

**DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN PARA EL SULFATO DE
BARIO EN EL MEDIO POROSO**

**MAYRA ALEJANDRA GÓMEZ GIRÓN
OSCAR LEONARDO RUEDA CALDERÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN PARA EL SULFATO DE
BARIO EN EL MEDIO POROSO**

**MAYRA ALEJANDRA GÓMEZ GIRÓN
OSCAR LEONARDO RUEDA CALDERÓN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO

Co-Director

**CAROLINA LEÓN VANEGAS
Química**

**RAÚL ANDRÉS MARTÍNEZ LÓPEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, por iluminarme en todo momento y por poner a mi lado a las mejores personas, mi familia y mis amigos.

A mis padres, Flor y Ramiro, por su incondicionalidad y paciencia, por todo el amor que me han brindado y por el sacrificio que han hecho para que yo pudiera alcanzar mis sueños.

A mi hermana Nicole y mi tía Amparo, por estar ahí y regalarme su cariño y a mi prima Martha Lucía, por abrirme las puertas de su casa y darme la oportunidad de poder iniciar todo este proceso de formación.

A Leonardo, mi novio, por ser mi felicidad, por brindarme su total apoyo y voz de aliento, por obsequiarme los mejores momentos de mi vida y alegrar cada uno de mis días.

A Silvia Milena, por brindarme sus consejos y estar cuando la necesito, por hacerme reír con sus ocurrencias; por ser mi mejor amiga.

A Lili "la mona", por estar pendiente de mí durante este tiempo y ayudarme ante cualquier situación sin importar qué.

A Oscar, mi compañero de tesis, por hacer de este proceso más sencillo. Sin él, esto no sería posible. El plan "B" si funcionó.

A Karen, Juli, Robi, Cuqui y Harvey por ser unos amigos excelentes, por escucharme y colaborarme siempre.

A mis amigos y compañeros de la universidad por los momentos de alegrías y hacer de esta etapa de mi vida algo inolvidable.

Mayra Alejandra Gómez G.

DEDICTORIA

Dios, por tantas bendiciones recibidas, la fuerza encontrada en momentos de debilidad y rodear me de personas maravillosas en cada paso de mi vida.

A mis padres, Adela y Oscar, a quienes debo quien soy, por enseñarme tantos valores, a trabajar duro y a todo su esfuerzo para brindarme la mejor educación.

A Sergio García y Daivy Mantilla, por ser amigos y hermanos, apoyar y comprenderme en momentos difíciles, en que necesité una palabra de aliento o una simple broma.

A Tatiana Caballero, mi mejor amiga y quien me llenó de alientos en cada paso de mi carrera.

A Jorge Camacho, por sus consejos, apoyo y comprensión, por aguantarme en momentos que me tornaba insoportable.

A Mayra, mi compañera de tesis, por aceptar este desafío conmigo, por soportar mi falta de “tornillos”, por su apoyo y comprensión durante el desarrollo del proyecto, sin ella no podría escribir hoy esta dedicatoria. Gracias a Dios no necesitamos del “Plan C”.

A todos mis amigos, docentes y equipo de laboratorio que hicieron parte de mi formación humana y profesional.

Oscar Leonardo Rueda.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, director de nuestro proyecto, por su tiempo, dedicación y orientación, por su exigencia y calidad en el respaldo de este proyecto.

M.Sc. Hernando Buendia Lombana, director del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación por sus sugerencias y aportes al proyecto.

A todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará); por su indispensable colaboración y apoyo durante todo el transcurso de nuestra investigación. En especial a la Química Carolina León y al Ingeniero Raúl Martínez por ser guías fundamentales e incondicionales en nuestro camino, por su entrega, confianza y por brindarnos sus conocimientos y orientación. También a los ingenieros Luz Dary Peña y Diego Hernández por su apoyo y trabajo en las pruebas de laboratorio, por su completa dedicación y conocimientos. Y al Ingeniero Andrés Felipe Ortiz por toda su colaboración y consejos brindados para la realización del proyecto.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) de la universidad Industrial de Santander, por generar espacios y oportunidades de investigación y progreso.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por contribuir en la formación ética y profesional de sus estudiantes.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.	18
1.1. DEFINICIÓN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.	18
1.1.1. Origen y formación de las escamas inorgánicas.	18
1.1.2. Factores que influyen en la depositación de las escamas.	19
1.1.3. Etapas necesarias para que se originen las escamas.	20
1.1.4. Daño causado al medio poroso.	21
1.2. SULFATO DE BARIO.	22
1.1.5. Factores que tienen efectos en la solubilidad del sulfato de bario.	23
2. CARACTERIZACIÓN DE LAS SALMUERAS.....	24
2.1. PREPARACIÓN DE LAS SALMUERAS.	25
2.2. MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS.	26
2.3. SELECCIÓN DE LAS VARIABLES.	26
2.4. DESARROLLO DEL DISEÑO EXPERIMENTAL.....	27
2.5. EQUIPO CTS Y PRUEBAS EXPERIMENTALES.	28
3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL PLANTEAMIENTO Y DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN QUE DETERMINARÁ EL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DEL SULFATO DE BARIO.	30

3.1. VALIDACIONES PARA LA CORRELACIÓN.....	37
3.2. APLICACIÓN DEL MODELO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	38
3.3. DETERMINACIÓN DEL DAÑO A PARTIR DE LOS TIEMPOS DE DEPOSITACIÓN DEL SULFATO DE BARIO.....	41
4. CONCLUSIONES	51
5. RECOMENDACIONES.....	53
BIBLIOGRAFÍA.....	54
ANEXOS	58

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Factores necesarios para que se originen las escamas	21
Figura 2. Daños en la matriz ocasionados por las incrustaciones minerales	22
Figura 3. Solubilidad del sulfato de bario Vs. Temperatura	23
Figura 4. Esquema del equipo COIL TUBING SYSTEM (CTS)	29
Figura 5. Tiempo de depositación vs. Temperatura para los tres caudales	31
Figura 6. Tiempo de depositación vs. Caudal para las tres temperaturas	31
Figura 7. Diagrama de Pareto estandarizado para el Tiempo de Depositación ...	34
Figura 8. Efectos principales para el Tiempo de Depositación	35
Figura 9. Modelo línal del yacimiento.	42
Figura 10. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.1)	43
Figura 11. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.2)	44
Figura 12. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.3)	44
Figura 13. Comparación del diferencial de presión (EXP.1)	45
Figura 14. Comparación del diferencial de presión (EXP.2)	45
Figura 15. Comparación del diferencial de presión (EXP.2)	46
Figura 16. Modelo radial para el pozo productor.	47
Figura 17. Curvas de producción (EXP.1)	48
Figura 18. Curvas de producción (EXP.2)	48
Figura 19. Curvas de producción (EXP.3)	49

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Concentración final del agua a utilizar en las pruebas con el equipo CTS.	25
Tabla 2. Características y condiciones de las aguas utilizadas antes de establecer la concentración final del agua a usar.....	25
Tabla 3. Resultados de la caracterización de las salmueras.	26
Tabla 4. Niveles y factores a estudiar en el diseño experimental.....	27
Tabla 5. Diseño experimental de composición central y superficie de respuesta..	28
Tabla 6. Resultados de las pruebas obtenidos en el equipo CTS.....	29
Tabla 7. Tiempo de depositación para las condiciones de temperatura y caudal dadas.....	30
Tabla 8. Tabla ANOVA.....	35
Tabla 9. Condiciones de temperatura y caudal para las validaciones de la correlación.	37
Tabla 10. Diferencias (%) para las validaciones de la correlación.	38
Tabla 11. Caudales de campo obtenidos por el escalamiento de los caudales usados en las pruebas.....	39
Tabla 12. Volumen de llenado de la tubería y profundidad a la cual depositan las escamas de sulfato de bario en el tubing.	40
Tabla 13. Profundidad en la cual depositan las escamas de sulfato de bario.	41
Tabla 14. Daño (skin) ocasionado por la depositación del sulfato de bario.....	50

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Datos obtenidos en las pruebas experimentales.....	58
ANEXO B. Datos obtenidos de la simulación.	72

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN PARA EL SULFATO DE BARIO EN EL MEDIO POROSO*

AUTORES: MAYRA ALEJANDRA GÓMEZ GIRÓN, OSCAR LEONARDO RUEDA CALDERÓN**

PALABRAS CLAVE: Sulfato de bario, depositación, escamas de sulfato de bario, correlación.

DESCRIPCIÓN:

Las escamas inorgánicas y en especial, las escamas de sulfato de bario, causadas por la mezcla de aguas incompatibles o por los cambios de la temperatura y/o presión son uno de los responsables del daño a la formación ya que obstruyen los canales de flujo en el medio poroso y en los pozos productores disminuyendo así la permeabilidad y en consecuencia la productividad del pozo. Debido a esto, surge la necesidad de conocer el momento en el cual las escamas de sulfato de bario depositarán, impidiendo el flujo del hidrocarburo.

Para esto, en el presente trabajo se desarrollará una correlación que permita determinar dicho tiempo con la realización de pruebas llevadas a cabo en laboratorio (mediante el uso del equipo COIL TUBING SYSTEM (CTS) ubicado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander) en base a parámetros que influyen en la depositación de las escamas de sulfato de bario, entre estos la temperatura y el caudal.

A partir del software STATGRAPHICS CENTURION XV se realizó así, un diseño experimental que tiene en cuenta los parámetros anteriormente mencionados considerando la concentración y la presión como factores constantes para llevar a cabo dichas pruebas.

Por último, se obtuvo un modelo mediante un análisis de los resultados tabulados, gráficos y resultados estadísticos de los diferentes parámetros (todos los datos se muestran en la sección de anexos de este libro), que permite determinar el umbral de la depositación de sulfato de bario en el medio poroso.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector Ing. Raúl Andrés Martínez López, codirectora Qca. Carolina León Vanegas.

ABSTRACT

TITLE: DEPOSITION THRESHOLD DETERMINATION FOR BARIUM SULFATE IN THE POROUS MEDIA*

AUTHOR: MAYRA ALEJANDRA GÓMEZ GIRÓN, OSCAR LEONARDO RUEDA CALDERÓN**

KEY WORDS: Barium Sulfate, deposition, Barium Sulfate Scales, Correlation.

DESCRIPTION:

The inorganic scales and specially, barium sulfate scale, due to mixing of incompatible waters, pressure or temperature changes produce the formation damage, plugging the flowing ways in the porous media and producer wells, reducing the permeability and well productivity. Due this, the necessity to know the time where the barium sulfate scales will deposit appears, stopping the flow of hydrocarbons.

This work develop a correlation that allow the determination of this time, made by tests realized in a laboratory (Using the Coil Tubing System (CTS) located in The Petrophysics and Reservoir Damage Laboratory of Parque Tecnológico Guatiguará of the Universidad Industrial de Santander) based on the keys parameters in the deposition of Barium Sulfate scales, between the temperature and the flow rate.

Using the software STATGRAPHICS CENTURION XV, the experimental design was made to analyze the parameters previously named, considering the importance of concentration and pressure, these were constant parameters for the laboratory tests.

Finally, a model was obtained by a serious analysis of the tabulated results, graphics and statistical results for the different parameters settings (all the data are showed in the attached section of this book), It allows determinate the deposition threshold for Barium Sulfate in the porous media.

* Bachelor Thesis Proyect

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School, Director M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector Ing. Raúl Andrés Martínez López, Codirectora Qca. Carolina León Vanegas

INTRODUCCIÓN

Las escamas inorgánicas asociadas a las variaciones de la presión o temperatura o la mezcla de aguas incompatibles son uno de los problemas más frecuentes que causan daño a la formación, lo cual conlleva a pérdidas económicas en los procesos de producción de hidrocarburos e incremento en costos de tratamiento y estimulación para restaurar las condiciones de flujo que se tenían inicialmente.

El principal inconveniente que produce la depositación de escamas inorgánicas y para este caso, las escamas de Sulfato de Bario, son problemas en los pozos productores, en las perforaciones ocasionadas por el cañoneo y en el medio poroso, ya que ocurre una obstrucción parcial o total de dichos canales en el mismo pozo y en el yacimiento, puesto que éstas tienden a acumularse en el lugar donde haya una reducción de diámetro, lo que implica inversión en tratamiento de remoción mecánica o química, que son lentos y en algunos casos, poco efectivos.

Debido a lo anterior, el objetivo principal de este proyecto es entonces poder determinar el tiempo en el cual las escamas de sulfato de bario se depositan, para evitar los problemas que se mencionaron anteriormente.

De esta forma, en el capítulo uno se muestran las generalidades de las escamas inorgánicas y posteriormente se describen las incrustaciones de sulfato de bario y los parámetros que influyen en la solubilidad, lo que a su vez también pueden llegar a afectar su depositación.

En el capítulo dos, se exhiben las pruebas para la caracterización fisicoquímica de las salmueras y se seleccionan las variables que harán parte del diseño experimental para poder llevar a cabo las pruebas en el equipo CTS, además de presentar los resultados obtenidos al final de estas.

Finalmente, en el capítulo tres, se realiza el análisis estadístico de los resultados obtenidos para poder establecer la correlación que describe la depositación del sulfato de bario en el medio poroso en función de los parámetros que se implementaron en el diseño experimental, a la vez que se realiza la validación de dicha correlación para corroborar la veracidad de la misma. También se muestra cómo a partir del modelo se puede determinar la profundidad a la cual depositan las escamas en la tubería de producción en base a los tiempos de depositación obtenidos en las pruebas y a su vez teniendo en cuenta esos mismos tiempos, se realiza la determinación del daño (skin) en las cercanías de un pozo mediante la simulación con el software CMG.

1. GENERALIDADES DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.

1.1. DEFINICIÓN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.

Las escamas o incrustaciones inorgánicas son compuestos que resultan de la cristalización, precipitación y depositación de iones minerales que se pueden encontrar en el agua de formación; se originan cuando hay mezcla de aguas incompatibles (agua de formación y fluidos de inyección) o durante cambios en la presión y temperatura habituales en las operaciones en campo en algunos casos.

En el momento en que un pozo de petróleo o gas comience a producir agua o se use una inyección como método de recuperación, se abre a la posibilidad de formación de las escamas inorgánicas.

1.1.1. Origen y formación de las escamas inorgánicas.

Estas se originan cuando hay una perturbación en el límite de solubilidad de alguno de los componentes presentes en el agua (iones) asociada al petróleo crudo, lo cual suele darse cuando hay variaciones de la presión o temperatura principalmente, cambios en el pH, liberación de gas o la mezcla de aguas incompatibles. (Cabe aclarar que estas especies iónicas cuando tienden a reaccionar para formar compuestos químicos poco solubles en las condiciones operativas, lo hacen por tres causas: termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas.¹ El efecto que tienen sobre la depositación debe tenerse en cuenta para poder tener un mejor entendimiento del mismo.)

¹ GPA. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Nota Técnica N°23. Pág. 2

Posterior a este fenómeno, comienzan a unirse formando *clusters* que dan origen a los cristales que, al ir aumentando en tamaño, dan paso a la formación de las incrustaciones, las cuales, al depositarse, obstruyen bien sea la tubería de producción o el mismo medio poroso dificultando el flujo de fluidos. También puede darse taponamiento de bombas, choques y en líneas de inyección.

1.1.2. Factores que influyen en la depositación de las escamas.

Hay varios factores que pueden influir en la depositación de las escamas, entre estos están los siguientes:

- **Concentración de iones:** si hay una cantidad de iones suficientes en el agua que puedan formar compuestos de baja solubilidad y que al juntarse conformen un depósito, lo más seguro es que se lleguen a dar las incrustaciones bajo ciertas condiciones físicas.
- **Variaciones de la temperatura y presión:** los cambios en la temperatura influyen la solubilidad de los iones y aumenta la velocidad de las reacciones. La presión hace que la solubilidad de los gases que estén presentes disminuya lo cual trae como consecuencia la facilidad para reaccionar con el agua.
- **pH:** directamente relacionado con la depositación de la escama, cuando se presenta un incremento de este, las sales pueden depositarse; por el contrario, al haber una disminución se puede dar lugar al proceso de corrosión.

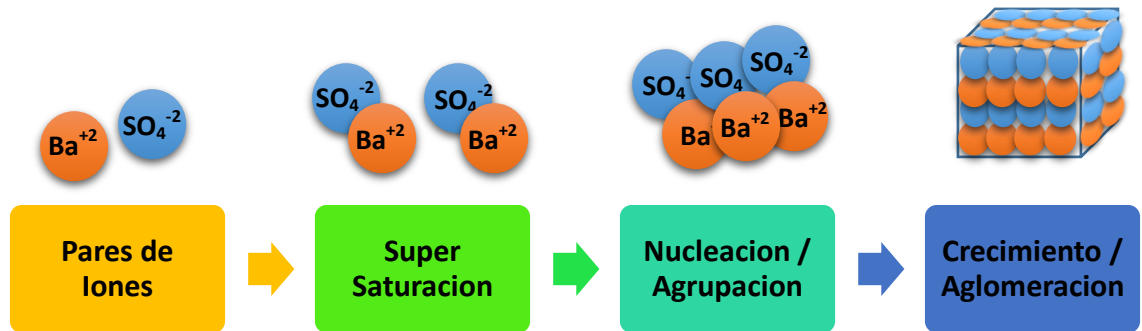
- **Turbulencias en el flujo:** las caídas de presión generan turbulencias las cuales reducen la solubilidad de los gases ácidos aumentando de esta forma el pH.

1.1.3. Etapas necesarias para que se originen las escamas.

- **Súper-saturación:** se da cuando se excede la solubilidad de los iones en el agua; además es la fuerza impulsora de las etapas siguientes (nucleación y crecimiento de los cristales).
- **Nucleación:** etapa en la cual se generan núcleos (partículas finas sobre la cual se puede dar la precipitación de una fase sólida²). La formación de núcleos es un proceso que requiere y consume energía porque se da origen a estructuras organizadas, es por eso que se necesita que la solución esté súper-saturada. Estos nuevos núcleos pueden formarse espontáneamente a partir de la solución (nucleación homogénea) o sobre las impurezas o imperfecciones que haya en el medio que contenga la solución (nucleación heterogénea).
- **Crecimiento del cristal:** ocurre una serie de adsorciones en la superficie del cristal, por lo cual, partículas de mayor tamaño se obtendrán.
- **Aglomeración:** se da cuando los cristales en suspensión interactúan tanto con ellos mismos como con la solución, formando una estructura sólida de mayor tamaño que posteriormente si logra adherirse, entonces se convierte en un depósito que irá obstruyendo el medio en el cual se encuentre.

² Achury, D. Martínez, R. (2013). Modelamiento de la depositación del carbonato de calcio en el wellbore. Pág. 23

Figura 1. Factores necesarios para que se originen las escamas.



1.1.4. Daño causado al medio poroso.

La depositación de escamas inorgánicas producen restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, reduciendo la permeabilidad en las cercanías a la cara del pozo, estas escamas además reducen los canales de flujo de la formación hasta el punto de estrangularlos totalmente.

A nivel de poros de la matriz, en la figura 2 se muestra como por la aglomeración y acumulación de las incrustaciones, se reduce el espacio en la formación (gargantas de poro) para que los fluidos puedan fluir normalmente y esto conlleva a una pérdida de permeabilidad en el medio.

1.2. SULFATO DE BARIO.

De las incrustaciones, es la más insoluble de todas y una de las más difícil de remover tanto química como mecánicamente³; se da cuando se combinan los iones de bario con los iones de sulfato. Su solubilidad es tan baja (2,3 mg/L en agua a 25°C.⁴), que una vez mezclados los iones depositan casi que de inmediato como resultado de la mezcla de aguas incompatibles ya sea por proyectos de inyección o por daños en las tuberías y es por esto que es muy extraño encontrarlos en significativas cantidades en una misma agua. La reacción de entre los iones Sulfato y Bario se muestra en la siguiente formula:

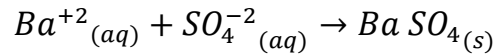


Figura 2. Daños en la matriz ocasionados por las incrustaciones minerales.



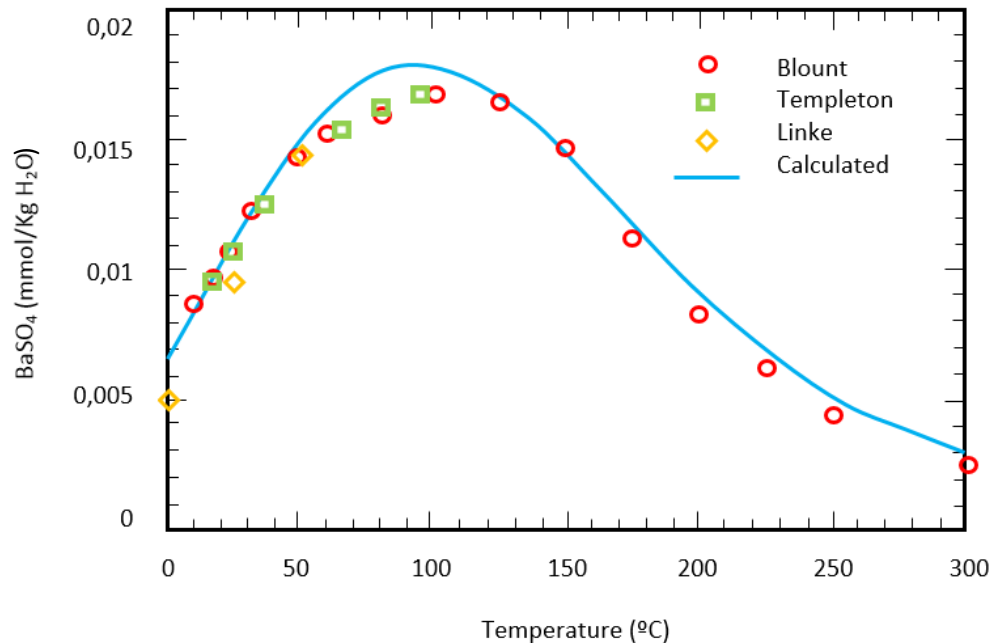
³ Guimaraes, Z. et. al. Case Histories of Barium Sulfate Scale Removal in Offshore Wells, Brazil, Using a New Engineered Combination of Coiled-Tubing Tools. SPE 107063. 2007. Pág 1.

⁴ RIGATTO, F. *Modelagem analítica para reinjeção de água produzida com efeitos na incrustação de sulfato de bário*. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro – Uenf Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo – Lenep. Macaé – Rj. Junho – 2006. 21 p.

1.1.5. Factores que tienen efectos en la solubilidad del sulfato de bario.

- **Temperatura:** la solubilidad del sulfato de bario tiende a incrementarse con la temperatura. A medida que la temperatura sube, la solubilidad de este también lo hace, de hecho, esta tiende a duplicarse cuando la temperatura oscila entre 77 a 212°F (25 a 100°C), pero luego comienza a disminuir cuando la temperatura se empieza a acercar a los 392°F (200°C)⁵.

Figura 3. Solubilidad del sulfato de bario Vs. Temperatura.



Fuente: Modificado de Sandengen, K. 2012. Scale. Precipitation of salts creating problems. NTNU 22. Statoil.

⁵ Crabtree, M. *et. al.* 1999. La luchas contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Oilfield Review. Vol. 11. Pág. 32.

- **Concentración:** La concentración es un factor predominante en la depositación de las escamas de sulfato de bario; un aumento en la concentración de los iones aumentará la tendencia a la depositación debido a que se acerca al umbral de súper-saturación en el agua.
- **Caudal:** Se ha podido entrever que a un mayor caudal se presenta una mayor depositación de las escamas de sulfato de bario, esto debido a que, a menores caudales, los iones se acumularan en menor cantidad y no se producirá el taponamiento necesario para obstruir parcial o completamente los canales de flujo.

2. CARACTERIZACIÓN DE LAS SALMUERAS.

Basados en un análisis estadístico realizado a las aguas de diferentes campos colombianos, se determinó la concentración del ion sulfato y a partir de esta, se halló la de bario. La concentración de sodio fue determinada a partir del balance realizado con el SCALECHEM (software de simulación que calcula los problemas de escamas en la producción de petróleo y gas⁶) y los cloruros se deben a la salinidad promedio de los campos petroleros en Colombia. Lo anterior se muestra en la Tabla 1. Cabe aclarar que se trabajaron inicialmente con salmueras con concentraciones aún más bajas que la reportada en la tabla 1 (ver tabla 2), y no se obtuvo una respuesta de depositación en el equipo CTS durante un tiempo aproximado de 1 hora, por tal motivo se decidió trabajar con un solo tipo de agua que tuviera un caudal y una concentración de sulfato y bario más altas que las que

⁶OLI Studio: ScaleChem. Rigorous upstream production chemistry analysis. Disponible en: <http://www.olisystems.com/oli-studio-analyzers-scalechem>

se trabajaron previamente, corroborando que estas se encontraran dentro del rango de concentraciones de dichos iones en la base de datos utilizada.

Tabla 1. Concentración final del agua a utilizar en las pruebas con el equipo CTS.

SO ₄ ⁻² (mg/l)	152*
Ba ⁺² (mg/l)	217,3*
Na ⁺¹ (mg/l)	3566,549
Cl ⁻¹ (mg/l)	5500

Fuente: *Tomado de base de datos de composición físico-química de las aguas de formación de campos petroleros colombianos producidos por Ecopetrol proporcionado por el grupo Sinergia.

Tabla 2. Características y condiciones de las aguas utilizadas antes de establecer la concentración final del agua a usar.

CARACTERISTICAS Y CONDICIONES	AGUA 1	AGUA 2	AGUA 3	AGUA 4	AGUA 5
SO ₄ ⁻² (mg/l)	38	40	76	78	140
Ba ⁺² (mg/l)	54	59,67	108,65	111,51	200,14
Temperatura (°F)	200	100	100 y 200	100	100
Caudal Total (cc/min)	-	1	1	8	2
Tiempo esperado (min)	-	49	55	50	60

2.1. PREPARACIÓN DE LAS SALMUERAS.

Para la preparación de la salmuera aniónica y catiónica se utilizan 0,4495 g/l de sulfato de sodio (Na₂SO₄) para la salmuera aniónica; 18,1322 g/l de cloruro de sodio (NaCl) y 0,7729 g/l de cloruro de bario dihidratado (BaCl₂.2H₂O) para la

salmuera catiónica. Cabe aclarar que se prepararon 5 litros de cada salmuera para llevar a cabo la totalidad de las pruebas, las cuales se detallaran más adelante en el diseño experimental.

2.2. MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS.

Una vez preparadas las salmueras, se procede a realizar un control de calidad a las mismas mediante la medición de la densidad, conductividad y pH respectivamente. Los resultados se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Resultados de la caracterización de las salmueras.

	SALMUERA ANIÓNICA	SALMUERA CATIÓNICA
Densidad (g/ml)	0,999	1,011
Ph	6,858 @ 20°C	6,043 @ 20°C
Conductividad (mS/cm)	0,684 @ 30,5°C	28,17 @ 30,7°C

2.3. SELECCIÓN DE LAS VARIABLES.

En el capítulo 1, se especificaron los diferentes parámetros que influyen en la depositación del sulfato de bario. Por tal razón, se escogen aquellos que tienen mayor relevancia y son estos los que se emplean para desarrollar el diseño experimental.

En primera estancia, el rango de temperaturas establecido para el diseño estará entre 100 y 200°F, las cuales corresponden al rango de temperatura en donde la solubilidad del sulfato se incrementa. Así mismo se estableció la presión como una constante por efectos prácticos de manejo en el equipo CTS y por ser la condición a la cual trabaja dicho equipo. Este valor de presión es de 1500 psi. El caudal a su vez tiene una relevancia significativa, puesto que el sulfato de bario tiende a

depositar en las perforaciones ocasionadas por los cañoneos. Dyer y Graham (2002) realizaron pruebas con un equipo de bloqueo de tubo (similar al equipo CTS) con sulfato de bario a 12 cc/min, y teniendo en cuenta que la tasa a la cual se trabajaba en el laboratorio era de 10 cc/min, se quiso evaluar el efecto que tiene una tasa menor (8cc/min) sobre la depositación de las escamas de sulfato de bario.

Entonces, los caudales totales establecidos son 8, 10 y 12 cc/min.

Estos parámetros son controlados con el equipo CTS mediante el calentamiento que ofrece el horno, la presión establecida en el backpressure, y la tasa de flujo controlada por las bombas Vinci. De esta forma se evidencia entonces que la presión y el pH serán parámetros constantes y la temperatura y el caudal, parámetros que variarán en el modelo. Como el tiempo de depositación es lo que se determinará, esta será el factor de respuesta.

2.4. DESARROLLO DEL DISEÑO EXPERIMENTAL.

Una vez seleccionadas las variables, se realiza el diseño experimental en el software STATGRAPHICS CENTURION XV. En la Tabla 4 y 5 se muestra un diseño de composición central y superficie de respuesta con el cual se estudiarán los efectos de dos factores (caudal y temperatura) en diez corridas y tres niveles cada uno, con cuatro grados de libertad para el error y dos puntos centrales. Este tipo de diseño es uno de los más usados para propósitos de optimizar y estimar los efectos principales e interacciones de las variables y como estas pueden tener efecto sobre la variable de respuesta.

Tabla 4. Niveles y factores a estudiar en el diseño experimental

FACTORES	BAJO	MEDIO	ALTO
TEMPERATURA(°F)	100	150	200

CAUDAL TOTAL (cc/min)	8	10	12
RESPUESTA: TIEMPO DE DEPOSITACIÓN (min)			

Tabla 5. Diseño experimental de composición central y superficie de respuesta

CORRIDA	T	Qt
	°F	cc/min
1	100	8
2	200	8
3	100	12
4	200	12
5	100	10
6	200	10
7	150	8
8	150	12
9	150	10
10	150	10

2.5. EQUIPO CTS Y PRUEBAS EXPERIMENTALES.

Para llevar a cabo las diez corridas especificadas en el diseño experimental, se utilizó el equipo COIL TUBING SYSTEM (CTS), el cual permite determinar el momento en el cual las escamas inorgánicas se han depositado en una línea de 1/16 de pulgada de diámetro externo (con diámetro interno de 0,8 mm) a través del diferencial de presión que se genera cuando esta está siendo obstruida por las incrustaciones ya mencionadas a condiciones de presión, temperatura y caudal dadas. Para esto, se corre primero por el equipo agua destilada, la cual se denomina línea base, ya que a partir de esta es que se determina el tiempo de depositación cuando el diferencial de presión (ΔP) obtenido en el instante en que se corren las salmueras sintéticas se encuentra 1 psi por encima de este. En la figura 4 se muestra el esquema del equipo CTS.

Figura 4. Esquema del equipo COIL TUBING SYSTEM (CTS)

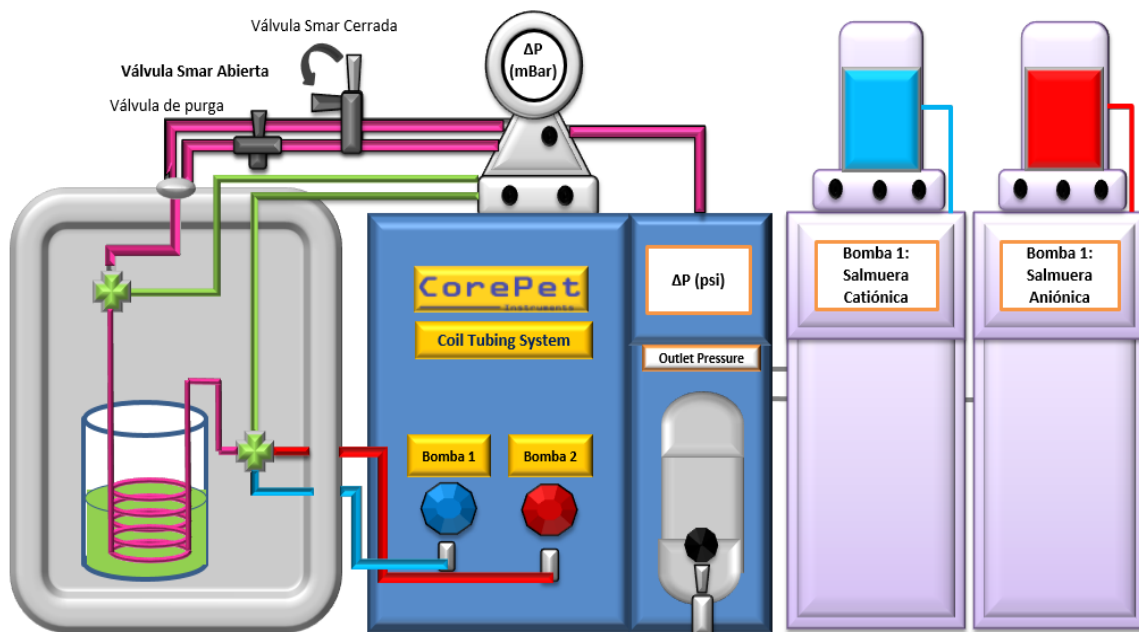


Tabla 6. Resultados de las pruebas obtenidos en el equipo CTS

CORRIDA	T	Qt	Tiempo de Depositación
	°F	cc/min	Min
1	100	8	27,20
2	200	8	5,67
3	100	12	17,48
4	200	12	2,52
5	100	10	22,07
6	200	10	5,20
7	150	8	8,52
8	150	12	9,23
9	150	10	6,92

10	150	10	6,93
----	-----	----	------

Los resultados de las diez pruebas se muestran en la tabla 6. Se puede apreciar en esta las condiciones para cada prueba y el tiempo de depositación del sulfato de bario. De igual forma, en el Anexo A, se podrán encontrar con más detalle los resultados obtenidos para cada experimento.

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL PLANTEAMIENTO Y DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN QUE DETERMINARÁ EL UMBRAL DE DEPOSITACIÓN DEL SULFATO DE BARIO.

A partir de los tiempos de depositación mostrados en la tabla 6 para cada prueba, se procede a graficar los efectos que tienen la temperatura y el caudal como variables en el diseño experimental.

Tabla 7. Tiempo de depositación para las condiciones de temperatura y caudal dadas.

T (°F)	Qt (cc/min)	TIEMPO (min)
100	8	27,20
100	10	22,07
100	12	17,48
150	8	8,52
150	10	6,92
150	10	6,93
150	12	9,23
200	8	5,67
200	10	5,20

200	12	2,52
-----	----	------

Figura 5. Tiempo de deposición vs. Temperatura para los tres caudales.

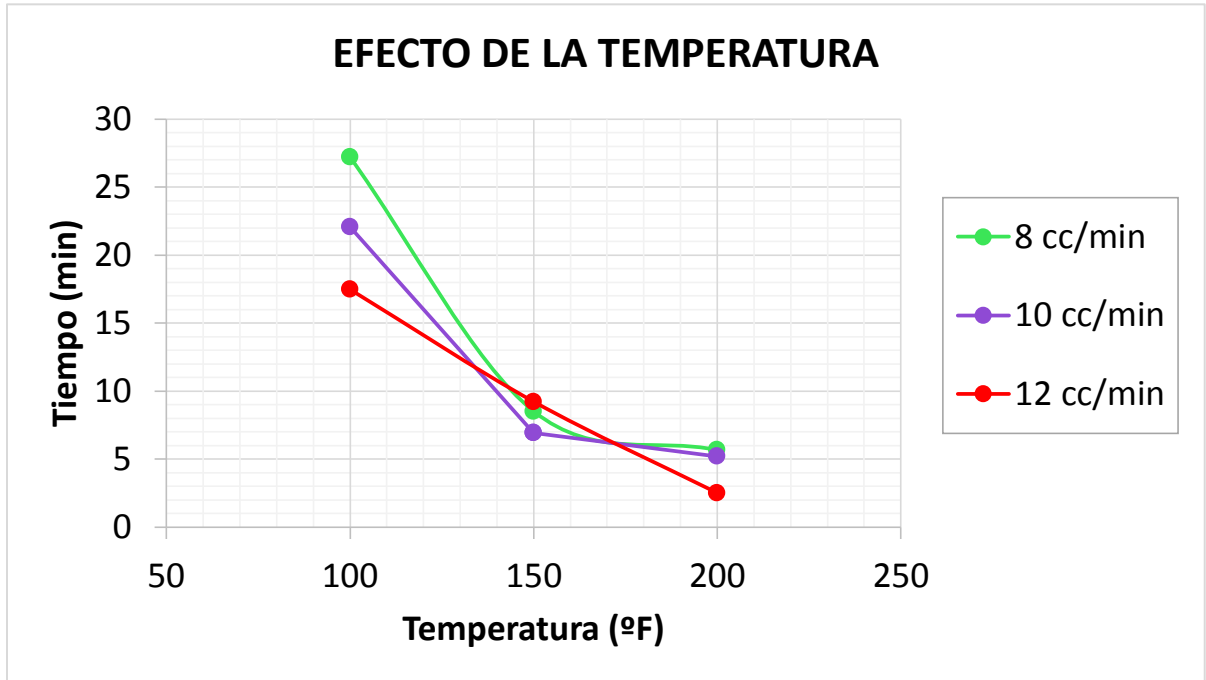
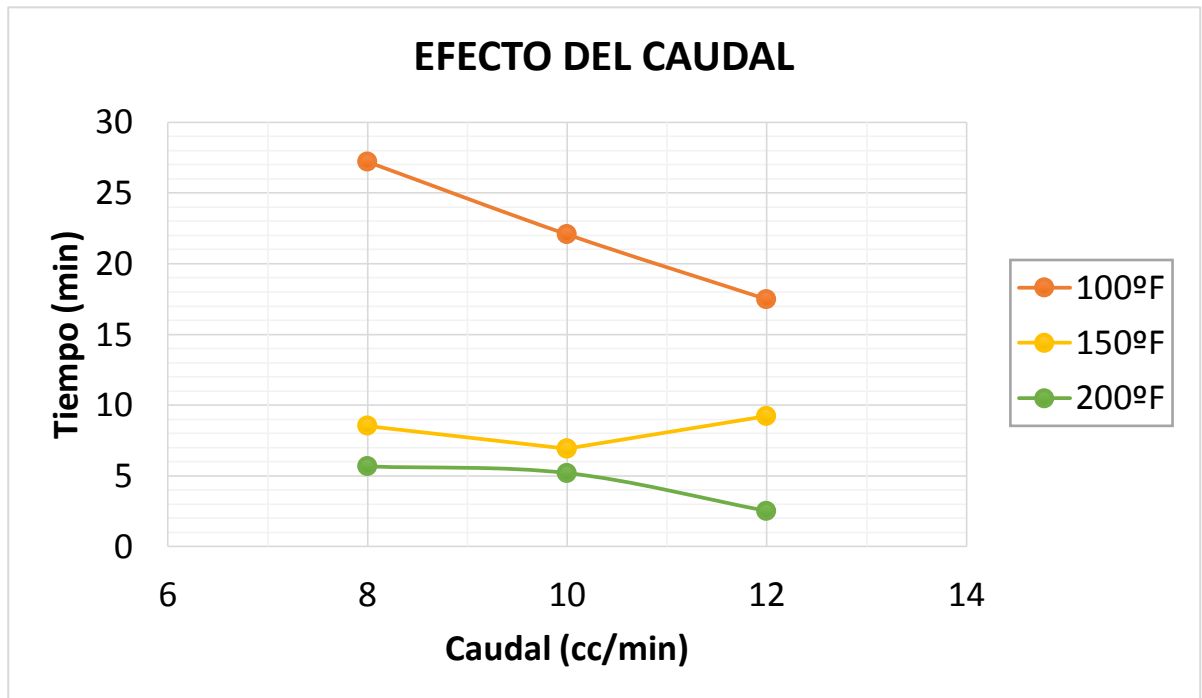


Figura 6. Tiempo de deposición vs. Caudal para las tres temperaturas.



Analizando los datos que se obtuvieron en el laboratorio, se observa una tendencia incremental de la depositación de las escamas de sulfato de bario cuando hay un aumento en la temperatura (ver figura 5); y a pesar que el sistema posee un potencial incrustante a temperaturas bajas, esta es solo una consideración termodinámica que tiene en cuenta el crecimiento del cristal, pero no el tiempo de residencia en el sistema o la velocidad de reacción. Es decir que, aunque termodinámicamente se puede predecir la cantidad que eventualmente precipitará de escama, no se puede saber cuánto tiempo debe transcurrir para dicha precipitación o cuando y donde se formaran los cristales y crecerán. (Vetter, 1975. Pág. 1520).

Cuando la temperatura se eleva, ocasiona que la velocidad de reacción también lo haga, de esta manera, más escamas de sulfato de bario se están formando y depositando en un menor tiempo de flujo, lo que a su vez está indicando que cinéticamente se forman más incrustaciones a temperaturas más altas. Por tal motivo, la influencia de la temperatura sobre la cinética de la cristalización es más importante que la influencia de la misma sobre la sobresaturación⁷, logrando así tener un mayor efecto en la formación de las escamas.

En la figura 6, se puede observar el efecto que tiene el caudal en el tiempo de depositación para cada una de las tres temperaturas dadas. Como se denota en esta figura, a medida que el caudal aumenta, el tiempo de depositación disminuye al mantener la temperatura constante; y a su vez, al caudal y temperatura más altos el tiempo disminuye aún más, lo cual obedece a que a caudales más altos, mayor volumen de solución que contiene los iones pasa por la línea y por lo tanto hay mayor colisión intermolecular favoreciendo la interacción de los iones en la formación de los primeros cristales de sulfato de bario.

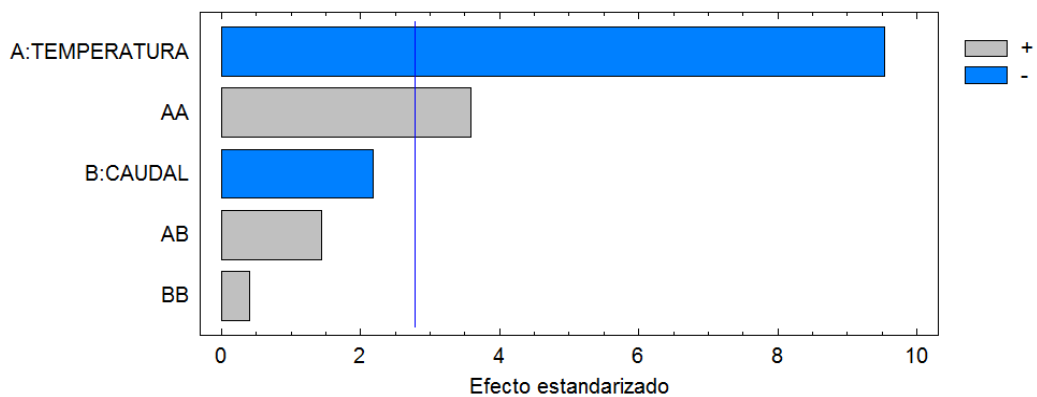
⁷ Dyer, S.J., Graham, G.M. (2002) The effect of temperature and pressure on oilfield scale formation. Pág. 105

Para entender un poco más, se puede tomar como referencia en la figura 6, el punto a caudal de 12 cc/min a temperatura de 100 y 200°F. El tiempo de depositación a 100°F es de 17,48 min y a 200°F es de 2,52 min, lo que es 7 veces menor que el tiempo necesario para que las incrustaciones lograran mostrar un efecto de taponamiento en la línea. La tendencia entonces que tiene el caudal en relación con el tiempo de depositación es inversa si se mantiene la temperatura constante. Solo una prueba durante el desarrollo de todos los experimentos mostró un comportamiento diferente a la tendencia ya mencionada. Esta prueba fue el experimento 8, el cual estaba a temperatura de 150°F y a caudal de 12 cc/min. El tiempo obtenido fue de 9,23 min el cual según lo que ya se ha dicho, debía ser menor. Este comportamiento se debe al arrastre al que pueden estar sometidas las escamas de sulfato de bario por la misma solución si no se han adherido completamente al coil. La precipitación ocurre cuando los cristales comienzan a formarse en el medio acuoso como consecuencia de la perturbación del equilibrio termodinámico del sistema. La depositación se dice que ocurre cuando ya las escamas se han adherido al medio que las contiene por la misma dinámica del fluido. Si se observa el diferencial de presión para esta prueba, se puede notar que este intenta aumentar, pero luego disminuye. Esto ocurre dos veces durante la prueba, por lo cual, el tiempo para que la escama logre depositar, se incrementa bajo las condiciones de dicho experimento.

Una vez entendido el comportamiento de cada variable con respecto al tiempo, se procede a estimar la ecuación que determinará el umbral de depositación del sulfato de bario a partir de los resultados obtenidos en el laboratorio. Para esto, se empleará el software STATGRAPHICS CENTURION XV el cual es una herramienta de análisis de datos que combina gráficos interactivos y procedimientos analíticos los cuales proporcionan un entorno integrado para el estudio.

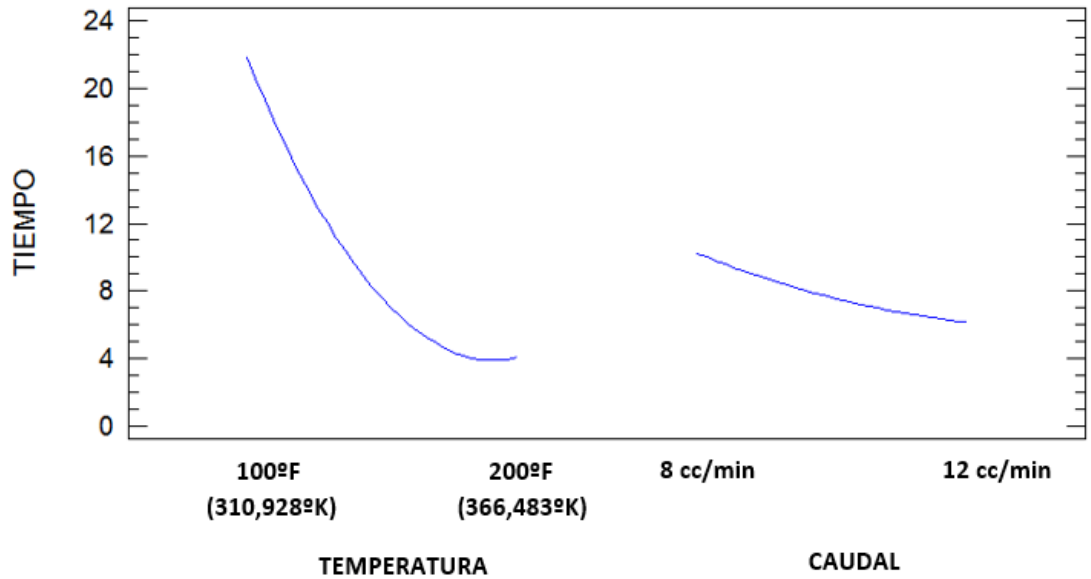
A partir del diagrama de Pareto, ver figura 7, (con el cual se muestran los efectos estimados de las variables y su interacción en orden de magnitud decreciente sobre la depositación de las escamas de sulfato de bario; en donde la longitud de las barras indican cual es el factor que tiene mayor efecto sobre la variable de respuesta y la línea azul permite establecer cual efecto es estadísticamente significativo en un 95% de nivel de confianza (ACHURI, L., MARTINEZ, R. 2013)), la gráfica de los efectos principales, ver figura 8, (en la que se puede apreciar como el factor de interés varia en los niveles bajo y alto y a medida que la pendiente se haga más notoria, es decir, la diferencia entre los dos niveles se haga más grande, el efecto sobre la respuesta se hará mayor (LOZANO, L. 2010)), y la tabla ANOVA, ver tabla 8, (con la cual se puede conocer la relevancia de cada factor a partir del Valor-P. Cuando los valores son menores a 0,05 se dice entonces que dicho factor tiene predominio considerable en la variable de respuesta), se puede deducir que la temperatura es la que tiene mayor importancia en el modelo que se quiere generar, puesto que esta es la que está influenciando directamente la depositación de las escamas del sulfato de bario; y a pesar que el caudal y la interacción de estos dos factores no superan el límite estadístico, se van a tener en cuenta para tener un mejor ajuste en el modelo.

Figura 7. Diagrama de Pareto estandarizado para el Tiempo de Depositación.



Fuente: STATGRAPHICS CENTURION XV. Análisis de experimentos.

Figura 8. Efectos principales para el Tiempo de Depositación.



Fuente: STATGRAPHICS CENTURION XV. Análisis de experimentos.

Tabla 8. Tabla ANOVA.

FUENTE	Grados de Libertad	VALOR -P
A: Temperatura	1	0,0007
B: Caudal	1	0,0953
AA	1	0,0231
AB	1	0,2236
BB	1	0,7099
Error total	4	
Total (corr.)	9	

Fuente: STATGRAPHICS CENTURION XV. Análisis de experimentos.

Entendido entonces lo anterior, finalmente se construye la correlación que se adapta a los resultados obtenidos. Dicha correlación puede determinar el tiempo de depositación para las escamas de sulfato de bario en función de los dos factores evaluados en el diseño experimental, generando valores que corresponden al comportamiento que tuvieron dichos factores con un efecto cinético y no termodinámico. La correlación es la siguiente:

$$t_{Dep} = 132,195 - 0,984974 * T - 6,4628 * Qt + 0,00214286 * T^2 + 0,016425 * T * Qt + 0,149286 * Qt^2$$

En donde:

t_{Dep} → Tiempo de depositación (min)

T → Temperatura (°F)

Q_t → Caudal total (cc/min)

En unidades del sistema internacional, la ecuación anterior puede expresarse a su vez de la siguiente forma:

$$t_{Dep} = 1037,73 - 5,31894 * T - 14,0131 * Qt + 0,00694279 * T^2 + 0,0295657 * T * Qt + 0,149286 * Qt^2$$

En donde:

t_{Dep} → Tiempo de depositación (min)

T → Temperatura (°K)

Q_t → Caudal total (cc/min)

3.1. VALIDACIONES PARA LA CORRELACIÓN.

Para poder validar la correlación anterior, se escogieron dos condiciones diferentes de caudal y temperatura que estuvieran dentro de los niveles que se manejaron para estos factores. Las salmueras sintéticas a usar fueron las mismas con las que se realizaron las pruebas para el diseño experimental y su composición química puede verse en la tabla 1 del capítulo 2.

Las condiciones para las validaciones y los resultados obtenidos en el equipo CTS, se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Condiciones de temperatura y caudal para las validaciones de la correlación.

	VALIDACIÓN 1	VALIDACIÓN 2
T para la validación	125°F (324,817°K)	150°F (338,706°K)
T en el equipo	127,22°F (326,05°K)	151,7°F (339,65°K)
Qt (cc/min)	8	9
Tiempo obtenido en el equipo CTS (min)	15,77	8,18

Una vez obtenidos los tiempos respectivos para cada validación, se procede a calcular el tiempo con la correlación para cada una. Finalmente, se calculó la diferencia entre ambos valores expresados como un porcentaje tomando como valor teórico el que se obtuvo con el equipo CTS y el experimental, el que se obtuvo con la ecuación. Los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Diferencias (%) para las validaciones de la correlación.

VALIDACIÓN PARA ECUACIÓN CON TEMPERATURA EN °F		
	VALIDACIÓN 1	VALIDACIÓN 2
Tiempo obtenido con la ecuación (min)	16,14	8,44
DIFERENCIA (%)	2,33	3,18
VALIDACIÓN PARA ECUACIÓN CON TEMPERATURA EN °K		
	VALIDACIÓN 1	VALIDACIÓN 2
Tiempo obtenido con la ecuación (min)	15,99	8,27
DIFERENCIA (%)	1,39	1,10

Como la diferencia expresada en porcentaje se encuentra por debajo del 5%, puede decirse entonces que la correlación generada describe el tiempo de depositación del sulfato de bario.

3.2. APLICACIÓN DEL MODELO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El modelo generado a partir de la temperatura y el caudal total puede ser utilizado para saber a qué profundidad en el tubing está depositando la escama de sulfato de bario.

Para ello entonces se realiza un escalamiento a partir de los caudales utilizados en las pruebas.

$$Velocidad_{campo} = Velocidad_{laboratorio}$$

$$\frac{Caudal_{campo}}{Área_{campo}} = \frac{Caudal_{laboratorio}}{Área_{laboratorio}}$$

Teniendo en cuenta que el ID del coil es de 0,8 mm y que el tubing a usar es de 2^{7/8} con ID de 2,441 in, al realizar la respectiva conversión se obtienen los siguientes valores para las áreas

$$\text{Área}_{\text{laboratorio}} = 0,000779 \text{ in}^2$$

$$\text{Área}_{\text{campo}} = 4,67978 \text{ in}^2$$

De esta forma, los caudales en campo son los que se muestran en la tabla 11.

Posterior a esto y a partir del gradiente de presión, se determina la profundidad que es el equivalente a la longitud del tubing. La presión a usar fue la que se determinó a partir del mismo gradiente para las pruebas, es decir 1500 psi.

$$\text{Presión} = 0,433 \text{ psi/ft} * \text{profundidad}$$

$$1500 = 0,433 \text{ psi/ft} * \text{profundidad}$$

$$\text{profundidad} = 3464,203 \text{ ft}$$

Tabla 11. Caudales de campo obtenidos por el escalamiento de los caudales usados en las pruebas.

	CAUDALES USADOS EN EL LABORATORIO		
	8 cc/min	10 cc/min	12 cc/min
Caudal_{campo} (cc/min)	48040,15	60050,19	72060,24
Caudal_{campo} (bbl/día)	435,12	543,91	652,69
Caudal_{campo} (bbl/min)	0,30	0,37	0,45

Conocidos los tiempos de depositación y el caudal en campo (bbl/min), se procede entonces a hallar el volumen de llenado de la tubería mediante la multiplicación de estos dos factores; y a partir de la capacidad de la tubería se puede determinar la profundidad a la cual depositan las escamas de sulfato de bario. La siguiente ecuación permite determinar dicho valor y los resultados se muestra en la tabla 12.

$$\text{Volumen tubería (bbl)} = \text{capacidad} \left[\frac{ID^2}{1029,4} \right] * \text{profundidad (ft)}$$

Finalmente se puede entonces determinar desde superficie hacia fondo a que profundidad están depositando las escamas de sulfato de bario hallando la diferencia entre la profundidad del tubing y las que están reportadas en la tabla anterior. Estos nuevos resultados se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Volumen de llenado de la tubería y profundidad a la cual depositan las escamas de sulfato de bario en el tubing.

CORRIDA	Temperatura, T (°F)	Caudal Total, Qt (cc/min)	Volumen de llenado en la tubería (bbl)	Profundidad (ft)
1	100	8	8,219	1419,95
7	150		2,574	444,78
2	200		1,713	295,99
5	100	10	8,336	1440,18
9	150		2,614	451,56
10	150		2,618	452,22
6	200		1,964	339,32
3	100	12	7,923	1368,79
8	150		4,184	722,74
4	200		1,142	197,33

Tabla 13. Profundidad en la cual depositan las escamas de sulfato de bario.

Profundidad del tubing (ft)	Profundidad de fondo a superficie (ft)	Profundidad de superficie a fondo (ft)
3464,203	1419,95	2044,25
	444,78	3019,42
	295,99	3168,21
	1440,18	2024,02
	451,56	3012,64
	452,22	3011,98
	339,32	3124,88
	1368,79	2095,41
	722,74	2741,46
	197,33	3266,87

3.3. DETERMINACIÓN DEL DAÑO A PARTIR DE LOS TIEMPOS DE DEPOSITACIÓN DEL SULFATO DE BARIO.

Con el fin de observar si los resultados obtenidos en laboratorio se pueden escalar a nivel de pozo, se realizaron tres simulaciones en el software CMG tomando las pruebas a temperatura de 100°F y a los caudales de 8, 10 y 12 cc/min con el objetivo de poder determinar el daño (skin, S) en las cercanías del pozo.

Para iniciar, se creó un modelo lineal de yacimiento, con el fin de reproducir los resultados obtenidos de incremento de presión, por medio de la variación de la permeabilidad del modelo a diferentes tiempos, simulando el daño generado por la depositación. Este modelo permite estimar los modificadores de permeabilidad a agregar posteriormente para el análisis a nivel de pozo. La temperatura y presión del modelo de simulación fueron las empleadas en las pruebas de laboratorio.

Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Results 3D.

Se calcula la reducción de la permeabilidad para cada instante de cada prueba, estos valores determinaran la permeabilidad para cada minuto, valores que serán llevados como modificadores espaciales de propiedad para la permeabilidad. Después de ingresar los modificadores en el simulador, se valida el modelo y se grafican los valores de dP para cada simulación con su respectiva línea base, con el fin de ajustar las curvas de dP vs. Tiempos obtenidos con las pruebas de laboratorio. Esto se puede observar en las figuras 10, 11 y 12 respectivamente. (Ver Anexo B).

Figura 10. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.1)

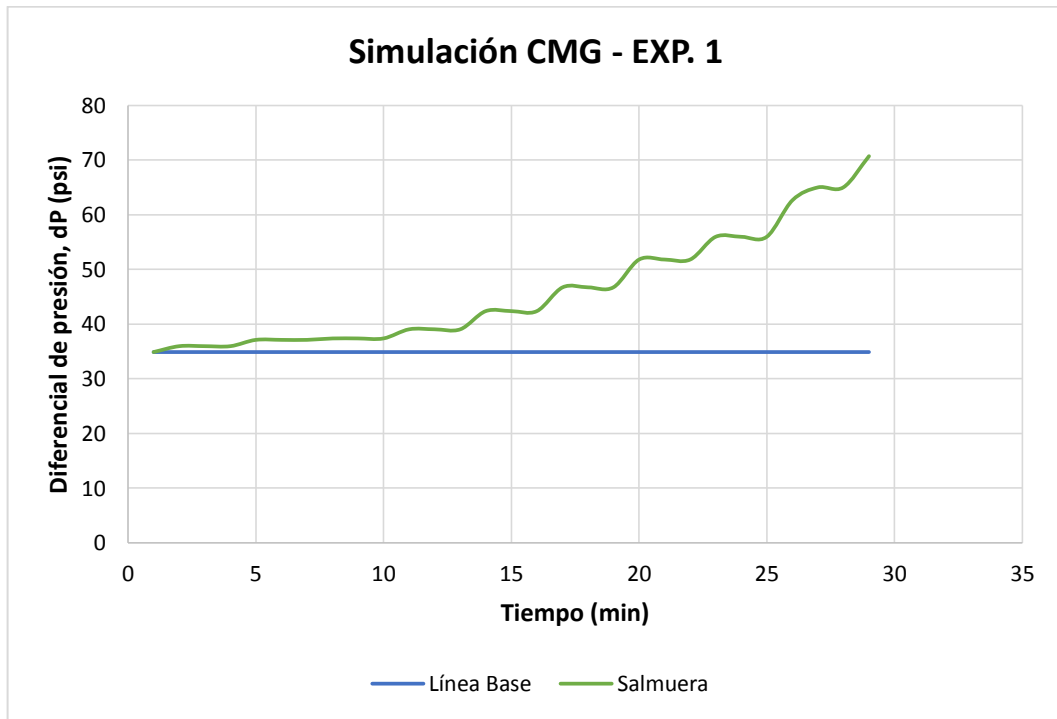


Figura 11. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.2)

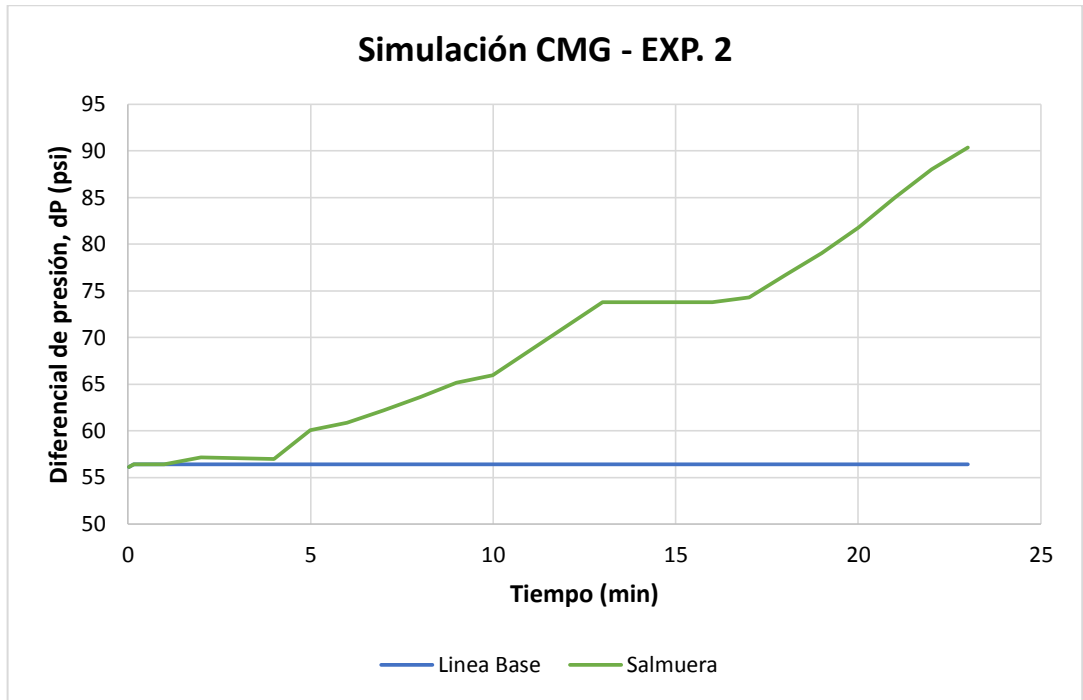
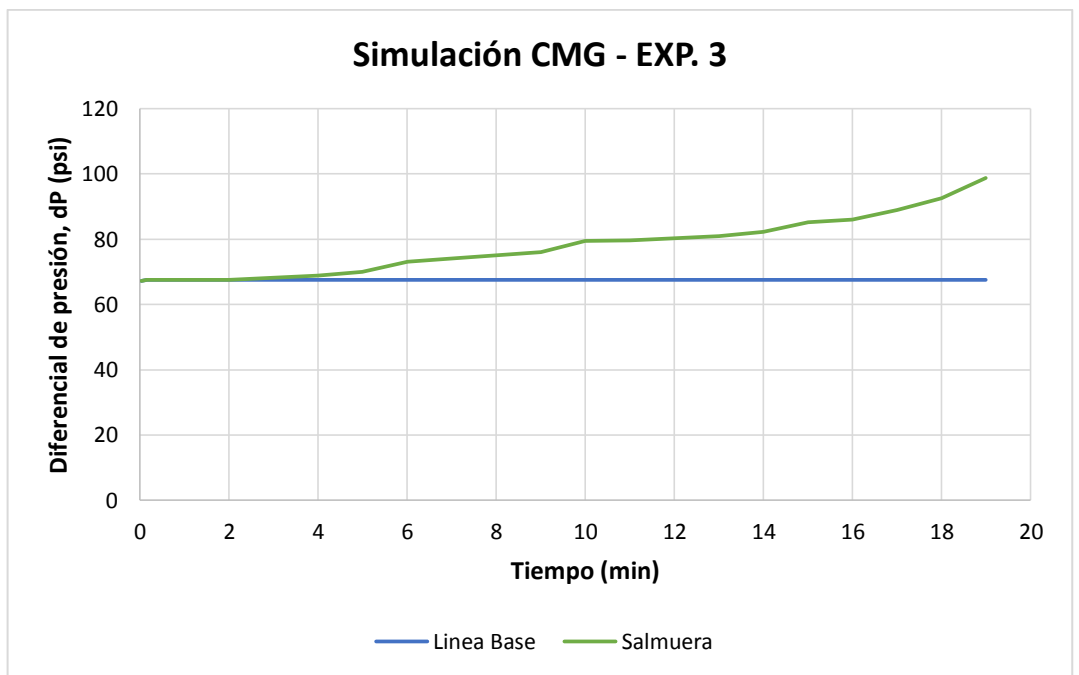


Figura 12. Diferencial de presión vs. Tiempo (EXP.3)



En el momento en que son obtenidos los diferenciales de presión, se procede a comparar estos valores con los alcanzados en las pruebas de laboratorio, con el fin de validar la simulación y observar la veracidad de dichos valores. Las figuras 13, 14 y 15 muestran dicha comparación.

Figura 13. Comparación del diferencial de presión (EXP.1)

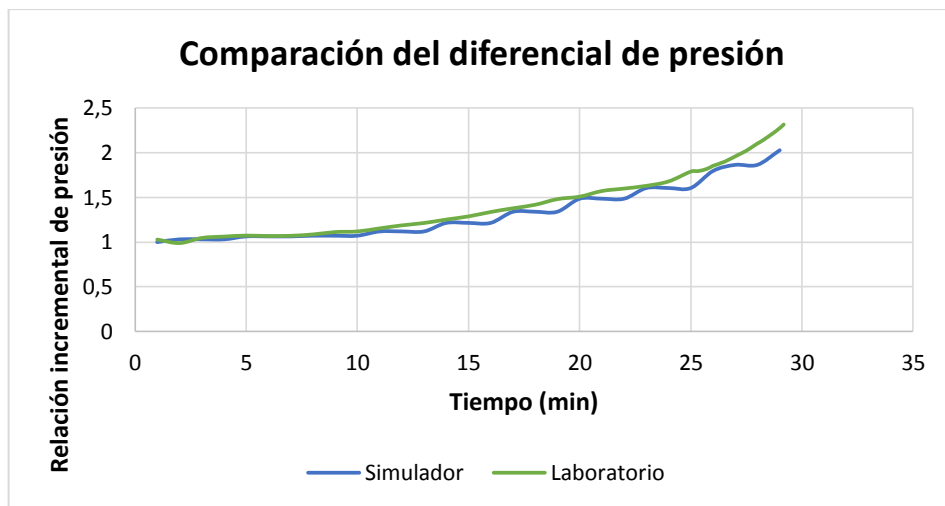


Figura 14. Comparación del diferencial de presión (EXP.2)

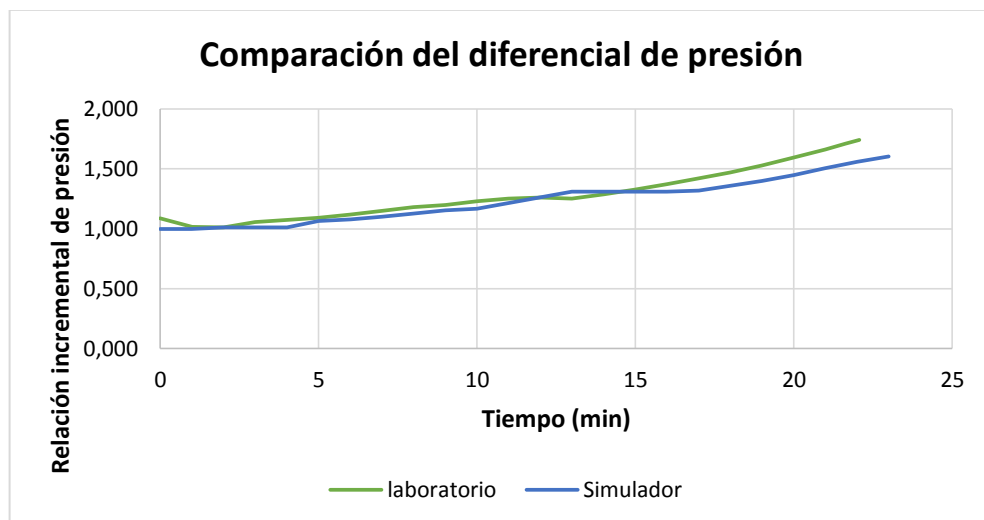
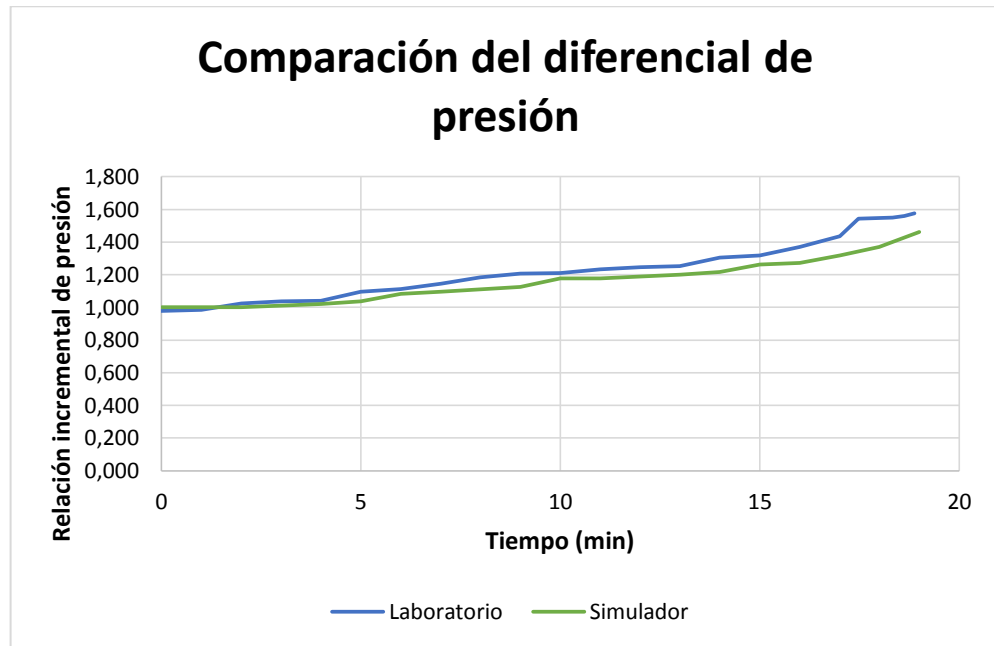


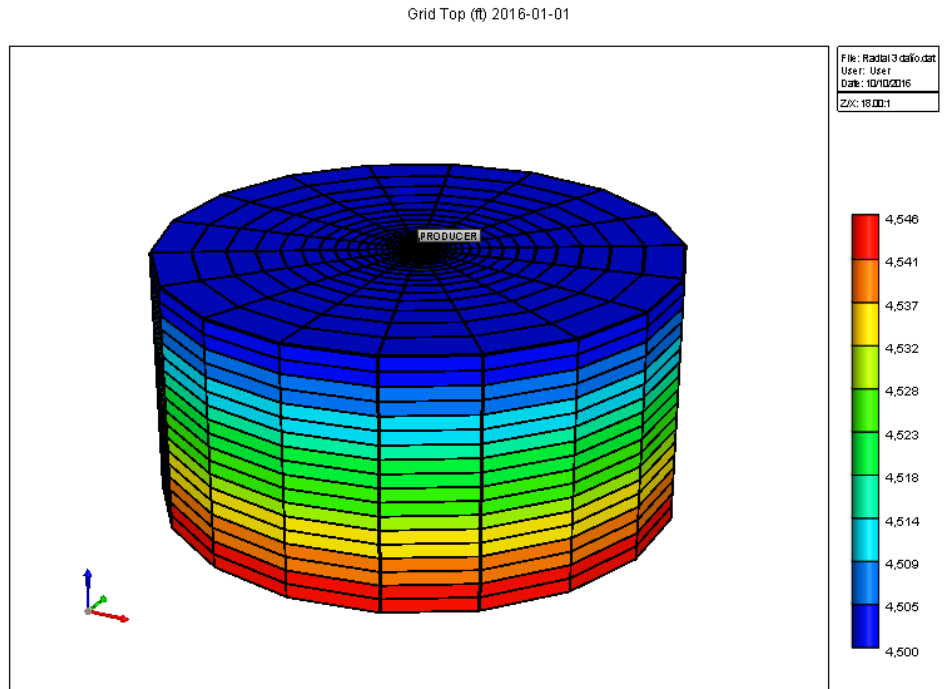
Figura 15. Comparación del diferencial de presión (EXP.3)



Las gráficas muestran que la metodología para simular las pruebas a condiciones de un yacimiento presenta una buena aproximación.

Finalmente se crea un modelo radial para analizar el daño producido por la salmuera en la cara del pozo, para esto se conservan todas las variables consideradas en los modelos lineales y se aplican los modificadores espaciales de propiedad para la permeabilidad calculados para los modelos anteriores. Posterior a esto, se analiza la producción de un pozo con un crudo de 32°API, factor volumétrico del aceite, Bo de 1.02 RB/STB y viscosidad del aceite, μ_o de 4.65 cp @ Presión de burbuja de 200 psi, un radio de pozo, r_w de 0.25 ft y tasas de producción de 435, 544 y 653 bbl/día (resultantes del escalamiento de las tasas de flujo en laboratorio a tasa de flujo en yacimiento). En la figura 16, se muestra el modelo radial para el pozo productor bajo las condiciones dadas anteriormente.

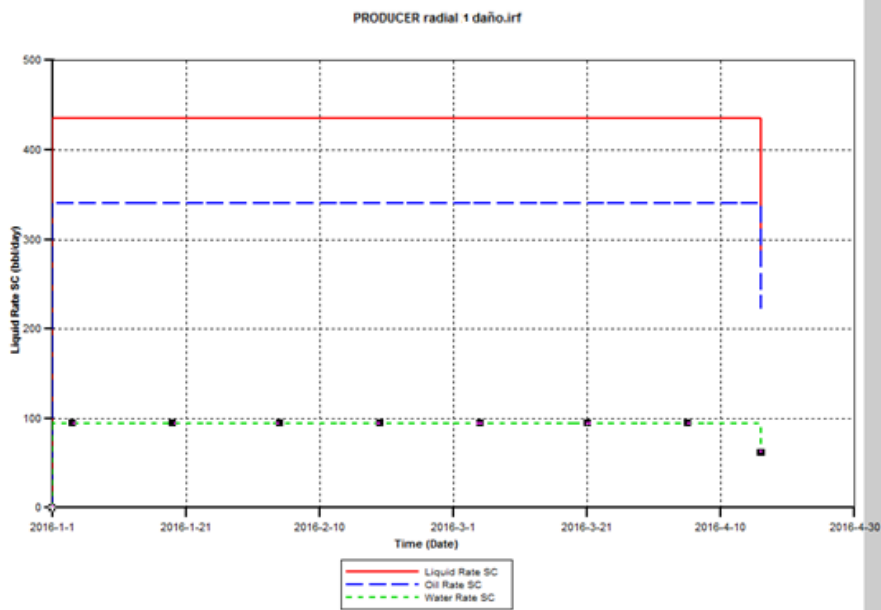
Figura 16. Modelo radial para el pozo productor.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Results Graph.

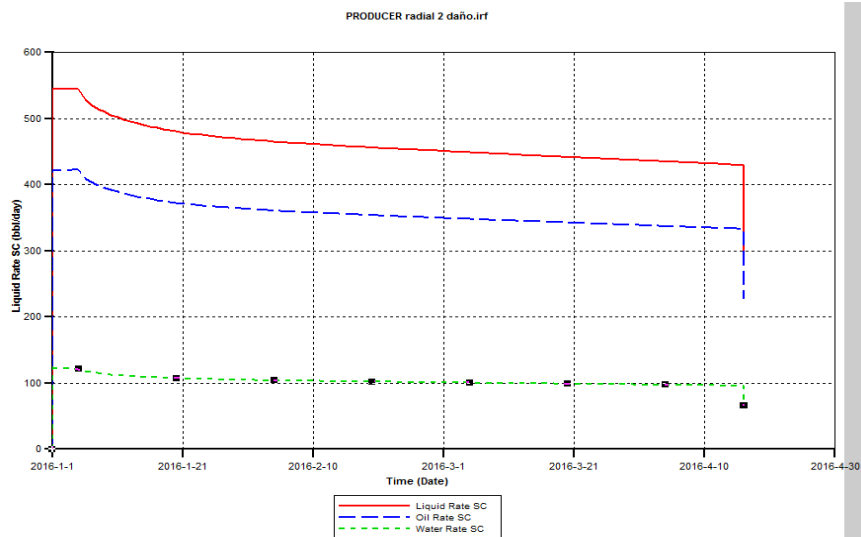
Se simulan 4 meses iniciales de producción aproximadamente antes de ingresar los tiempos en los cuales actuarán los modificadores para evaluar el cambio en la permeabilidad y una vez validados los modelos para los tres experimentos se procede a generar las curvas para la producción de líquidos, aceite y agua con la herramienta Results Graph. Las figuras 17, 18 y 19 muestran los resultados obtenidos.

Figura 17. Curvas de producción (EXP.1)



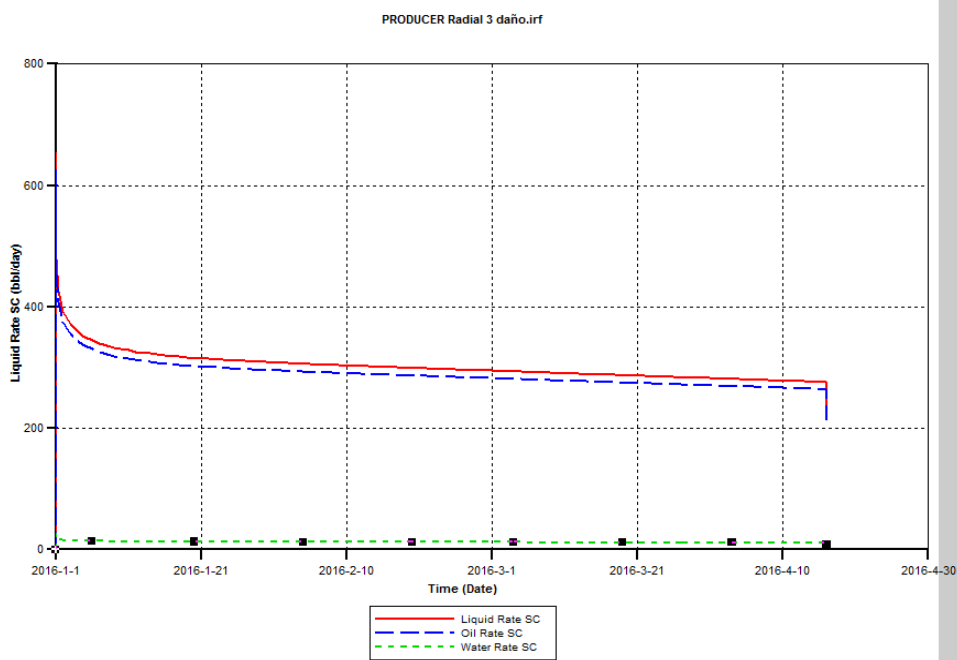
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Results Graph.

Figura 18. Curvas de producción (EXP.2)



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Results Graph.

Figura 19. Curvas de producción (EXP.3)



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Results Graph.

De la gráfica se extraen los valores de caudal de aceite para las condiciones antes y después del daño, se calcula el radio equivalente estimado y luego con estos datos se halla el factor de daño, *skin* (S) producido por cada prueba a sus respectivas condiciones, mediante la siguiente ecuación:

$$Q_o = \frac{0.001127 * K * h * kr * dP}{\mu * Bo * \ln\left(\frac{re}{rw}\right) + S}$$

La tabla 14 muestra que, a un aumento de la tasa, el daño es mayor.

Tabla 14. Daño (skin) ocasionado por la depositación del sulfato de bario.

EXPERIMENTO 1		EXPERIMENTO 2		EXPERIMENTO 3	
T (°F)	100	T (°F)	100	T (°F)	100
Qlab (cc/min)	8	Qlab (cc/min)	10	Qlab (cc/min)	12
Q (bbl/día)	222,541	Q (bbl/día)	227,305	Q (bbl/día)	202,3
Skin	7,7	Skin	9,92	Skin	10,32

Para finalizar Skin hallado es válido para el tiempo de la prueba, y tiende a seguir aumentando con el pasar del tiempo, como se observó experimentalmente.

4. CONCLUSIONES

- Se obtiene una correlación que permite determinar el tiempo de depositación para el sulfato de bario en el medio poroso. El modelo obtenido es válido para temperaturas entre 100 y 200°F (310,928 Y 366,483°K), presión de 1500 psi y caudales entre 8 y 12 cc/min con un coeficiente de determinación (R^2) de 96,543%.
- Tres factores influyen en la depositación de las escamas, termodinámicos, cinéticos e hidrodinámicos, sin embargo, durante la realización de las pruebas en el equipo CTS, se pudo establecer que los factores cinéticos son los que predominan en la depositación de las escamas de sulfato de bario y por tal motivo, se obtuvo un tiempo menor a caudal de 12 cc/min y 200°F.
- A partir del escalamiento de los resultados obtenidos en laboratorio, se pudo determinar el valor del daño (skin) en las cercanías del pozo con ayuda de la simulación en CMG en donde finalmente se aprecia que el mayor daño ocurre a una tasa mayor lo que a su vez indica un tiempo de depositación menor.
- El modelo generado y aplicado en tubería permite determinar la profundidad en la cual depositan las escamas de sulfato de bario de acuerdo al tiempo de depositación.

- El aumento de temperatura y caudal hacen que aumente la velocidad de la reacción, la nucleación y el crecimiento de los cristales, de esta forma, los tiempos de depositación se reducen.
- Debido al arrastre que sufren las escamas de sulfato de bario a caudal total de 12 cc/min y 150°F, el tiempo de depositación aumenta puesto que no hay una adherencia total por parte de estas en el coil, lo cual se puede evidenciar con el aumento y disminución del diferencial de presión para dicha prueba.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar un diseño experimental en el cual se analice el efecto de los parámetros que se han tomado constantes en este proyecto como son la presión, la concentración y el pH.
- Ampliar el rango de las variables para extender el modelo de predicción a diferentes condiciones.
- Disminuir el distanciamiento entre puntos del diseño experimental para un análisis más detallado del comportamiento para el Sulfato de Bario.

BIBLIOGRAFÍA

ACHURY, D., MARTÍNEZ, R. *Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore*. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013, p. 23, 53.

AMER BADR BINMERDHAH, ABU AZAM MOHD YASSIN, MAZEN AHMED MUHEREI. *Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water*. Journal of Petroleum Science & Engineering 70 (2010) 79-88. Volume 70, January 2010.

AMER BADR BINMERDHAH, ABU AZAM MOHD YASSIN. *Laboratory Study on Precipitation of Barium Sulphate in Malaysia Sandstone Cores*. The Open Petroleum Engineering Journal, 2009, 2, 1-11. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering, Universiti Teknologi Malaysia. 81310 Skudai, Johor, Malaysia.

Bazin, B., Kholer, N., Zaitoun, A. *Some Insights Into the Tube-Blocking-Test Method To Evaluate the Efficiency of Mineral Scale Inhibitors*. SPE-96560. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas. 2005.

CARREÑO, J., RODRÍGUEZ, J. *Evaluación del daño a la formación por efecto de la depositación de carbonato de calcio en el medio poroso*. Tesis de pregrado.

Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2016, p. 36, 58, 59.

CRABTREE, M. et al. *La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención*. Oilfield Review, Slumberger. Volumen 11. Otoño de 1999, p. 30-49.

DURÁN, A., OSORIO, P., SUESCÚN, Y. *Parafinas, asfaltenos y escamas*. Universidad Industrial de Santander. 2013, p. 44-73.

DYER, S.J., GRAHAM, G.M. *The effect of temperature and pressure on oilfield scale formation*. Journal of Petroleum Science & Engineering 35 (2002) 95-107. Oilfield Scale Research Group. Department of Petroleum Engineering. Heriot-Watt University. Riccarton, Edinburgh. EH14 4AS, UK.

GPA. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Nota Técnica N°23. 2 p.

GUIMARAES, Z. et. al. *Case Histories of Barium Sulfate Scale Removal in Offshore Wells, Brazil, Using a New Engineered Combination of Coiled-Tubing Tools*. SPE 107063. The 2007 SPE/ICOTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. Texas, USA. March 20 – 21.

Hycal Energy Research Laboratories Ltd. CLEARWELL SCALE INHIBITION RESEARCH STUDY. Weatherford International Inc. Hycal File #: N901RE (2005).

INGEOMINAS-ANH. *Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia*. 2008.

JINES MUÑOZ, J. *Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sachá en distrito amazónico ecuatoriano*. Tesis de grado. Guayaquil-Ecuador: ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2010.

LOZANO, L. *Aplicación de la metodología de superficie de respuesta en la optimización de la producción de biodiesel a partir de aceite de microalgas mediante transesterificación en fase homogénea*. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. 2010, p. 26-29.

MANRIQUE, J., RANGEL, N. *Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción*. Corporación Internacional del Petróleo. Villavicencio. 2010.

MAZZOLLINI, E.I., AERTERO, L., TRUEFLITT, C.S. *Scale Prediction and Laboratory Evaluation of BaSO₄ Scale Inhibitors for Seawater Flood in a High-Barium Environment*. SPE-20894. SPE Production Engineering, May 1992.

MOHAMMED BIN MERDHAH, A.B. *The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water*. Master thesis. Universiti Teknologi Malaysia. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering. 2007.

RIGATTO, F. *Modelagem analítica para reinjeção de água produzida com efeitos na incrustação de sulfato de bário*. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro – Uenf Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo – Lenep. Macaé – Rj. Junho – 2006. 21 p.

SANDENGEN, K. *Scale. Precipitation of salts creating problems*. NTNU 22. Statoil. October 2012.

VETTER, O.J.G. *How barium sulfate is formed: An interpretation*. SPE-4217. Journal of Petroleum Technology. Volume 27. December 1975. 1520 p.

Weintritt, D.J., Cowan, J.C. *Unique characteristics of barium sulfate scale deposition*. SPE-1523. Journal of Petroleum Technology. Volume 19. October 1967.

ANEXOS

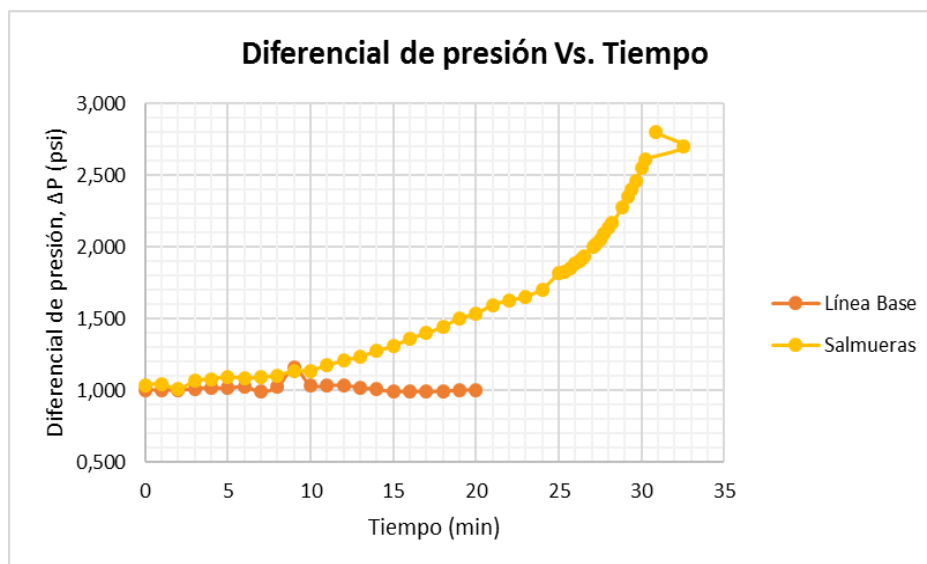
ANEXO A. Datos obtenidos en las pruebas experimentales.

CORRIDA No. 1

TEMPERATURA BAJA, CAUDAL BAJO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	100,76	T[°F]	101,66
PB1[PSI]	1510	PB1[PSI]	1518
PB2[PSI]	1520	PB2[PSI]	1528
QT[cm ³ /mint]	8	QT[cm ³ /mint]	8

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	1,004	0	1,030
1	1,000	1	1,045
2	1,001	2	1,005
3	1,010	3	1,063
4	1,019	4	1,079
5	1,013	5	1,090
6	1,027	6	1,085
7	0,988	7	1,088
8	1,024	8	1,103
9	1,156	9	1,130
10	1,035	10	1,137
11	1,033	11	1,172
12	1,035	12	1,206
13	1,019	13	1,233
14	1,005	14	1,272
15	0,989	15	1,308
16	0,992	16	1,358
17	0,989	17	1,400
18	0,993	18	1,440
19	0,999	19	1,504
20	1,003	20	1,532

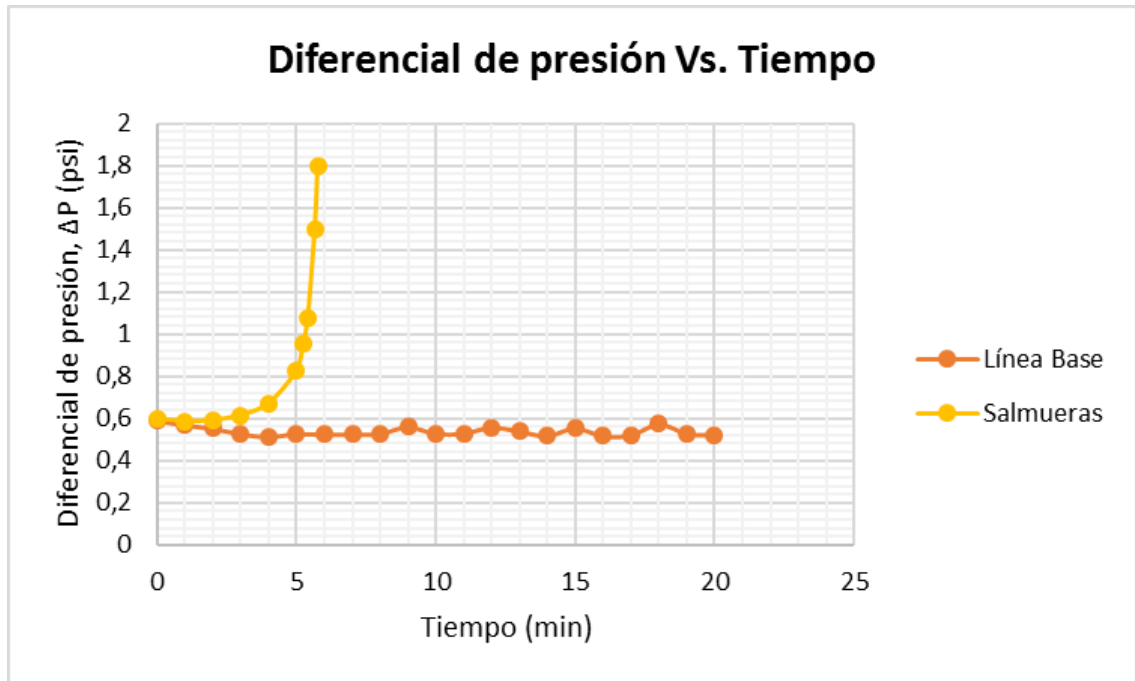
21	1,596
22	1,624
23	1,655
24	1,705
25	1,817
25,33	1,822
25,72	1,847
26	1,882
26,22	1,900
26,37	1,916
26,55	1,932
27,08	2,000
27,2	2,015
27,47	2,050
27,73	2,091
28	2,136
28,23	2,170
28,85	2,280
29,18	2,351
29,42	2,400
29,67	2,460
30	2,551
30,25	2,614
32,53	2,700
30,85	2,800



CORRIDA No. 2

TEMPERATURA ALTA, CAUDAL BAJO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	197,24	T[°F]	198,14
PB1[PSI]	1537	PB1[PSI]	1508
PB2[PSI]	1546	PB2[PSI]	1518
QT[cm ³ /mint]	8	QT[cm ³ /mint]	8

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	0,590	0	0,598
1	0,570	1	0,585
2	0,552	2	0,589
3	0,527	3	0,614
4	0,513	4	0,668
5	0,527	5	0,823
6	0,523	5,25	0,951
7	0,524	5,42	1,075
8	0,528	5,67	1,500
9	0,560	5,78	1,800
10	0,528		
11	0,529		
12	0,558		
13	0,539		
14	0,517		
15	0,555		
16	0,516		
17	0,521		
18	0,574		
19	0,528		
20	0,522		



CORRIDA No. 3

TEMPERATURA BAJA, CAUDAL ALTO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	102,2	T[°F]	103,1
PB1[PSI]	1545	PB1[PSI]	1518
PB2[PSI]	1555	PB2[PSI]	1528
QT[cm ³ /mint]	12	QT[cm ³ /mint]	12

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	1,686	0	1,647
1	1,657	1	1,659
2	1,627	2	1,723
3	1,681	3	1,995
4	1,673	4	1,754
5	1,676	5	1,844
6	1,700	6	1,874
7	1,732	7	1,929
8	1,681	8	2,283
9	1,729	9	2,032

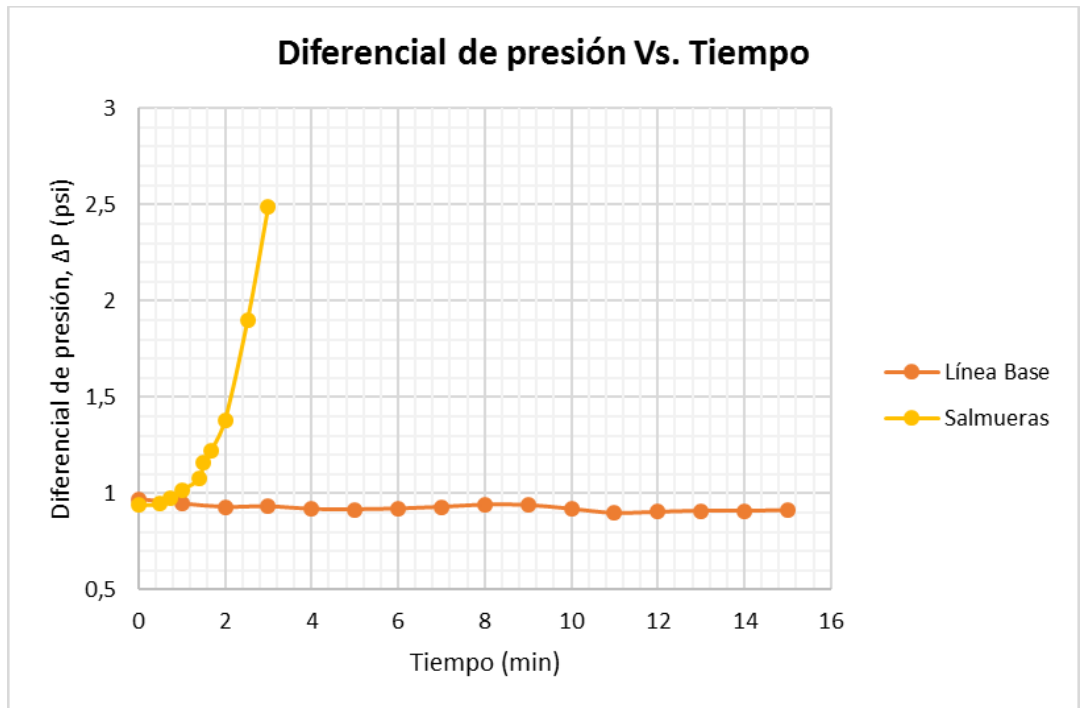
10	1,697	10	2,036
11	1,775	11	2,076
12	1,750	12	2,046
13	1,660	13	2,110
14	1,668	14	2,200
15	1,728	15	2,221
16	1,637	16	2,310
17	1,630	17	2,417
18	1,645	17,48	2,600
19	1,693	18,33	2,612
20	1,663	18,63	2,628
		18,88	2,653



CORRIDA No. 4

TEMPERATURA ALTA, CAUDAL ALTO			
LÍNEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	197,96	T[°F]	198,68
PB1[PSI]	1533	PB1[PSI]	1544
PB2[PSI]	1541	PB2[PSI]	1555
QT[cm ³ /mint]	12	QT[cm ³ /mint]	12

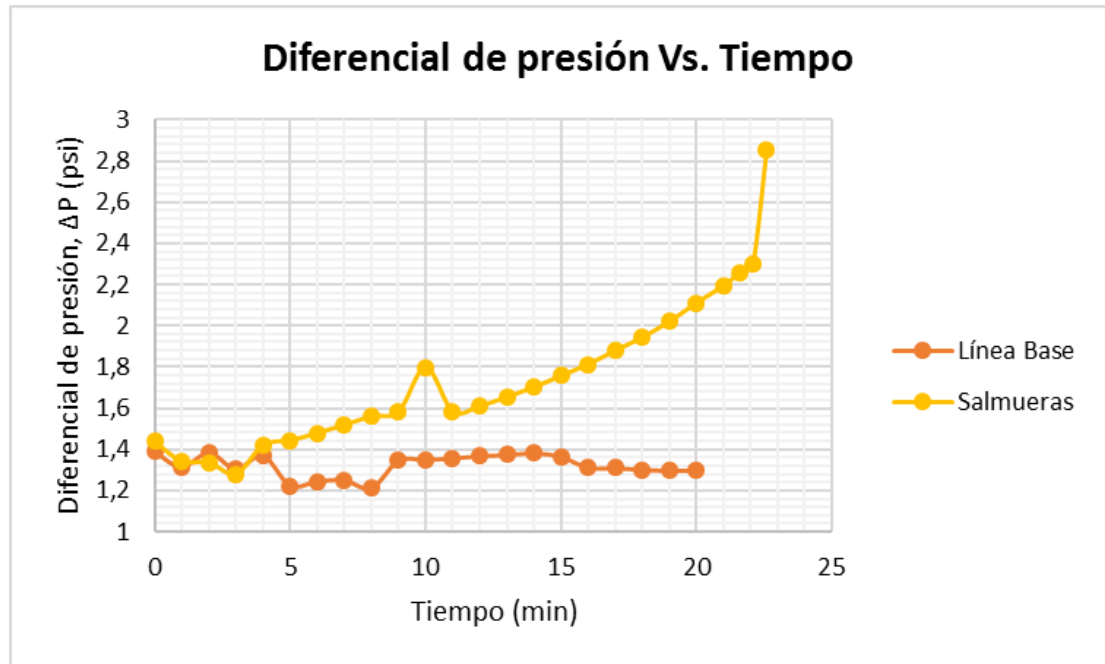
TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	0,971	0	0,941
1	0,948	0,50	0,948
2	0,930	0,75	0,976
3	0,933	1	1,020
4	0,919	1,42	1,078
5	0,917	1,50	1,158
6	0,921	1,67	1,222
7	0,930	2	1,382
8	0,942	2,52	1,900
9	0,940	3	2,490
10	0,920		
11	0,898		
12	0,904		
13	0,910		
14	0,910		
15	0,912		



CORRIDA No. 5

TEMPERATURA BAJA, CAUDAL MEDIO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	101,48	T[°F]	102,74
PB1[PSI]	1528	PB1[PSI]	1510
PB2[PSI]	1535	PB2[PSI]	1521
QT[cm ³ /mint]	10	QT[cm ³ /mint]	10

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	1,390	0	1,438
1	1,315	1	1,343
2	1,386	2	1,337
3	1,305	3	1,281
4	1,372	4	1,421
5	1,224	5	1,444
6	1,244	6	1,479
7	1,250	7	1,519
8	1,211	8	1,561
9	1,347	9	1,583
10	1,350	10	1,799
11	1,358	11	1,584
12	1,369	12	1,611
13	1,374	13	1,654
14	1,383	14	1,702
15	1,365	15	1,758
16	1,311	16	1,813
17	1,310	17	1,880
18	1,301	18	1,944
19	1,296	19	2,021
20	1,300	20	2,111
		21	2,195
		21,63	2,260
		22,07	2,300
		22,58	2,854

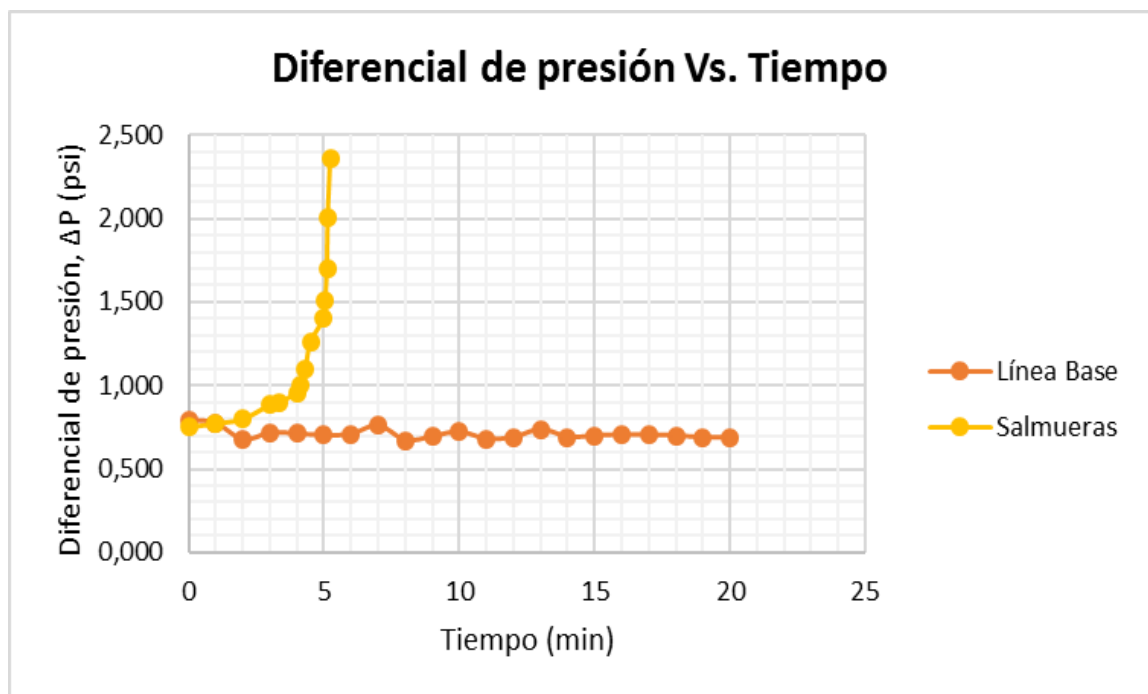


CORRIDA No. 6

TEMPERATURA ALTA, CAUDAL MEDIO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	197,78	T[°F]	198,5
PB1[PSI]	1553	PB1[PSI]	1542
PB2[PSI]	1562	PB2[PSI]	1551
QT[cm ³ /mint]	10	QT[cm ³ /mint]	10

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	0,791	0	0,751
1	0,773	1	0,774
2	0,676	2	0,800
3	0,715	3	0,885
4	0,711	3,6	0,900
5	0,701	4	0,959
6	0,708	4,23	1,002
7	0,760	4,53	1,101
8	0,672	4,85	1,261
9	0,695	5	1,402

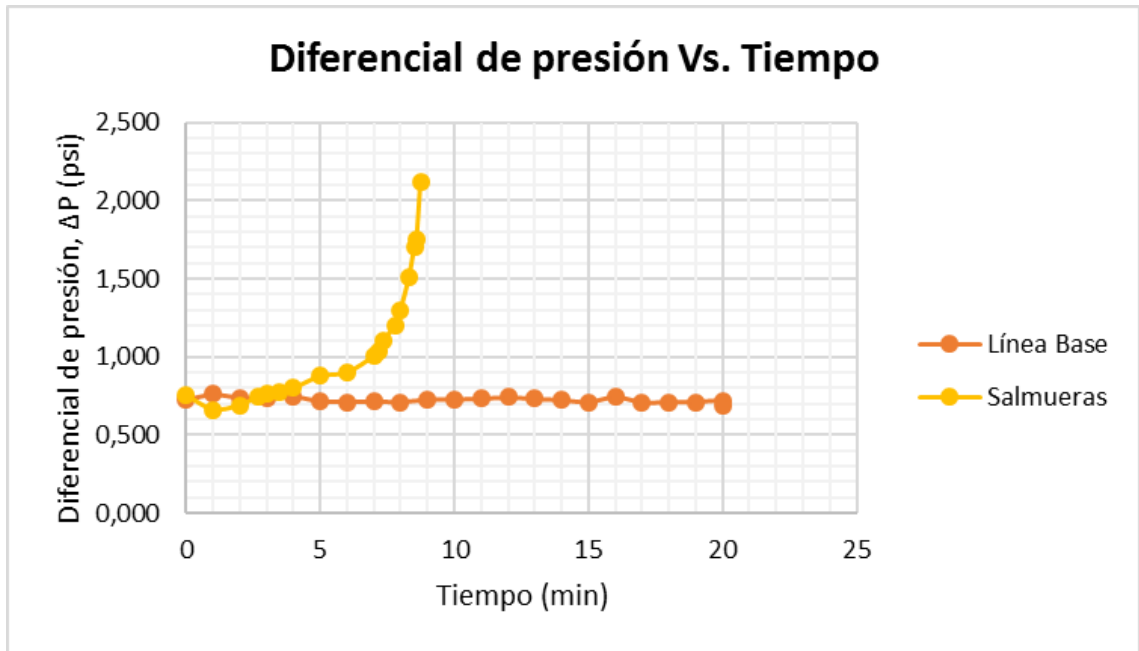
10	0,722	5,08	1,505
11	0,680	5,20	1,703
12	0,690	5,25	2,006
13	0,737	5,40	2,360
14	0,691		
15	0,700		
16	0,706		
17	0,703		
18	0,700		
19	0,688		
20	0,689		



CORRIDA No. 7

TEMPERATURA MEDIA, CAUDAL BAJO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	151,34	T[°F]	151,34
PB1[PSI]	1512	PB1[PSI]	1584
PB2[PSI]	1523	PB2[PSI]	1594
QT[cm ³ /mint]	8	QT[cm ³ /mint]	8

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	0,726	0	0,755
1	0,763	1	0,664
2	0,740	2	0,693
3	0,736	2,70	0,750
4	0,748	3	0,761
5	0,715	3,48	0,780
6	0,712	4	0,800
7	0,714	5	0,878
8	0,710	6	0,901
9	0,728	7	1,006
10	0,728	7,18	1,040
11	0,735	7,35	1,103
12	0,742	7,78	1,200
13	0,733	8	1,301
14	0,724	8,32	1,515
15	0,710	8,52	1,705
16	0,746	8,60	1,756
17	0,708	8,75	2,125
18	0,709		
19	0,712		
20	0,721		

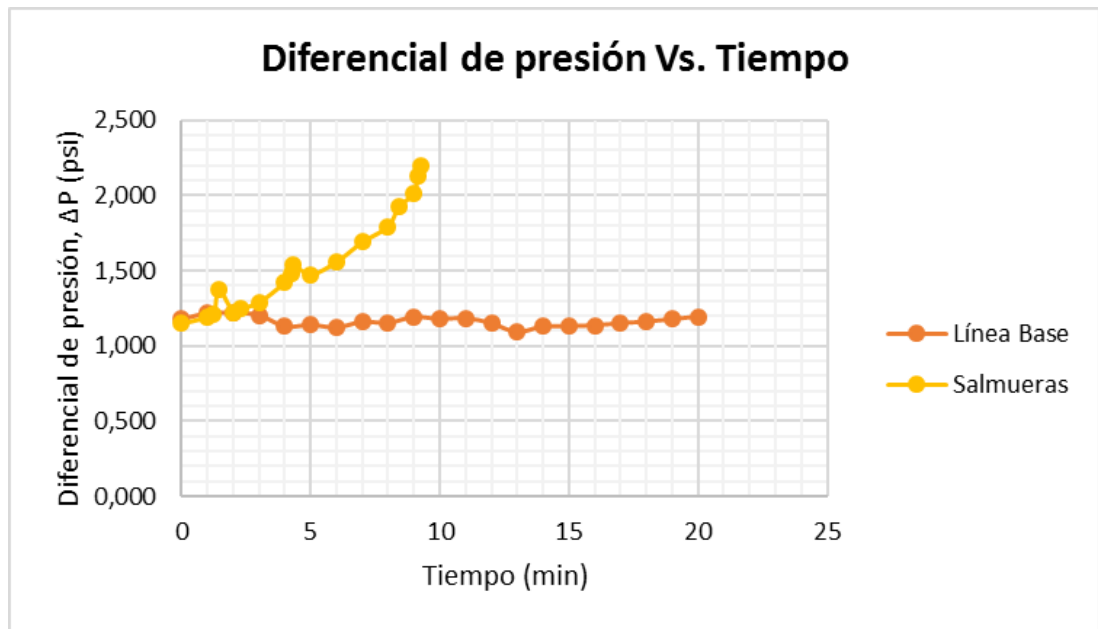


CORRIDA No. 8

TEMPERATURA MEDIA, CAUDAL ALTO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	151,34	T[°F]	151,34
PB1[PSI]	1531	PB1[PSI]	1507
PB2[PSI]	1541	PB2[PSI]	1517
QT[cm ³ /mint]	12	QT[cm ³ /mint]	12

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	1,177	0	1,149
1	1,217	1	1,192
2	1,219	1,42	1,214
3	1,204	1,73	1,376
4	1,129	2	1,223
5	1,141	2,50	1,250
6	1,122	3	1,290
7	1,161	4	1,424
8	1,152	4,45	1,482

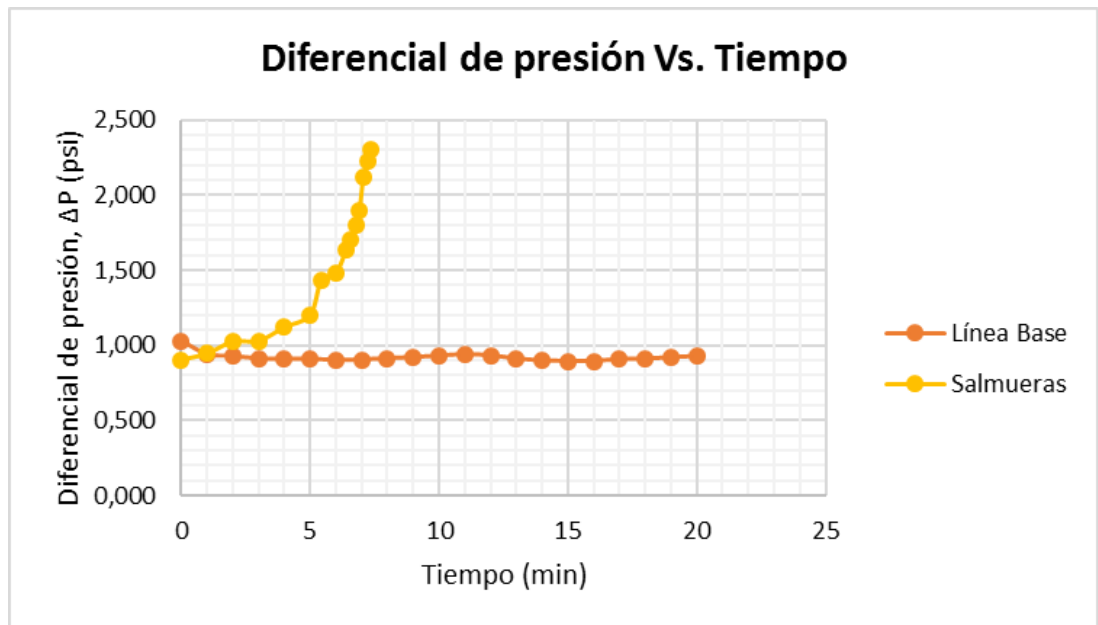
9	1,193	4,57	1,540
10	1,179	5	1,475
11	1,185	6	1,560
12	1,151	7	1,691
13	1,092	8	1,795
14	1,130	8,68	1,927
15	1,130	9	2,012
16	1,137	9,23	2,132
17	1,151	9,48	2,202
18	1,162		
19	1,178		
20	1,196		



CORRIDA No. 9

TEMPERATURA MEDIA, CAUDAL ALTO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	150,08	T[°F]	150,44
PB1[PSI]	1562	PB1[PSI]	1566
PB2[PSI]	1572	PB2[PSI]	1576
QT[cm ³ /mint]	10	QT[cm ³ /mint]	10

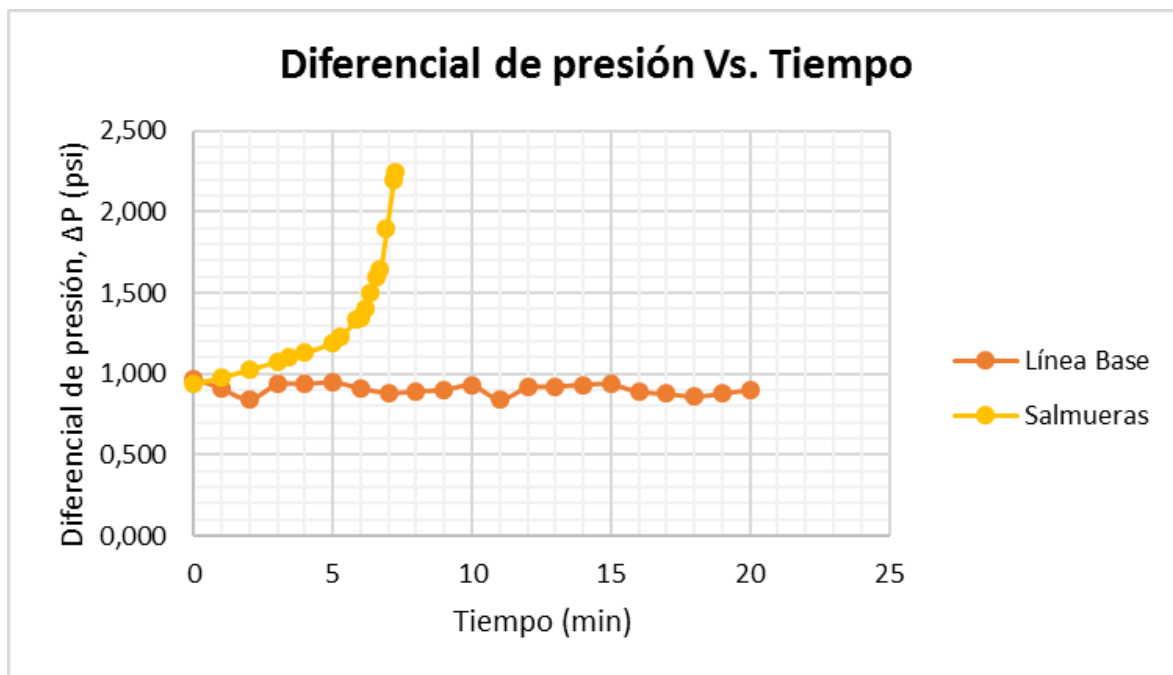
TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	1,030	0	0,904
1	0,940	1	0,945
2	0,927	2	1,025
3	0,911	3	1,029
4	0,907	4	1,121
5	0,909	5	1,201
6	0,900	5,43	1,431
7	0,904	6	1,479
8	0,912	6,40	1,641
9	0,920	6,55	1,700
10	0,930	6,78	1,802
11	0,940	6,92	1,901
12	0,932	7,07	2,121
13	0,910	7,27	2,225
14	0,897	7,33	2,302
15	0,893		
16	0,894		
17	0,907		
18	0,909		
19	0,919		
20	0,927		



CORRIDA No. 10

TEMPERATURA MEDIA, CAUDAL MEDIO			
LINEA BASE		PRUEBA	
T[°F]	151,88	T[°F]	151,88
PB1[PSI]	1538	PB1[PSI]	1508
PB2[PSI]	1548	PB2[PSI]	1818
QT[cm ³ /mint]	10	QT[cm ³ /mint]	10

TIEMPO [mint]	ΔP [psi]	TIEMPO [mint]	ΔP [psi]
0	0,972	0	0,936
1	0,909	1	0,980
2	0,847	2	1,026
3	0,936	3	1,079
4	0,938	3,40	1,102
5	0,948	4	1,129
6	0,913	5	1,195
7	0,885	5,30	1,228
8	0,895	5,83	1,340
9	0,903	6	1,349
10	0,930	6,17	1,408
11	0,847	6,37	1,501
12	0,916	6,55	1,600
13	0,923	6,70	1,642
14	0,934	6,93	1,902
15	0,935	7,18	2,200
16	0,891	7,25	2,245
17	0,881		
18	0,864		
19	0,881		
20	0,903		



ANEXO B. Datos obtenidos de la simulación.

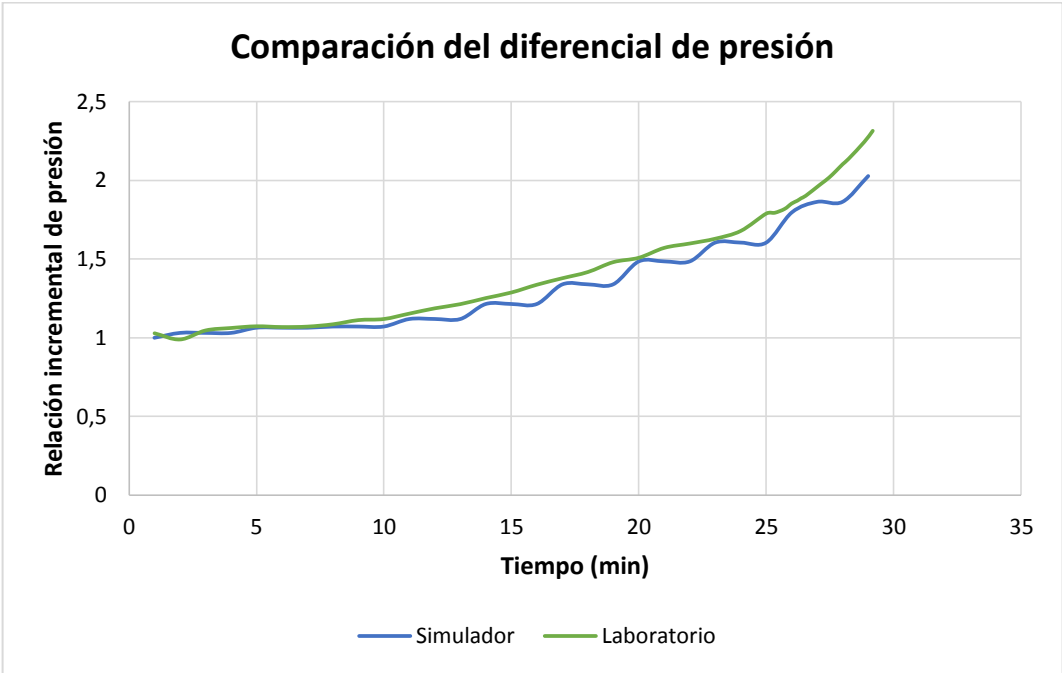
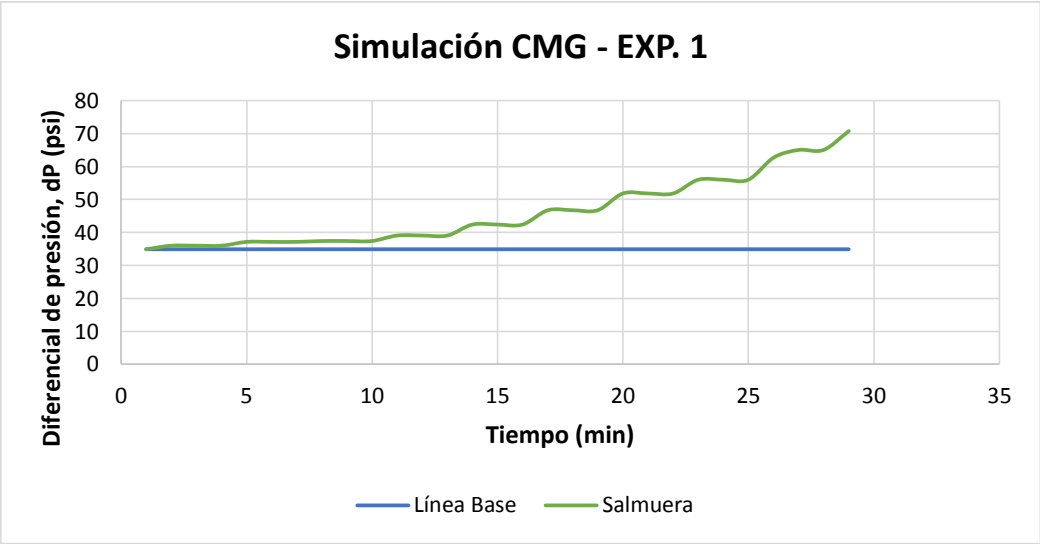
EXPERIMENTO No. 1 (100°F – 8 cc/min)

Tiempo (mint)	Presión Inyector (kPa)	Presión Productor (kPa)	dP kPa	dP base psi	dP Salmuera (psi)	dP(salmuera- relación)
0,0000	10342,28	10342,28	0,00	0,00	0,00	0,00
0,9936	10462,60	10221,96	240,64	34,89	34,89	1,00
2,0016	10462,60	10221,96	240,64	34,89	35,97	1,03
2,9952	10462,60	10221,96	240,64	34,89	35,97	1,03
4,0032	10462,60	10221,96	240,64	34,89	35,97	1,03
4,9968	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,12	1,06
6,0048	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,12	1,06
6,9984	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,12	1,06
8,0064	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,39	1,07
9,0000	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,39	1,07
9,9936	10462,60	10221,96	240,64	34,89	37,39	1,07
11,0016	10462,60	10221,96	240,64	34,89	39,06	1,12
11,9952	10462,60	10221,96	240,64	34,89	39,06	1,12

13,0032	10462,60	10221,96	240,64	34,89	39,06	1,12
13,9968	10462,60	10221,96	240,64	34,89	42,38	1,21
15,0048	10462,60	10221,96	240,64	34,89	42,38	1,21
15,9984	10462,60	10221,96	240,64	34,89	42,38	1,21
17,0064	10462,60	10221,96	240,64	34,89	46,73	1,34
18,0000	10462,60	10221,96	240,64	34,89	46,73	1,34
18,9936	10462,60	10221,96	240,64	34,89	46,73	1,34
20,0016	10462,60	10221,96	240,64	34,89	51,82	1,49
20,9952	10462,60	10221,96	240,64	34,89	51,82	1,49
22,0032	10462,60	10221,96	240,64	34,89	51,82	1,49
22,9968	10462,60	10221,96	240,64	34,89	55,98	1,60
24,0048	10462,60	10221,96	240,64	34,89	55,98	1,60
24,9984	10462,60	10221,96	240,64	34,89	55,98	1,60
26,0064	10462,60	10221,96	240,64	34,89	62,68	1,80
27,0000	10462,60	10221,96	240,64	34,89	65,02	1,86
27,9936	10462,60	10221,96	240,64	34,89	65,02	1,86
29,0016	10462,60	10221,96	240,64	34,89	70,73	2,03

Fracción Tiempo	Tiempo [mint]	dP [psi]	Relación dP exp.	Variación K	K lineal	K radial
0,000694444	1	1,045	1,02863973	0,97215767	291,6473	48,6078833
0,001388889	2	1,005	0,98926596	1,01085051	303,255153	50,5425255
0,002083333	3	1,063	1,04635793	0,95569592	286,708776	47,784796
0,002777778	4	1,079	1,06210743	0,94152434	282,457302	47,076217
0,003472222	5	1,090	1,07293522	0,93202272	279,606815	46,6011359
0,004166667	6	1,085	1,0680135	0,93631775	280,895326	46,8158876
0,004861111	7	1,088	1,07096653	0,93373599	280,120798	46,6867997
0,005555556	8	1,103	1,0857317	0,92103786	276,311359	46,0518931
0,00625	9	1,130	1,11230899	0,89903076	269,709229	44,9515381
0,006944444	10	1,137	1,1191994	0,89349583	268,04875	44,6747916
0,007638889	11	1,172	1,15365145	0,86681294	260,043881	43,3406468
0,008333333	12	1,206	1,18711915	0,84237542	252,712627	42,1187712
0,009027778	13	1,233	1,21369645	0,82392925	247,178774	41,1964624
0,009722222	14	1,272	1,25208587	0,79866727	239,60018	39,9333633
0,010416667	15	1,308	1,28752226	0,7766856	233,005679	38,8342799
0,011111111	16	1,358	1,33673948	0,74808893	224,426678	37,4044463
0,011805556	17	1,400	1,37808193	0,72564626	217,693878	36,2823129
0,0125	18	1,440	1,4174557	0,70548942	211,646825	35,2744709
0,013194444	19	1,504	1,48045374	0,67546859	202,640578	33,7734296

0,013888889	20	1,532	1,50801537	0,66312321	198,936964	33,1561606
0,014583333	21	1,596	1,57101341	0,63653181	190,959542	31,8265903
0,015277778	22	1,624	1,59857504	0,62555712	187,667136	31,277856
0,015972222	23	1,655	1,62908972	0,61383974	184,151921	30,6919868
0,016666667	24	1,705	1,67830693	0,59583857	178,751571	29,7919285
0,017361111	25	1,817	1,78855348	0,55911104	167,733312	27,9555521
0,017590278	25,33	1,822	1,7934752	0,55757671	167,273012	27,8788354
0,017861111	25,72	1,847	1,81808381	0,55002965	165,008895	27,5014825
0,018055556	26	1,882	1,85253586	0,53980062	161,940185	26,9900309
0,018208333	26,22	1,900	1,87025405	0,53468672	160,406015	26,7343358
0,0183125	26,37	1,916	1,88600356	0,53022169	159,066508	26,5110846
0,0184375	26,55	1,932	1,90175307	0,52583062	157,749187	26,2915311
0,018805556	27,08	2,000	1,96868848	0,50795238	152,385714	25,397619
0,018888889	27,2	2,015	1,98345364	0,5041711	151,251329	25,2085549
0,019076389	27,47	2,050	2,01790569	0,4955633	148,66899	24,7781649
0,019256944	27,73	2,091	2,0582638	0,48584637	145,753911	24,2923186
0,019444444	28	2,136	2,1025593	0,47561084	142,683253	23,7805422
0,019604167	28,23	2,170	2,136027	0,46815888	140,447663	23,4079438
0,020034722	28,85	2,280	2,24430487	0,44557226	133,671679	22,2786132
0,020263889	29,18	2,351	2,31419331	0,43211602	129,634806	21,605801
0,020430556	29,42	2,400	2,36242617	0,42329365	126,988095	21,1646825
0,020604167	29,67	2,460	2,42148683	0,41296942	123,890825	20,6484708
0,020833333	30	2,551	2,51106215	0,39823785	119,471356	19,9118926
0,021006944	30,25	2,614	2,57307584	0,38863992	116,591977	19,4319962
0,022590278	32,53	2,700	2,65772945	0,37626102	112,878307	18,8130511
0,021423611	30,85	2,800	2,75616387	0,36282313	108,846939	18,1411565

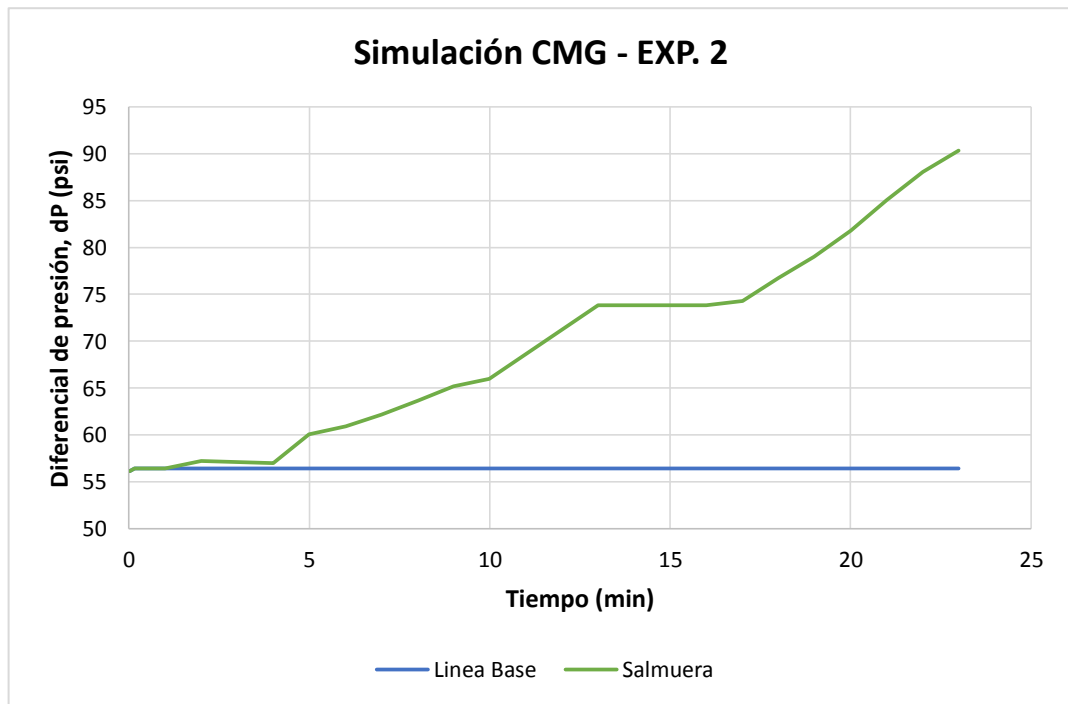


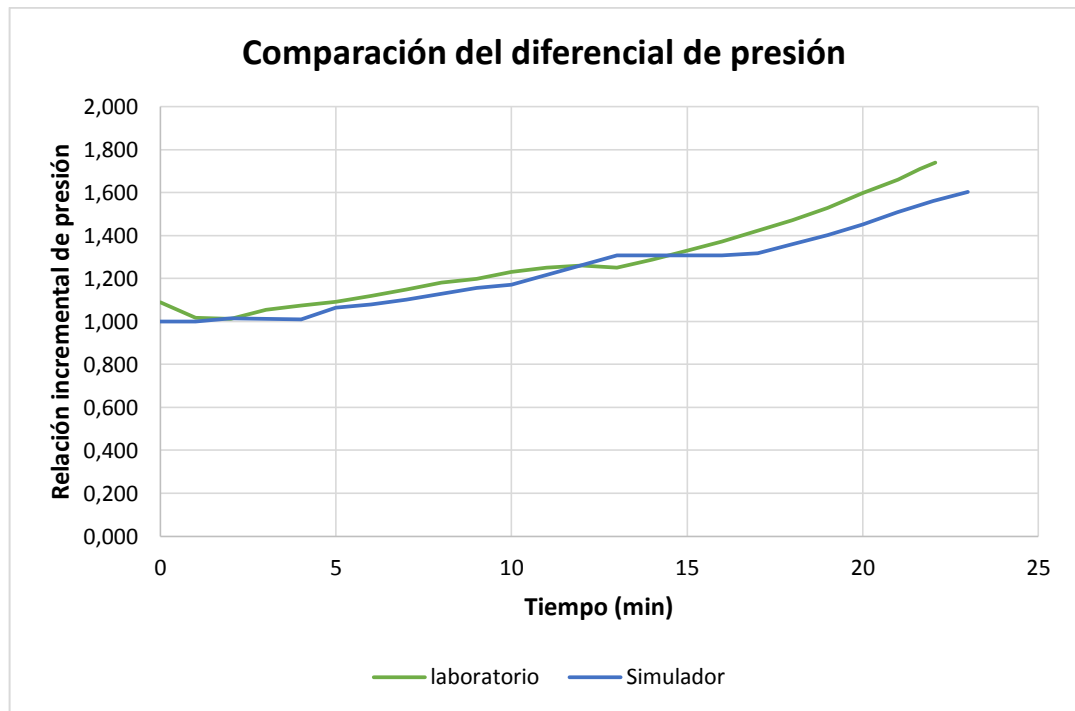
EXPERIMENTO No. 2 (100°F – 10 cc/min)

Tiempo (mint)	Presión Inyector (kPa)	Presión Productor (kPa)	dP (kPa)	dP base (psi)	dP Salmuera (psi)	dP(salmuera- relación)
0,0010	10459,78	10224,78	235,003	34,0754	34,0754	1,0000
0,0060	10520,33	10164,22	356,103	51,6349	51,6349	1,0000
0,0310	10535,90	10148,65	387,252	56,1515	56,1515	1,0000
0,1560	10536,76	10147,79	388,975	56,4013	56,4013	1,0000
0,5748	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	56,4042	1,0000
0,9936	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	56,4042	1,0000
2,0016	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	57,1779	1,0137
4,0032	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	56,9570	1,0098
4,9968	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	60,0450	1,0645
6,0048	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	60,8882	1,0795
6,9984	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	62,1697	1,1022
8,0064	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	63,6318	1,1281
9,0000	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	65,1643	1,1553
9,9936	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	65,9659	1,1695
12,9960	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	73,8009	1,3084
15,9984	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	73,8009	1,3084
17,0064	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	74,3068	1,3174
18,0000	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	76,7240	1,3603
18,9936	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	79,0283	1,4011
20,0016	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	81,7947	1,4502
20,9952	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	85,0207	1,5073
22,0032	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	88,0252	1,5606
22,9968	10536,77	10147,78	388,994	56,4042	90,3453	1,6017

Fracción Tiempo	Tiempo [mint]	dP [psi]	Relación dP exp.	Variación K	K lineal	K radial
0	0	1,438	1,088	0,919	275,799722	45,9666203
0,000694444	1	1,343	1,016	0,984	295,30901	49,2181683
0,001388889	2	1,337	1,011	0,989	296,634256	49,4390426
0,002083333	3	1,281	1,055	0,948	284,36019	47,3933649
0,002777778	4	1,421	1,075	0,930	279,099226	46,5165376
0,003472222	5	1,444	1,092	0,916	274,65374	45,7756233
0,004166667	6	1,479	1,119	0,894	268,154158	44,6923597
0,004861111	7	1,519	1,149	0,870	261,092824	43,5154707

0,005555556	8	1,561	1,181	0,847	254,067905	42,3446509
0,00625	9	1,583	1,197	0,835	250,536955	41,7561592
0,006944444	10	1,799	1,230	0,813	243,902439	40,6504065
0,007638889	11	1,584	1,250	0,800	240	40
0,008333333	12	1,611	1,260	0,794	238,095238	39,6825397
0,009027778	13	1,654	1,251	0,799	239,782346	39,9637243
0,009722222	14	1,702	1,287	0,777	233,019976	38,8366627
0,010416667	15	1,758	1,330	0,752	225,59727	37,5995449
0,011111111	16	1,813	1,371	0,729	218,753447	36,4589079
0,011805556	17	1,880	1,422	0,703	210,957447	35,1595745
0,0125	18	1,944	1,470	0,680	204,012346	34,0020576
0,013194444	19	2,021	1,529	0,654	196,239485	32,7065809
0,013888889	20	2,111	1,597	0,626	187,873046	31,3121743
0,014583333	21	2,195	1,660	0,602	180,683371	30,1138952
0,015020833	21,63	2,260	1,710	0,585	175,486726	29,2477876
0,015326389	22,07	2,300	1,740	0,575	172,434783	28,7391304
0,015680556	22,58	2,854	2,159	0,463	138,962859	23,1604765





EXPERIMENTO No. 3 (100°F – 12 cc/min)

Tiempo (mint)	Presión Inyector (kPa)	Presión Productor (kPa)	dP kPa	dP base psi	dP Salmuera (psi)	dP(salmuera-relación)
0,0010	10483,1084	10201,450	281,658	40,840	40,8404	1,000
0,0060	10555,6104	10128,937	426,674	61,868	61,8677	1,000
0,0310	10574,2275	10110,312	463,916	67,268	67,2678	1,000
0,1560	10575,2549	10109,282	465,973	67,566	67,5660	1,000
0,7810	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	67,5693	1,000
2,0016	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	67,5693	1,000
4,0032	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	68,8851	1,019
4,9968	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	69,9571	1,035
6,0048	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	73,0617	1,081
6,9984	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	74,0942	1,097
9,0000	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	75,9842	1,125
9,9936	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	79,5144	1,177
11,0016	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	79,6512	1,179
13,0032	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	81,0189	1,199
13,9968	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	82,1803	1,216

15,0048	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	85,2481	1,262
15,9984	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	85,9631	1,272
17,0064	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	88,9877	1,317
18,0000	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	92,6148	1,371
18,9936	10575,2666	10109,271	465,995	67,569	98,7973	1,462

Fracción Tiempo	Tiempo [mint]	dP [psi]	Relación dP exp.	Variación K	K lineal	K radial
0,000000	0	1,647	0,977	1,023	306,9217	51,153613
0,000694	1	1,659	0,985	1,016	304,7016	50,783605
0,001389	2	1,723	1,023	0,978	293,3836	48,897272
0,002083	3	1,995	1,036	0,965	289,5753	48,262548
0,002778	4	1,754	1,041	0,961	288,1984	48,033067
0,003472	5	1,844	1,094	0,914	274,1323	45,688720
0,004167	6	1,874	1,112	0,899	269,7439	44,957311
0,004861	7	1,929	1,145	0,874	262,0529	43,675480
0,005556	8	2,283	1,184	0,845	253,3784	42,229730
0,006250	9	2,032	1,206	0,829	248,7697	41,461614
0,006944	10	2,036	1,208	0,828	248,2809	41,380157
0,007639	11	2,076	1,232	0,812	243,4971	40,582852
0,008333	12	2,046	1,246	0,803	240,7705	40,128411
0,009028	13	2,110	1,252	0,799	239,5735	39,928910
0,009722	14	2,200	1,306	0,766	229,7727	38,295455
0,010417	15	2,221	1,318	0,759	227,6002	37,933363
0,011111	16	2,310	1,371	0,729	218,8312	36,471861
0,011806	17	2,417	1,434	0,697	209,1436	34,857261
0,012139	17,48	2,600	1,543	0,648	194,4231	32,403846
0,012729	18,33	2,612	1,550	0,645	193,5299	32,254977
0,012938	18,63	2,628	1,560	0,641	192,3516	32,058600
0,013111	18,88	2,653	1,574	0,635	190,5390	31,756502

