
12	0.46		
13	0.49		
14	0.39		
15	0.45		
16	0.44		

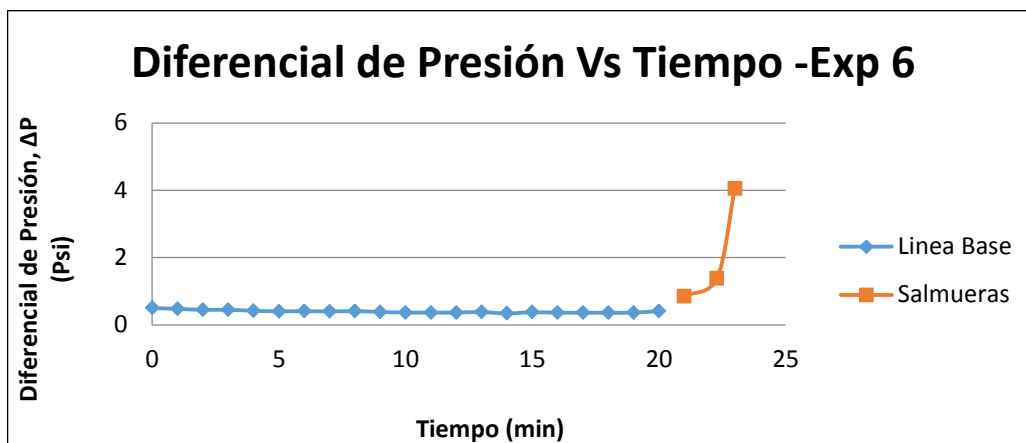
17	0.43		
18	0.47		
19	0.44		
20	0.43		



CORRIDA 6

Exp. 6			
Q= 3 cm³/min	T= 250 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 120°C		Tfluido= 121,4 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.50	0	0.85
1	0.48	0.29	1.38
2	0.45	0.45	4.05
3	0.45		
4	0.42		
5	0.40		
6	0.41		
7	0.4		
8	0.41		
9	0.38		
10	0.37		
11	0.37		
12	0.37		
13	0.38		
14	0.34		

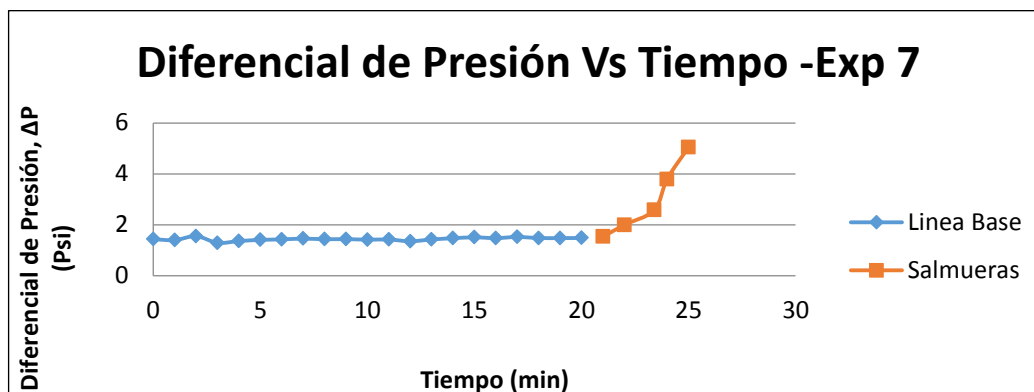
15	0.38		
16	0.36		
17	0.36		
18	0.36		
19	0.37		
20	0.41		



CORRIDA 7

Exp. 7			
Q= 4 cm³ /min	T= 250 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 122.7 °C		Tfluido= 123.5 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.44	0	1.54
1	1.40	1	1.99
2	1.56	1.4	2.58
3	1.29	2	3.79
4	1.37	3	5.05
5	1.41		
6	1.43		
7	1.46		
8	1.44		
9	1.44		
10	1.42		
11	1.43		
12	1.36		
13	1.43		
14	1.48		

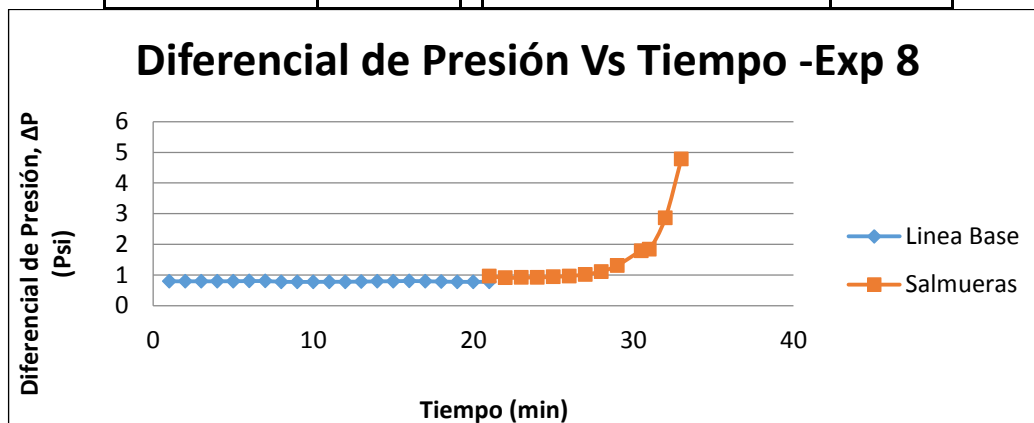
15	1.51		
16	1.48		
17	1.53		
18	1.49		
19	1.48		
20	1.49		



CORRIDA 8

Exp. 8			
Q= 4 cm ³ /min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 69°C		Tfluido= 66.1 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.79	0	0.97
1	0.79	1	0.91
2	0.79	2	0.92
3	0.79	3	0.92
4	0.79	4	0.94
5	0.80	5	0.97
6	0.80	6	1.02
7	0.78	7	1.11
8	0.78	8	1.31
9	0.78	8.49	1.79
10	0.78	9	1.84
11	0.78	10	2.86
12	0.79	11	4.78

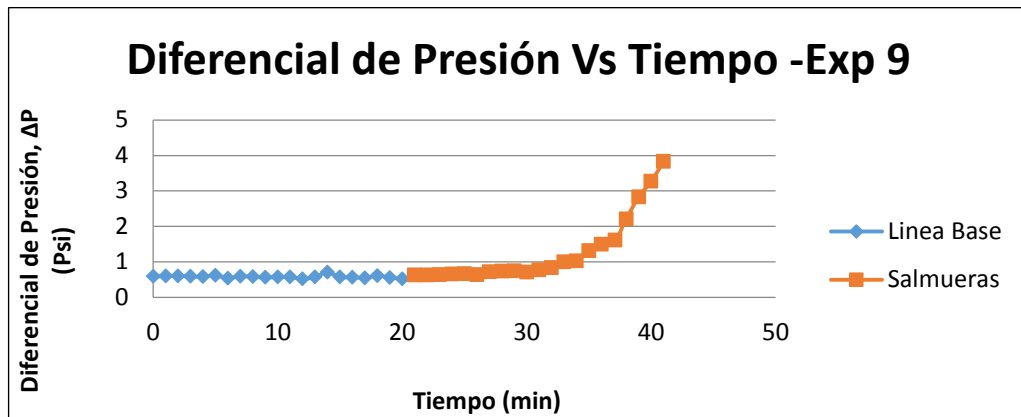
13	0.79		
14	0.79		
15	0.80		
16	0.79		
17	0.79		
18	0.78		
19	0.78		
20	0.78		



CORRIDA 9

Exp. 9			
Q= 3 cm³ /min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 66.4°C		Tfluido= 67°C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.59	0	0.62
1	0.59	1	0.63
2	0.60	2	0.64
3	0.59	3	0.65
4	0.58	4	0.66
5	0.62	5	0.64
6	0.54	5.5	0.72
7	0.59	6	0.74
8	0.58	7	0.75
9	0.56	8	0.71
10	0.57	9	0.77
11	0.57	10	0.83
12	0.52	11	0.99

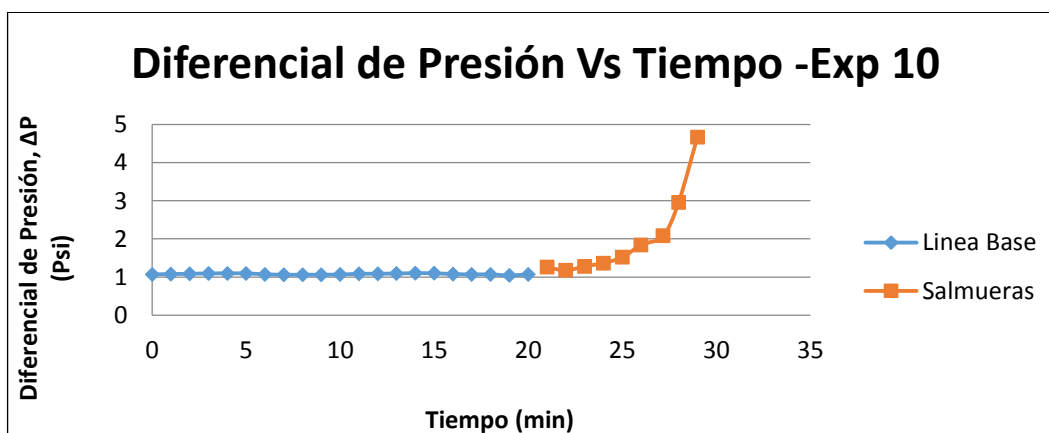
13	0.57	12	1.03
14	0.71	13	1.31
15	0.57	15	1.49
16	0.57	15.12	1.61
17	0.55	16	2.21
18	0.61	16.3	2.83
19	0.56	17	3.27
20	0.52	17.3	3.83



CORRIDA 10

Exp. 10 REPLICAS			
Q= 5 cm³/min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 71 °C		Tfluido= 66.6 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.07	0	1.26
1	1.08	1	1.18
2	1.09	2	1.28
3	1.09	3	1.37
4	1.09	4	1.52
5	1.09	5	1.84
6	1.07	5.17	2.08
7	1.06	6	2.96
8	1.06	6.32	4.67
9	1.06		
10	1.07		

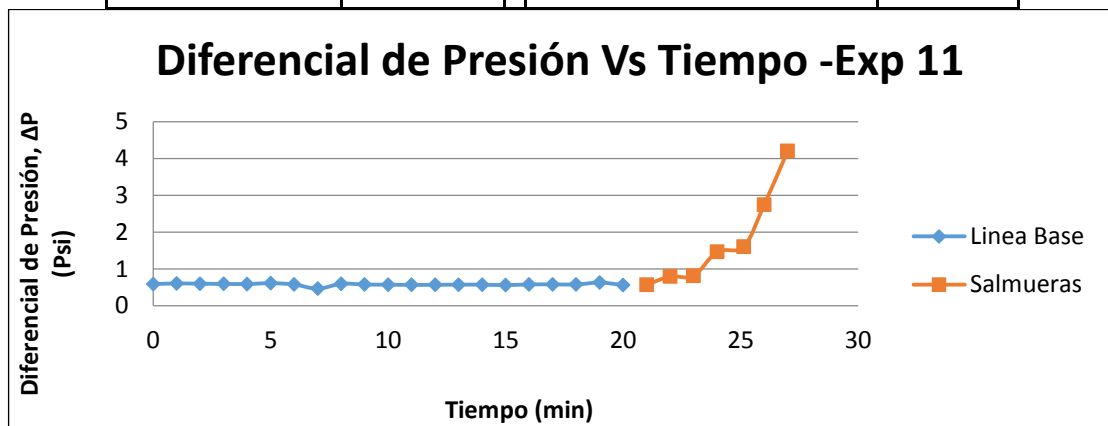
11	1.09		
12	1.09		
13	1.09		
14	1.10		
15	1.09		
16	1.08		
17	1.07		
18	1.07		
19	1.04		
20	1.07		



CORRIDA 11

Exp. 11 REPLICA			
Q= 4 cm³ /min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 93.6°C		Tfluido= 94.9 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.59	0	0.57
1	0.60	1	0.79
2	0.59	2	0.81
3	0.59	3	1.47
4	0.59	3.13	1.60
5	0.61	4	2.74
6	0.58	4.3	4.20
7	0.46		
8	0.59		
9	0.58		

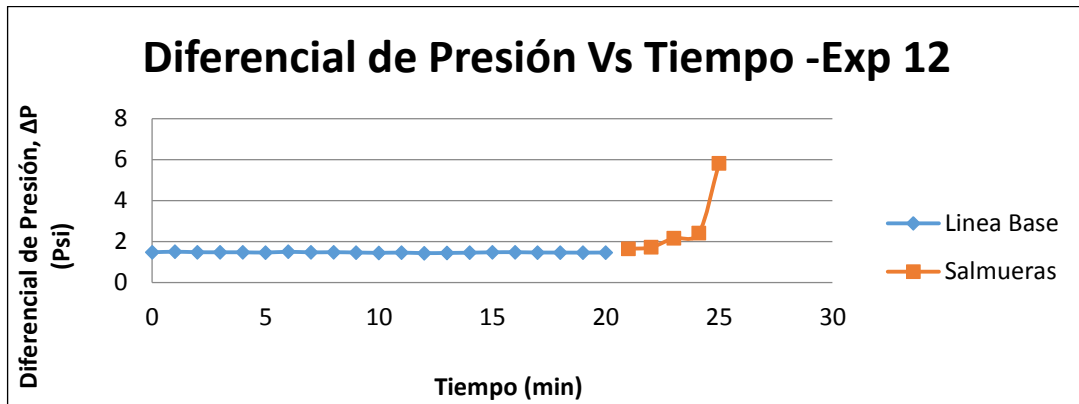
10	0.57		
11	0.57		
12	0.57		
13	0.57		
14	0.57		
15	0.56		
16	0.58		
17	0.58		
18	0.58		
19	0.63		
20	0.56		



CORRIDA 12

Exp. 12 REPLICAS			
Q= 5 cm³ /min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 94.1°C		Tfluido= 93.5°C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.48	0	1.65
1	1.51	1	1.72
2	1.48	2	2.17
3	1.48	2.11	2.42
4	1.48	3	5.82
5	1.47		
6	1.51		
7	1.48		
8	1.49		
9	1.47		

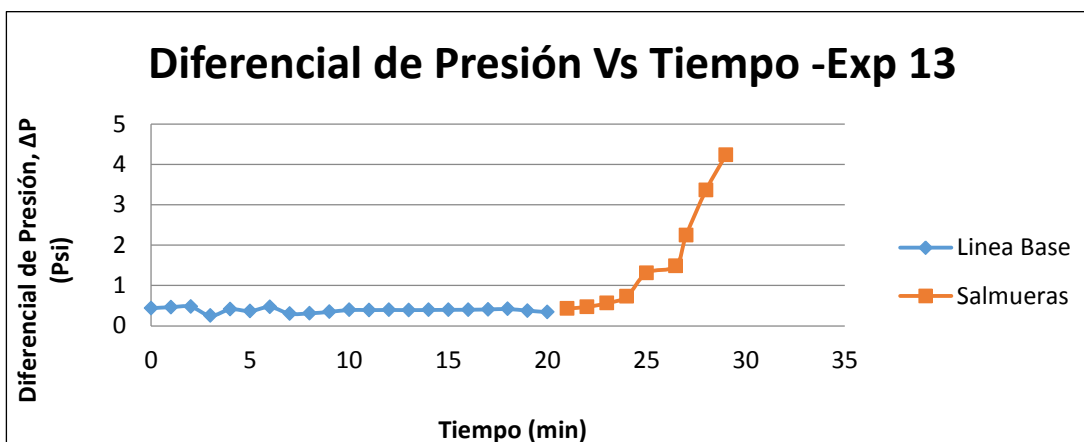
10	1.46		
11	1.47		
12	1.45		
13	1.45		
14	1.46		
15	1.48		
16	1.49		
17	1.47		
18	1.47		
19	1.46		
20	1.47		



CORRIDA 13

Exp. 13 REPLICA			
Q= 3 cm³/min	T= 200 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 93.9°C		Tfluido= 95.4 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.44	0	0.43
1	0.46	1	0.47
2	0.48	2	0.56
3	0.25	3	0.73
4	0.41	4	1.31
5	0.37	4.47	1.48
6	0.47	4.57	2.25
7	0.30	5.07	3.36
8	0.31	5.31	4.23

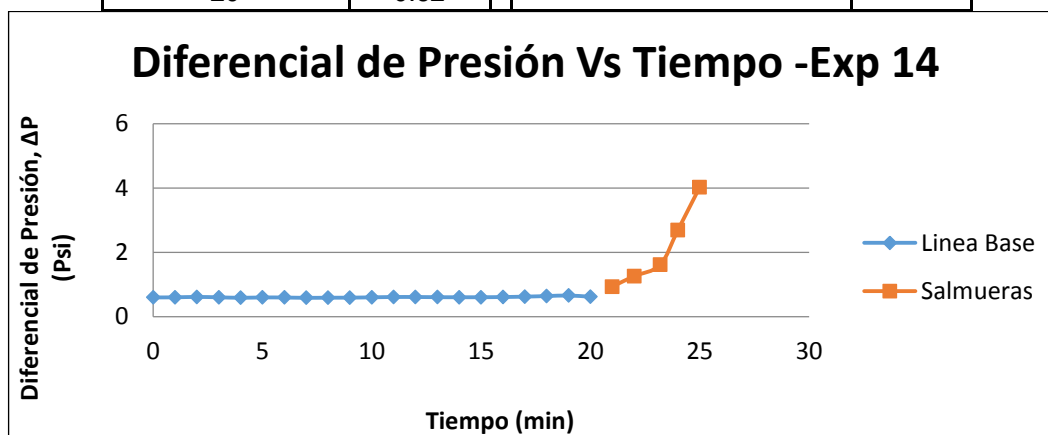
9	0.35		
10	0.39		
11	0.39		
12	0.39		
13	0.39		
14	0.39		
15	0.39		
16	0.4		
17	0.41		
18	0.42		
19	0.38		
20	0.34		



CORRIDA 14

Exp. 14 REPLICAS			
Q= 4 cm ³ /min	T= 250 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 120.9°C		Tfluido= 121.7 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.59	0	0.93
1	0.6	1	1.26
2	0.61	1.19	1.61
3	0.6	2	2.69
4	0.59	3	4.02
5	0.59		

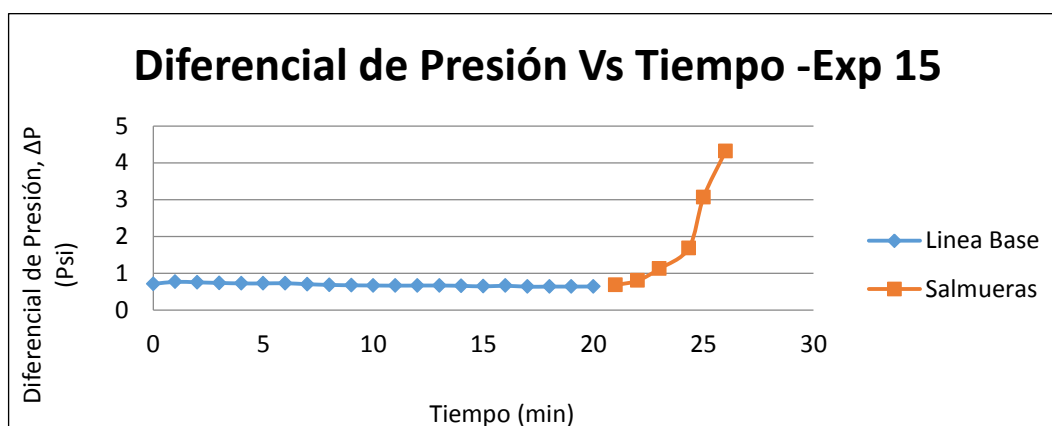
6	0.59		
7	0.58		
8	0.59		
9	0.59		
10	0.6		
11	0.61		
12	0.61		
13	0.60		
14	0.60		
15	0.60		
16	0.61		
17	0.62		
18	0.64		
19	0.66		
20	0.62		



CORRIDA 15

Exp. 15 REPLICAS			
Q= 5 cm ³ /min	T= 250 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 117.5°C		Tfluido= 116.8 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.71	0	0.68
1	0.77	1	0.79
2	0.75	2	1.12
3	0.74	2.33	1.68
4	0.72	3	3.06
5	0.72	3.13	4.31

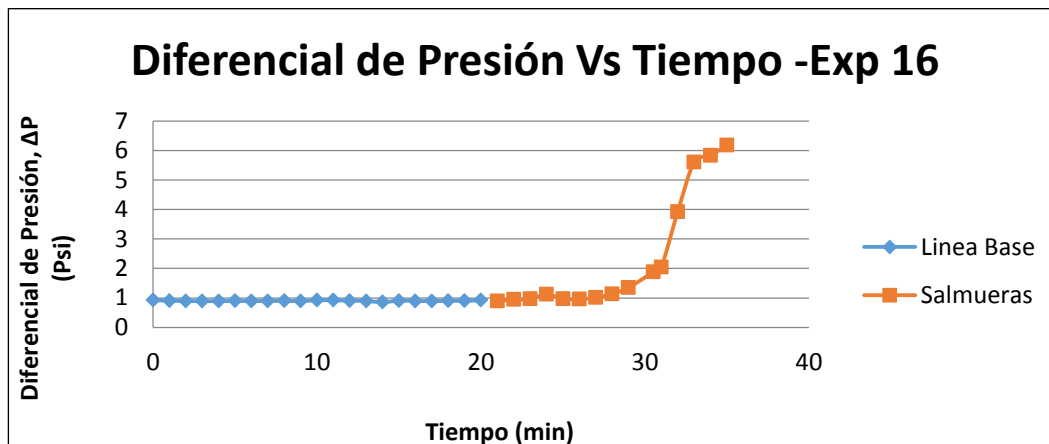
6	0.73		
7	0.70		
8	0.68		
9	0.67		
10	0.67		
11	0.66		
12	0.67		
13	0.67		
14	0.66		
15	0.64		
16	0.66		
17	0.63		
18	0.64		
19	0.64		
20	0.64		



CORRIDA 16

Exp. 16 REPLICAS			
Q= 4 cm ³ /min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 66.3°C		Tfluido= 67.4 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.92	0	0.89
1	0.91	1	0.94
2	0.89	2	0.96
3	0.89	3	1.12
4	0.89	4	0.97

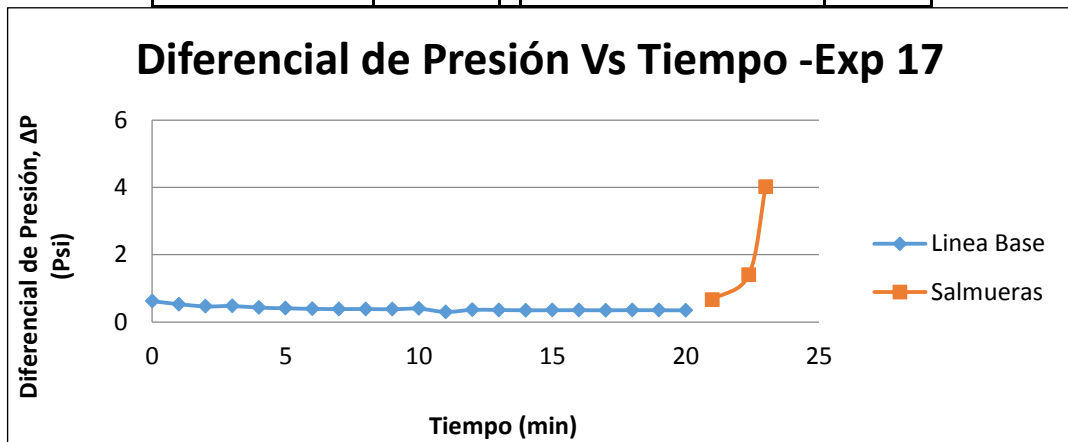
5	0.89	5	0.95
6	0.89	6	1.02
7	0.89	7	1.14
8	0.90	8	1.35
9	0.89	8.52	1.88
10	0.92	9	2.04
11	0.92	10	3.92
12	0.91	10.35	5.59
13	0.89	10.47	5.83
14	0.86	10.54	6.18
15	0.91		
16	0.89		
17	0.89		
18	0.89		
19	0.90		
20	0.92		



CORRIDA 17

Exp. 17 REPLICA			
Q= 3 cm ³ /min	T= 250 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 122.2°C		Tfluido= 121 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.62	0	0.66

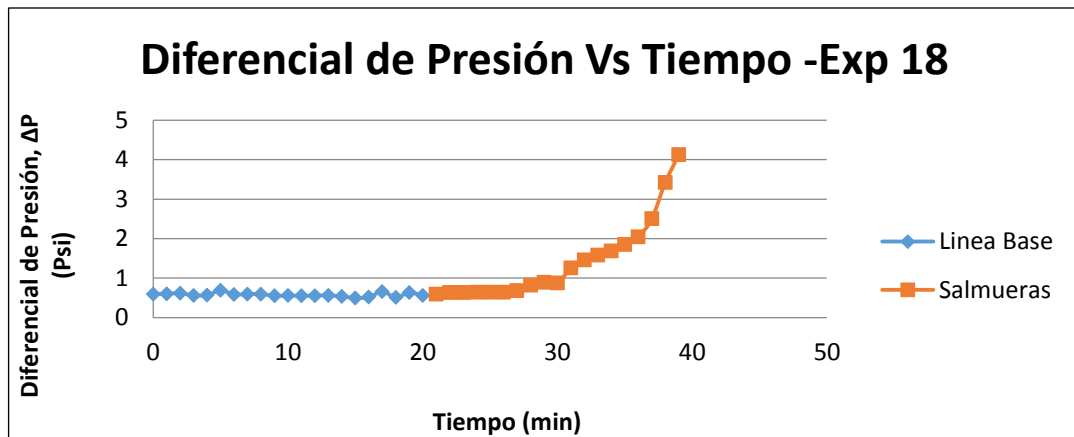
1	0.53	0.37	1.40
2	0.46	0.58	4.01
3	0.47		
4	0.43		
5	0.41		
6	0.39		
7	0.38		
8	0.39		
9	0.38		
10	0.39		
11	0.29		
12	0.36		
13	0.36		
14	0.35		
15	0.35		
16	0.35		
17	0.35		
18	0.35		
19	0.35		
20	0.35		



CORRIDA 18

Exp. 18 REPLICA			
Q= 3 cm ³ /min	T= 150 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 66.9°C		Tfluido= 67.5 °C	
Tiempo [min]	ΔP [Psi]	Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	0.59	0	0.59

1	0.60	1	0.63
2	0.62	2	0.63
3	0.56	3	0.65
4	0.57	4	0.64
5	0.69	5	0.64
6	0.59	6	0.68
7	0.59	7	0.82
8	0.59	8	0.89
9	0.55	9	0.88
10	0.56	10	1.26
11	0.55	11	1.47
12	0.56	12	1.58
13	0.56	13	1.69
14	0.54	14	1.85
15	0.5	14.3	2.05
16	0.52	15	2.50
17	0.66	16	3.41
18	0.51	16.3	4.13
19	0.63		
20	0.56		



CORRIDA 19

Exp.19 VALIDACIÓN			
Q= 5 cm ³ /min	T= 170 °F		
Línea Base		Salmuera= 39000 ppm	
Tfluido= 78.3 °C		Tfluido= 76.9°C	

Tiempo [min]	ΔP [Psi]		Tiempo [min]	ΔP [Psi]
0	1.10		0	1.05
1	1.09		1	1.07
2	1.10		2	1.09
3	1.12		3	1.51
4	1.12		4	1.98
5	1.20		4.42	2.25
6	1.22		5	2.55
7	1.07		6	3.74
8	1.32		6.12	4.61
9	1.14			
10	1.21			
11	1.23			
12	1.21			
13	1.22			
14	1.16			
15	1.22			
16	1.19			
17	1.21			
18	1.21			
19	1.19			
20	1.21			

