

**EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR EFECTO DE LA  
DEPOSITACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO EN EL MEDIO POROSO**

**JHON HARVEY CARREÑO HERNANDEZ**

**JOHN JAIRO RODRIGUEZ MOLINA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR EFECTO DE LA  
DEPOSITACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO EN EL MEDIO POROSO**

**JHON HARVEY CARREÑO HERNANDEZ  
JOHN JAIRO RODRIGUEZ MOLINA**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
LUIS FELIPE CARRILLO MORENO  
Químico, M. Sc.**

**Codirector  
ALVARO VILLAR GARCÍA  
Químico, M. Sc. ©**

**RAUL ANDRÉS MARTÍNEZ LÓPEZ  
Ingeniero de Petróleos, M. Sc. ©**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2016**

## DEDICATORIA

Al Señor todo poderoso que tuvo gracia de mí y permitió en su infinita misericordia que alcanzará este logro, quien ha guiado mis pasos, me ha llevado en bendición cada día de mi vida y me ha regalado la sabiduría para alcanzar mis metas.

A mis padres Lucila Hernández Portilla y Jaime Carreño quienes han estado cada día apoyándome en cada uno de mis sueños, me han enseñado principios y guiado con amor en cada camino que he emprendido.

A mis hermanos Jimmy, Diego, y Karem quienes me han brindado sus consejos me han extendido la mano y han creído en mí.

A Maryland Chasoy Tisoy quien ha estado desde los inicios de este sueño y me ha brindado de su compañía en estos años y se ha convertido en mi “persona”, me ha brindado su amor cada día, quien en los momentos difíciles me ha brindado su consejo y ha logrado hacer brotar una sonrisa en las situaciones difíciles.

A mis amigos de *¿Go o qué?* con los cuales compartí en la universidad risas, peleas chanzas, noches de traspasado. Aprendí de cada uno de ustedes.

A mis amigos del barrio, a mis amigos de REDEPS, a Nury Espindola y Ever Villamizar, los cuales ha aportado a mi crecimiento personal.

Jhon Harvey Carreño Hernandez

## DEDICATORIA

*A Dios por ser mi protector y guía en cada paso que doy, por darme sabiduría para alcanzar mis metas y por todas aquellas personas que ha puesto en mi camino para darme soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.*

*A mis padres Zoraida Molina y Claudio Rodríguez, mis viejos luchadores quienes con su infinito amor, nobleza y sentido de responsabilidad han sabido guiarme en la vida formándome como persona; le doy gracias a Dios por tenerlos porque ustedes han sido mi inspiración y mi fuerza para seguir adelante luchando y lograr esta meta que sé que los llena de infinito orgullo. Este logro es por y para ustedes.*

*A mis hermanos Noralba, Heidy y Anderson por brindarme su apoyo y ser parte fundamental de mi vida y formación profesional.*

*A mis sobrinos Valery, Andres y Sergio por hacerme un tío afortunado.*

*A mis amigos Yurley Mesa, Yoryina Rodríguez, Ana Lucía Parada, Sergio Villegas, Nicolay Alvarez y Eduardo Urrego con quienes desde el inicio se fue construyendo poco a poco este logro. Gracias por su apoyo y abrirme las puertas de sus casas en las buenas y malas situaciones.*

*John Jairo Rodríguez Molina*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto expresamos de manera formal nuestra gratitud y sincero agradecimiento a:

- Universidad Industrial de Santander por la formación profesional y moral que nos brindó.
- M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, director del proyecto; por su apoyo, aportes, exigencia y orientación que nos brindó.
- M.Sc. Hernando Buendía Lombana, Director del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y daño a la formación por su colaboración y sugerencias durante la elaboración del proyecto.
- Q.co. Álvaro Villar García, co- director del proyecto y líder del laboratorio de Química de Producción del ICP. Por su respaldo, sugerencias y confianza al facilitarnos los equipos necesarios para la realización de este proyecto.
- Ing. Raúl Andrés Martínez López, co-director del proyecto. Por su compromiso, amistad y respaldo oportuno ante las necesidades e inquietudes presentadas.
- Todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y daño a la formación de la sede Guatiguará por su colaboración.
- Todo el personal del Laboratorio de química de producción y daño a la formación del ICP. Por sus aportes, consejos y colaboración.
- Al Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos por su continua orientación.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	15
1. FUNDAMENTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO .....	17
1.1 DAÑO DE FORMACIÓN POR $\text{CaCO}_3$ .....	17
1.2 ESCENARIOS PARA LA DEPOSITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$ .....	18
1.2.1 Auto-sedimentación.....	18
1.2.2 Inundación con gas. ....	18
1.2.3 Inducción por evaporación. ....	19
1.2.4 Mezcla de aguas incompatibles. ....	19
1.3 PRECIPITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$ .....	19
1.3.1 Supersaturación. ....	20
1.3.2 Nucleación.....	20
1.3.4 Crecimiento del cristal. ....	20
1.3.5 Aglomeración. ....	20
1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$ .....	21
1.4.1 Efecto de la presión parcial del $\text{CO}_2$ .....	22
1.4.2 Efecto del pH.....	23

1.4.3	Efecto de la temperatura. ....	23
1.4.4	Efecto de otras sales disueltas (TDS). ....	24
1.5	METODOS PREDICTIVOS DE FORMACIÓN DE ESCAMAS .....	24
1.6	ANTECEDENTES DE ESTUDIOS DE DEPÓSITOS DE ESCAMAS .....	26
1.6.1	Antecedentes teóricos. ....	27
1.6.2	Antecedentes experimentales. ....	30
2.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL MEDIO POROSO.....	34
2.1	DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL 2 <sup>2</sup> CON PUNTOS EN EL CENTRO .....	34
2.2	DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN EXPERIMENTAL.....	36
2.2.1	Definición de permeabilidad baja. ....	36
2.2.2	Determinación de los rangos de Ca <sup>2+</sup> . ....	38
2.2.3	Determinación de los rangos de velocidad.....	41
2.3	PROCEDIMIENTO Y MATRIZ EXPERIMENTAL .....	44
2.3.1	Procedimiento experimental. ....	45
2.3.2	Matriz experimental. ....	47
3.	RESULTADOS EXPERIMENTALES .....	49
3.1	Caracterización de las muestras de roca.....	49
3.2	Caracterización de los fluidos .....	50
3.2.1	Caracterización de la salmuera de trabajo. ....	50

3.2.2	Caracterización del aceite mineral (Klearol).....	50
3.2.3	Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante.....	51
3.3	PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.....	54
3.3.1	Saturación de los núcleos. ....	54
3.3.2	Pruebas de desplazamiento.....	54
4.	CORRELACIÓN EXPERIMENTAL .....	57
4.1	ANÁLISIS ESTADÍSTICO .....	57
4.1.1	Análisis estadístico para el porcentaje de daño para el agua (%Sw). ....	57
4.1.2	Análisis estadístico para el porcentaje de daño para el aceite (%Do). ....	58
4.2	DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN.....	59
4.3	VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....	60
5.	CONCLUSIONES.....	61
6.	RECOMENDACIONES .....	63
	BIBLIOGRAFIA.....	64
	ANEXOS.....	68

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Etapas del proceso de cristalización del $\text{CaCO}_3$ .....	20
<b>Figura 2.</b> Efecto de la presión parcial del $\text{CO}_2$ en la solubilidad del $\text{CaCO}_3$ .....	22
<b>Figura 3.</b> Efecto del ph sobre la presión parcial del $\text{CO}_2$ .....	23
<b>Figura 4.</b> Efecto de la temperatura en la solubilidad del $\text{CaCO}_3$ .....	24
<b>Figura 5.</b> Representación de la matriz experimental .....	35
<b>Figura 6.</b> Distribución de la frecuencia de la permeabilidad al aire. ....	37
<b>Figura 7.</b> Distribución de la frecuencia de la concentración de $\text{Ca}^{2+}$ en el agua. ..	40
<b>Figura 8.</b> Distribución de la frecuencia de las velocidades a escala de laboratorio. .....	44
<b>Figura 9.</b> Viscosidad del aceite mineral klearol .....	51
<b>Figura 10.</b> Tendencia incrustante de la salmuera con 250 ppm $\text{Ca}^{2+}$ .....	52
<b>Figura 11.</b> Tendencia incrustante de la salmuera de 450 ppm de $\text{Ca}^{2+}$ .....	52
<b>Figura 12.</b> Tendencia incrustante de la salmuera de 650 ppm de $\text{Ca}^{2+}$ .....	53
<b>Figura 13.</b> Permeabilidades efectivas antes y después del experimento 4.....	55
<b>Figura 14.</b> Reducción de permeabilidad experimento 4 .....	56
<b>Figura 15.</b> Variación de la concentración de $\text{Ca}^{2+}$ en el experimento 4.....	56
<b>Figura 16.</b> Diagrama de pareto para el porcentaje de reducción del agua ( $\%D_w$ ).57	57
<b>Figura 17.</b> Diagrama de pareto para el porcentaje de reducción del aceite ( $\%D_o$ )58	58

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Métodos predictivos del índice de saturación en sistemas acuosos.....	25
<b>Tabla 2.</b> Análisis estadístico de las permeabilidades al aire.....	37
<b>Tabla 3.</b> Análisis estadístico de las concentraciones de $\text{Ca}^{2+}$ encontradas en el agua.....	39
<b>Tabla 4.</b> Análisis estadístico de las velocidades de flujo del agua a nivel de laboratorio.....	43
<b>Tabla 5.</b> Matriz experimental .....	48
<b>Tabla 6.</b> Caracterización petrofísica de los plugs .....	49
<b>Tabla 7.</b> Caracterización de la salmuera de trabajo .....	50
<b>Tabla 8.</b> Caracterización del aceite klearol .....	51
<b>Tabla 9.</b> Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante .....	53
<b>Tabla 10.</b> Resumen de permeabilidades efectivas del experimento 4.....	55
<b>Tabla 11.</b> Anova para $\%D_w$ .....	58
<b>Tabla 12.</b> Anova para $\%D_o$ .....	59
<b>Tabla 13.</b> Resumen de los valores de la correlación de $\%D_w$ .....	60
<b>Tabla 14.</b> Resumen de los valores para la correlación de $\%D_o$ .....	60

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo 1.</b> Caracterización petrofísica medida por el equipo keyphi .....	68
<b>Anexo 2.</b> Resultados de la prueba de saturación al vacío. ....	68
<b>Anexo 3.</b> Resultados del experimento 1 .....	69
<b>Anexo 4.</b> Resultados del experimento 2.....	69
<b>Anexo 5.</b> Resultados del experimento 3.....	69
<b>Anexo 6.</b> Resultados del experimento 4.....	70
<b>Anexo 7.</b> Resultados del experimento 5.....	70
<b>Anexo 8.</b> Resumen de los resultados de permeabilidad en cada una de los experimentos .....	70

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR EFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO EN EL MEDIO POROSO\*

**AUTORES:** JHON HARVEY CARREÑO HERNANDEZ, JOHN JAIRO RODRIGUEZ MOLINA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Daño a la formación,  $\text{CaCO}_3$ , Acumulación, Depositación, Correlación, Medio Poroso.

### DESCRIPCIÓN:

La depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso es considerada un problema de daño a la formación el cual se puede presentar en cualquier etapa de la vida productiva de un yacimiento y afecta negativamente la productividad de un pozo. A pesar que la depositación es un fenómeno conocido, los estudios experimentales relacionados con el fenómeno de depositación en el medio poroso son escasos.

En este trabajo se presenta un estudio teórico y experimental que ha sido conducido a investigar el daño de formación por la escama de  $\text{CaCO}_3$  a través de la reducción de permeabilidad en muestras de Bereas por el paso de salmueras con tendencias incrustantes definidas.

La correlación fue desarrollado a diferentes caudales (1 cc/min – 3 cc/min) y diferentes concentraciones iones de calcio (250 ppm – 650 ppm). Así mismo la correlación se validó con una prueba en el centro del diseño experimental.

La reducción de permeabilidad por depósitos de  $\text{CaCO}_3$  se rige a un estudio basado en un diseño experimental que considera varios factores importantes que afectan este complejo proceso. Así, unas nuevas correlaciones han sido propuestas para la predicción del porcentaje de daño con una exactitud alrededor del 80%. El desarrollo de las correlaciones ha sido propuesto en base a los datos obtenidos del diseño experimental.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector Qco. Álvaro Villar García, Codirector Ing Raúl Andrés Martínez

## ABSTRACT

**TITLE:** FORMATION DAMAGE EVALUATION BY EFFECTS OF CALCIUM CARBONATE IN POROUS MEDIA\*

**AUTHORS:** JHON HARVEY CARREÑO HERNANDEZ, JOHN JAIRO RODRIGUEZ MOLINA\*\*

**KEY WORDS:** Formation Damage, CaCO<sub>3</sub>, Accumulation, Deposition, Correlations, Porous Media.

### DESCRIPTION:

The deposition of CaCO<sub>3</sub> in porous media is considered a main issue in formation damage, which could be presented in any stage of a well's productive life, and it can affect the well productivity. Despite deposition being a well-known phenomenon, the experimental studies regarding deposition in porous media are rather limited.

In this work a theoretical and experimental study is presented, oriented to comprehend formation damage due to CaCO<sub>3</sub> scale deposition, by reduction of permeability in Bereas core samples due to coreflooding with brines prone to scale precipitation and further deposition in porous media.

A correlation for modeling the deposition of these scales was developed at different flow rates (from 1 cc/min to 3 cc/min) and different calcium ion concentrations (from 250 ppm to 650 ppm). Furthermore, the correlation was validated with a central point test.

The permeability impairment due to deposits of CaCO<sub>3</sub> is determined by a complex study based on an experimental design considering several main factors which affects this phenomenon. Thus, new correlations have been proposed in this study for the prediction of damage (percentage of permeability impairment) with an approximate 80% precision. The correlation development has been proposed in base at the results of the experimental design.

---

\* Bachelor Thesis Project.

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector Qco. Álvaro Villar García, Codirector Ing Raúl Andrés Martínez

## INTRODUCCIÓN

La depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso es reconocida por ser un problema importante de daño a la formación. Estas acumulaciones se pueden presentar en las regiones cercanas a la cara de la formación, en los equipos de fondo y las facilidades de superficie. Desde el siglo XX se han venido adelantando investigaciones para comprender el fenómeno de depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso a fin de realizar planes de remediación o mitigación efectivas. A pesar de las investigaciones realizadas, el modelamiento del fenómeno de acumulación de  $\text{CaCO}_3$  continua siendo una labor compleja debido a los factores químicos, físicos, fisicoquímicos, cinéticos, composicionales y, fluido dinámicos involucrados.

Las escamas de  $\text{CaCO}_3$  precipitan y posteriormente se depositan dependiendo de las condiciones de sobresaturación de especies químicas que existan en el agua, y las condiciones termodinámicas a las cuales se encuentre. La depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso trae como consecuencia la disminución en la permeabilidad absoluta, lo cual conlleva a una disminución en la productividad.

Conocer los factores involucrados en este fenómeno ayudará a extender la vida productiva de los pozos. No obstante, la depositación de  $\text{CaCO}_3$  a condiciones de fondo en Colombia no ha sido estudiada.

Por tal razón el presente trabajo se orienta a la evaluación del daño de formación por depositación de  $\text{CaCO}_3$  en medios porosos de baja permeabilidad. La realización de pruebas experimentales y posterior descripción matemática del fenómeno de depositación sentará un precedente para el aseguramiento de flujo por la producción de salmueras con tendencia incrustante.

En el primer capítulo se presentan las generalidades de la escama de  $\text{CaCO}_3$ , los factores que favorecen la precipitación y los métodos comunes para deducir si un agua presenta tendencia a formar incrustaciones. También se enuncian los trabajos

que se han desarrollado en el tema de las escamas donde se discute su posible modelamiento.

En el segundo capítulo se describe la metodología experimental que se llevó a cabo para la determinación la depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso. La metodología fue adaptada de investigaciones previas que han desarrollado aportes en esta área.

En el tercer capítulo se presentan los resultados experimentales de la metodología planteada, la cual fue desarrollada con salmueras de tendencia incrustante con características conocidas.

Finalmente en el cuarto capítulo se trata la correlación desarrollada mediante la ayuda del el *software Statgraphics Centurion XVI* el cual permitió realizar la variación estadística de los resultados obtenidos para luego ser validados bajo la realización de una prueba que se encuentra en el centro de la región experimental.

## 1. FUNDAMENTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO

En la etapa de producción de un yacimiento de hidrocarburos se suele tener una cantidad considerable de agua asociada, la cual contiene iones disueltos que bajo determinadas condiciones de producción que pueden generar problemas de taponamiento. Las escamas de  $\text{CaCO}_3$  viajan suspendidas en la fase acuosa de los fluidos producidos, las cuales conllevan daño desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie.

### 1.1 DAÑO DE FORMACIÓN POR $\text{CaCO}_3$

El daño de formación se define como cualquier alteración física o química, que provoca una reducción en la permeabilidad de un pozo en cualquiera de las etapas de su vida, como la perforación, completamiento, producción, trabajos de *workover*, estimulaciones, recobro secundario o recobro terciario<sup>1</sup>.

El daño de formación por depósitos de escamas de  $\text{CaCO}_3$ , básicamente se da por cambios en el equilibrio químico del agua de formación y la variación de las condiciones termodinámicas en las regiones cercanas al pozo. En este orden de ideas la escama de  $\text{CaCO}_3$  se puede clasificar en:

- Escama natural, donde se forma por la sobre saturación de iones ( $\text{Ca}$  y  $\text{HCO}_3$ ) presentes en el agua de formación a condiciones determinadas de presión y temperatura
- Escama inducida, donde se forma por la intervención de factores externos que provocan la alteración de la distribución de las especies químicas; tales

---

<sup>1</sup> CIVAN, F. A Multi-Purpose Formation Damage Model. SPE paper No. 31101. SPE Formation Damage Control Symposium, 14-15 Febrero, Lafayette, Louisiana.1996.

como: la inyección de agua, la inyección de CO<sub>2</sub>, la inyección de gas, entre otros.

La precipitación y posterior depositación de CaCO<sub>3</sub> en el medio poroso, trae como consecuencia la reducción de la permeabilidad absoluta; debido a diferentes procesos que se dan en los poros de la roca, como por ejemplo: la movilización hidrodinámica, la liberación de partículas por disolución del cemento que une la matriz de la roca, el taponamiento de la garganta de poro y la acumulación en la superficie de los poros.

## **1.2 ESCENARIOS PARA LA DEPOSITACIÓN DEL CaCO<sub>3</sub><sup>2</sup>**

Los procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos suelen permitir la generación, migración y depositación de CaCO<sub>3</sub> en el medio poroso. Existen cuatro hechos que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos y dan lugar a esta escama inorgánica.

**1.2.1 Auto-sedimentación.** Es el resultado de superar el límite de solubilidad que tiene lugar cuando la composición de un fluido de yacimiento durante su producción es modificada por efecto de cambios termodinámicos. En el caso del CaCO<sub>3</sub> cuando hay disminución de presión se libera CO<sub>2</sub>, lo cual aumenta el valor del pH provocando la precipitación y posterior depositación de CaCO<sub>3</sub>.

**1.2.2 Inundación con gas.** Cuando se inyecta CO<sub>2</sub> como método de recobro, el agua de formación disminuye el pH y disuelve el CaCO<sub>3</sub>. A medida que el gas se va liberando por efecto de la caída de presión en las cercanías del pozo, hace que el

---

<sup>2</sup> CRABTREE, Mike. *Et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención*. Oilfield Review, Slumberger. Otoño de 1999, p. 30 – 49.

pH aumente y por lo tanto la precipitación del  $\text{CaCO}_3$  sea más severa a tal punto de sellar totalmente los cañoneos.

**1.2.3 Inducción por evaporación.** A medida que disminuye la presión, el volumen de gas en el yacimiento se expande y la salmuera que se encuentra caliente se evapora. Como resultado, la concentración de iones disueltos supera los límites de solubilidad en el agua remanente y por lo tanto se presenta la precipitación de escamas de  $\text{CaCO}_3$ .

**1.2.4 Mezcla de aguas incompatibles.** Cuando se mezcla agua de inyección con el agua de formación, estas interactúan químicamente y pueden precipitar. El agua utilizada para la inyección suele ser de producción o de mar en el caso de los yacimientos *off shore*, las cuales son ricas en aniones de  $\text{HCO}_3^{2-}$  y  $\text{SO}_4$  que al estar en contacto con el agua de formación la cual contiene cationes bivalentes de  $\text{Ca}^{2+}$  y Ba forman sales que se precipitan.

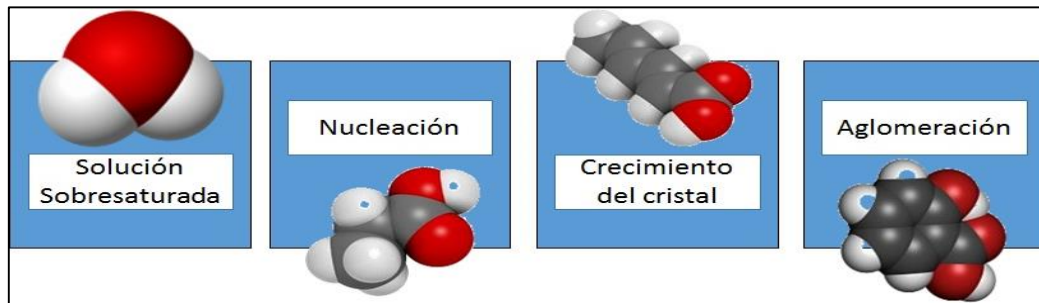
### 1.3 PRECIPITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$ .

La escama de  $\text{CaCO}_3$  se presenta cuando hay deficiencia de solubilidad por parte del agua en el yacimiento a determinadas condiciones termodinámicas que ha alcanzado por miles de años<sup>3</sup>. La precipitación de  $\text{CaCO}_3$  se puede describir bajo cuatro etapas como lo muestra la Figura 1, las cuales se presentan durante su formación, como se describen a continuación.

---

<sup>3</sup> MUÑOZ, F. y SANDOVAL Y. *Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas*. Revista Fuentes. Enero-Junio, 2008, vol. 6, No. 1, p, 37-46.

**Figura 1.** Etapas del proceso de cristalización del CaCO<sub>3</sub>



Fuente: Tomado de GLOEDE, Matthias, *et al.*, 2007.

**1.3.1 Supersaturación.** Es la primera etapa por la cual pasa la formación de una incrustación en un medio acuoso y en donde el exceso de las especies químicas (iones de Ca<sup>2+</sup> y HCO<sub>3</sub><sup>2-</sup>), han excedido el límite de solubilidad del agua de formación a condiciones de presión y temperatura definidas.

**1.3.2 Nucleación.** Posteriormente a la etapa de supersaturación, la unión de varios pares iónicos hace que se presente la formación de micro cristales en fase sólida que empiezan a moverse suspendidas en el agua de formación. La nucleación puede ser homogénea, donde se forma sobre el mismo núcleo o puede ser heterogénea, que se presenta en una superficie irregular preexistente en el medio.

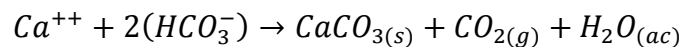
**1.3.4 Crecimiento del cristal.** En la superficie de los microcristales se desarrollan procesos de adsorción, donde el núcleo va adicionando material sólido y empieza un período de crecimiento gradual; esta etapa se da principalmente por un proceso de difusión de la sustancia a la superficie del microcristal.

**1.3.5 Aglomeración.** Las fuerzas electroestáticas hace que se den agrupaciones de microcristales; este proceso implica a la precipitación de las escamas minerales las cuales posteriormente pueden llevar a la formación de depósitos en el medio

poroso. La afluencia de este material inorgánico en forma de escama de  $\text{CaCO}_3$  seguirá aumentando hasta que la solución alcance un estado de equilibrio.

#### 1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DEL $\text{CaCO}_3$

La precipitación del  $\text{CaCO}_3$  básicamente se ve afectada por el equilibrio de la solución y cambios en la termodinámica del medio. A continuación se muestra la reacción química que rige la precipitación del  $\text{CaCO}_3$  en las aguas de producción<sup>4</sup>.



Cuando algún factor que afecte el equilibrio varía, éste se altera momentáneamente, entonces el sistema comienza a reaccionar hasta que reestablece el equilibrio, pero las condiciones de este nuevo equilibrio son distintas a las condiciones del equilibrio inicial.

Los parámetros que afectan la precipitación de escamas a nivel de medio poroso pueden ser: la temperatura, la presión, la concentración de iones en la solución las propiedades del medio poroso, la fluido dinámica del sistema, el movimiento de partículas en el medio poroso, la co-precipitación de minerales con ion común la tasa de precipitación de la sal, la transferencia de masa y la difusión que se genere en el medio<sup>5</sup>.

A continuación se describe el efecto que tienen los factores más comunes en la precipitación de escamas minerales sobre la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$ .

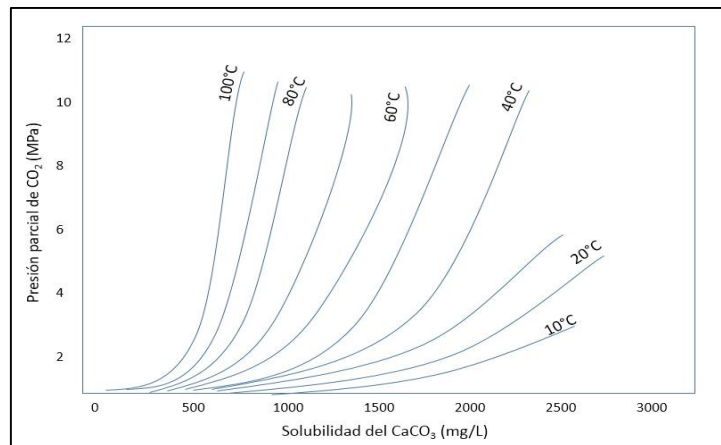
---

<sup>4</sup> MUÑOZ, F. y SANDOVAL Y. *Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas*. Revista Fuentes. Enero-Junio, 2008, vol. 6, No. 1, p, 37-46.

<sup>5</sup> TAHMASEBI, H. *et al. Dimensionless Correlation for the Prediction of Permeability Reduction Rate Due to Calcium Sulphate Scale Deposition in Carbonate Grain Packed Column*. JTICHE. 2010, p. 268-278.

**1.4.1 Efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub>.** La presencia del CO<sub>2</sub> incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el CO<sub>2</sub> reacciona con el agua, se forma H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> el cual se ioniza; cuando se ioniza el H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> ocurre una liberación de iones H<sup>+</sup>; lo que produce una disminución en el pH del agua. Lo cual garantiza que entre más ácido sea el medio mayor será la solubilidad del CaCO<sub>3</sub>.

**Figura 2.** Efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la solubilidad del CaCO<sub>3</sub>



Fuente: Tomado de PATTON, Charles C., *et al.*, 1988.

A diferentes temperaturas, a medida que la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la mezcla aumenta, la solubilidad del carbonato de calcio aumenta (ver Figura 2). Sin embargo, entre mayor sea la temperatura, menor será el aumento de solubilidad del CaCO<sub>3</sub><sup>6</sup>. Por otra parte, una caída de presión hace que se libere CO<sub>2</sub> y por lo tanto la solubilidad del CaCO<sub>3</sub> disminuye formando precipitados que posteriormente se acumulan en el medio poroso.

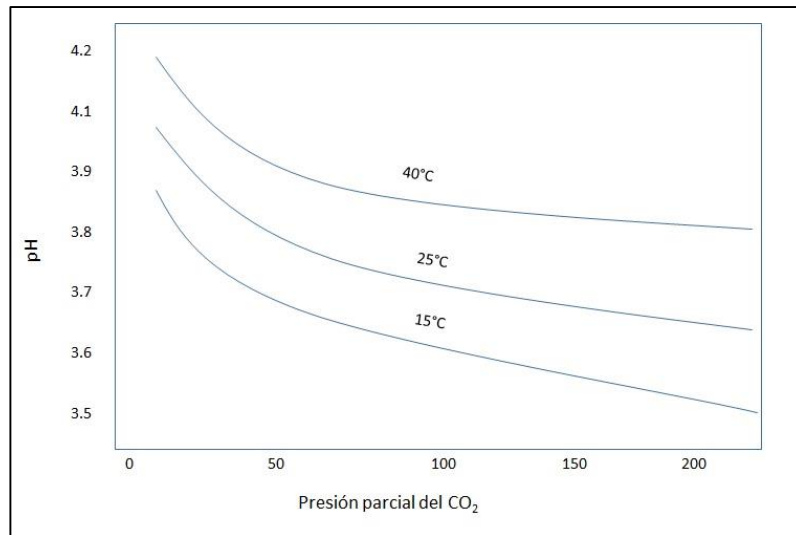
---

<sup>6</sup> MARIN QUITIAN, Jhonatan F. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Trabajo de pregrado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 108 p.

**1.4.2 Efecto del pH.** El pH es una propiedad inherente al equilibrio químico de las especies disueltas en el agua. Una disminución en éste disminuye la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en el agua y por lo tanto se aumenta la precipitación del mismo.

Así mismo, se puede encontrar que el pH y la presión parcial del  $\text{CO}_2$  suele encontrarse en una relación inversamente proporcional (ver Figura 3), ya que cuando ocurre liberación de  $\text{CO}_2$ , el pH del agua disminuye (se hace más ácido), y la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  se aumenta.

**Figura 3.** Efecto del pH sobre la presión parcial del  $\text{CO}_2$

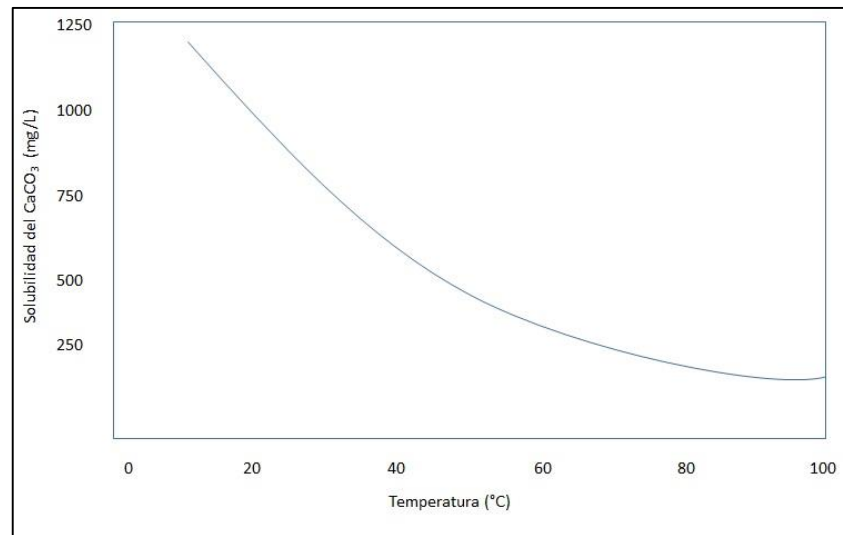


Fuente: Tomado de PATTON, Charles C., *et al.*, 1988.

**1.4.3 Efecto de la temperatura.** El  $\text{CaCO}_3$  tiene un comportamiento diferente a las demás sales que se pueden formar en el agua. La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  disminuye a medida que la temperatura se incrementa como lo muestra la Figura 4. Por esta razón suele encontrarse con mayor frecuencia escamas de  $\text{CaCO}_3$  en pozos inyectoros; donde la temperatura del agua es mayor y por lo tanto las condiciones son propicias para su precipitación.

La relación existente entre la temperatura y la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  es inversamente proporcional, cuando la temperatura es muy alta la variación de solubilidad es baja; caso contrario cuando la temperatura es relativamente alta y la solubilidad se reduce con pequeños diferenciales de temperatura.

**Figura 4.** Efecto de la temperatura en la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$



Fuente: Tomado de OSTROFF, Anton Gene, 1985.

**1.4.4 Efecto de otras sales disueltas (TDS).** La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de los sólidos totales (TDS), sin incluir los iones calcio, aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de 200000 mg/L. Por ejemplo, si se adiciona 200000 mg/L de NaCl a una muestra de agua destilada, la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  incrementa de 100 mg/L a 200 mg/L.

## 1.5 METODOS PREDICTIVOS DE FORMACIÓN DE ESCAMAS

Los métodos para determinar el tipo de agua ya sea incrustante o corrosiva son propuestos a partir de medidas hechas en el laboratorio y en los cuales se tiene en

cuenta diferentes variables que afectan la solubilidad en condiciones de equilibrio. Generalmente la solubilidad es medida en aguas sintéticas, variando la temperatura, presión y pH.

A lo largo de la historia diferentes autores han sugerido modelos para predecir cuándo pueden presentarse problemas por incrustaciones o por corrosión. A esta medida cualitativa suele llamarse índice de estabilidad (ver Tabla 1), la cual brinda una idea del grado de saturación y por lo tanto indica la fuerza para que ocurra la precipitación.

Los valores obtenidos por estos métodos solo pueden ser tomados como una referencia. Es bueno resaltar que si los modelos matemáticos muestran la tendencia a las incrustaciones o a la formación de escamas, esto solo debe tomarse como una alarma y de esta manera analizar el problema más a fondo<sup>7</sup>.

**Tabla 1.** Métodos predictivos del índice de saturación en sistemas acuosos

MÉTODO	ECUACIÓN	INTERPRETACIÓN
<b>Índice de saturación [ IS ]</b>	$IS = \log (IP/Kc)$	IS < 1 no hay precipitados IS > 1 Hay presencia de precipitados

---

<sup>7</sup> CABALLERO, F y RODRIGUEZ, J. Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por aguas de producción en los campos de EQUION y HOCOL. Tesis de pregrado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 120p.

**Tabla 1.** (Continuación)

<b>MÉTODO</b>	<b>ECUACIÓN</b>	<b>INTERPRETACIÓN</b>
<b>Índice de saturación de Langelier [LSI]</b>	$LSI = pH - pHs$	<p>LSI &lt; 0 agua es corrosiva</p> <p>LSI &gt; 0 el agua tiene tendencia a la formación de escamas en el sistema.</p> <p>LSI = 0 agua neutra</p> <p>Sin embargo debe considerarse un rango de incertidumbre de <math>\pm 0,4</math></p>
<b>Índice de saturación de Riznar [RSI]</b>	$RSI = 2(pH CaCO_3) - pH$	<p>RSI &lt; 6 incrustaciones debidas a CaCO<sub>3</sub></p> <p>RSI &gt; 6 tendencia corrosiva</p>
<b>Índice de saturación de Stiff y Davis [SDI]</b>	$SDI = pH - pHs$	<p>SDI &gt; 0 presenta incrustaciones debidas a CaCO<sub>3</sub></p> <p>SDI &lt; 0 no hay incrustaciones de CaCO<sub>3</sub></p>
<b>Índice de Oddo-Tomson</b>	Este índice permite hacer una estimación del efecto de la presión total y el efecto de la presión parcial de CO <sub>2</sub> . Este modelo también proporciona correcciones cuando el sistema tiene hasta 3 fases (agua, gas y solidos). La interpretación de este modelo se realiza de forma muy similar al SDI.	

.Fuente: Tomado de CABALLERO, F. y RODRIGUEZ, J. 2015.

## 1.6 ANTECEDENTES DE ESTUDIOS DE DEPÓSITOS DE ESCAMAS

El fenómeno de deposición de escamas minerales no se ha estudiado lo suficiente a nivel de medio poroso. La complejidad del sistema electrolítico, la interacción con los demás fluidos de yacimiento, los cambios termodinámicos que se presentan durante la producción, los cambios en la saturación de las especies químicas y la cinética de la reacción son objeto de estudio desde el punto de vista químico, físico,

fisicoquímico, geoquímico y de la ingeniería; enfocándose a representar el fenómeno de la acumulación.

Muchos investigadores han reportado sus avances en desarrollo de ecuaciones, correlaciones y modelos que describen el fenómeno de precipitación y reducción de permeabilidad. Así mismo, el fenómeno de deposición que es posterior a la precipitación se encuentra en objeto de estudio en diferentes partes del mundo. A continuación se hace una recopilación de los estudios que se han reportado en diferentes bases de datos. Estos se han clasificado en teóricos y experimentales.

**1.6.1 Antecedentes teóricos.** Los antecedentes teóricos que se han encontrado durante esta investigación hacen referencia ecuaciones donde se estudia el efecto que tienen las variables termodinámicas en la predicción de la tendencia incrustante del agua de formación y las posibles escamas que pueden generar la misma. Por otra parte basados en la cantidad de iones que presenta el agua muestra la cantidad máxima de escama que se puede generar bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

YOUAN, M. y TODD, A. (1989)<sup>8</sup>: Propusieron, en 1989, un modelo matemático basado en el modelo termodinámico de Pitzer, para predecir tendencia de precipitación de sulfatos de Ba, Ca, Sr. Los parámetros  $K_{ps}$  (constante de producto de solubilidad),  $A$  (actividad iónica), coeficientes de actividad,  $P$  y  $T$ , fueron considerados en el modelo.

FRANK, F. *et al.* (1991)<sup>9</sup> : Desarrollaron un modelo fenomenológico para daño a la formación presentado para describir los procesos de interacción roca/fluido

---

<sup>8</sup> YOUAN, M. y TODD, A. Prediction of Sulphate Scaling Tendency in Oilfield Operations. SPE paper No. 18484. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. 8-10 February. Houston, Texas. 1989.

<sup>9</sup> FRANK, F. *et al.* Modelling of Formation Damage Due to Physical and Chemical Interactions Between Fluids and Reservoir Rocks. SPE paper No. 22856. SPE 66<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition. 6-9 October. Dallas, Texas. 1991.

incluyendo migración de partículas, interacción físico-química entre fluidos de invasión y rocas del yacimiento y reacciones geoquímicas. Los precipitados son considerados móviles y mezclados con otras partículas finas para contribuir con el taponamiento de la garganta de poro.

CIVAN, F. (1996)<sup>10</sup>: Desarrolla un complejo de ecuaciones que hacen parte de un modelo integrado de daño de formación por precipitación de escamas; ya sea orgánicas o inorgánicas. El modelo considera los factores de alteración de la porosidad, hinchamiento de arcillas, compresibilidad de la formación, expansión térmica de los fluidos en la alteración que sufre la permeabilidad. El trabajo lleva a identificar cual es la contribución de cada factor sobre el mecanismo y la importancia. El modelo se prueba a través de estudio de simulación y análisis de sensibilidad que son comparados con el *history matching*.

SEAGRAVES, S. y WU, Y. (1996)<sup>11</sup>: Realizaron la comparación de cuatro herramientas de software comerciales utilizados en la industria para determinar la tendencia incrustante del agua de formación simulando la composición fisicoquímica del agua de un campo que ha presentado problemas de escamas de CaCO<sub>3</sub> y BaSO<sub>4</sub> a lo largo de su etapa de producción. La comparación tuvo fijo los parámetros de temperatura y pH para que las herramientas realizaran los cálculos, concluyeron que el software que han determinado como "C" es el único predice la escama de CaCO<sub>3</sub> la cual ha generado problemas de incrustaciones anteriormente en la etapa de producción.

SHULER, J. *et al.*, (2000)<sup>12</sup>: Realizaron un estudio del índice de estabilidad que se presentaba en el campo *Mobile Bay* en el golfo de Mexico ya que presentaba

---

<sup>10</sup> CIVAN, F. A Multi-Purpose Formation Damage Model. SPE paper No. 31101. SPE Formation Damage Control Symposium, 14-15 Febrero, Lafayette, Louisiana. 1996.

<sup>11</sup> SEAGRAVES, S. *et al.*, Comparison of scale index calculations and two predictive models. NACE paper No. 186. CORROSION 96. Houston, Texas. 1996.

<sup>12</sup> SHULER, P. *et al.* Modelling of scale deposition in gas well with very saline produced water. NACE paper No. 00118. CORROSION 2000. Houston, Texas. 2000.

depósitos de NaCl y CaCO<sub>3</sub> en el fondo de los pozos. Así modelaron el ciclo que han a travesado los pozos desde los inicios hasta el estado actual. Determinaron que la presencia de escamas se debe a la cambiante composición de los iones en la salmuera ya que en los pozos de gas tienen una influencia significativa la presión y la temperatura por los efectos de dilución y evaporación, también, concluyen que la adición de agua en el fondo puede tener un beneficio en la prevención de las escamas pero que esta solución requiere de un costo adicional además de introducir un riesgo en la operación del pozo.

MOGHADASI, J. *et al.* (2003)<sup>13</sup>: Presenta un modelo que permite predecir la formación de escamas para un campo Iraní por la mezcla de aguas incompatibles debido a cambios termodinámicos, cinéticos e hidrodinámicos. El modelo aplicado para predecir el potencial de precipitación que presentaba el campo si se utilizaba el agua de producción como método de recobro secundario. Determinaron que el modelo desarrollado ignora los efectos de la corrosión, está basado en la información fisicoquímica que se tiene de las aguas de inyección y producción y predice de manera confiable las escamas que se presentan en el pozo.

MACKAY, E. (2003)<sup>14</sup>: Planteó un modelo para predecir la precipitación de BaSO<sub>4</sub> en medio poroso, usando el concepto de N° *Damköhler* ( $N_{Da} = K.Vp/Q$ ). La validación se realizó utilizando el módulo STARS del software comercial para simulación de yacimientos del grupo CMG (Computer Modeling Group).

GLOEDE, M. y MELIN, T. (2007)<sup>15</sup>: Realizaron un estudio teórico sobre las fases en las que se desarrolla la nucleación del CaCO<sub>3</sub>. Determinaron que en una solución

---

<sup>13</sup> MOGHADASI, J. *et al.* Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection. SPE paper No. 80406. SPE 5<sup>th</sup> International Oilfield Scale Symposium and Exhibition, 29-30 January. Aberdeen, UK. 2003.

<sup>14</sup>MACKAY, E. Modelling In-Situ Scale Deposition: The Impact of Reservoir and Well Geometries and Kinetic Reaction Rates. SPE paper No. 81830. SPE Oilfield Scale Symposium. 30-31 January. 2003.

<sup>15</sup> GLOEDE, M. y MELIN, T. A new theoretical approach to the calcium carbonate crystallisation process out of aquatic solution and the effect of impurities on it. NACE paper No. 07054. NACE Corrosion Conference & Expo. Houston, Texas. 2007.

acuosa hay cuatro etapas que se generan y son: la supersaturación de la solución, la nucleación, el crecimiento del cristal y la aglomeración; esto se da a medida que el tiempo avanza.

RESTREPO, A. *et al.* (2007)<sup>16</sup>: Desarrolla una metodología para la caracterización del daño a través de estadística básica donde se aprecia la influencia de cinco mecanismos de daño de formación en un campo operado por BP en Colombia, para el caso de daño por CaCO<sub>3</sub> se distribuyen en los percentiles 10, 50 y 90 de la distribución homogénea que han presentado los índices de estabilidad para los pozos del campo. Así mismo, con la herramienta han podido determinar cuál es el tipo de daño que afecta fuertemente la producción de los pozos y tomar acciones de control.

PRISYAZHNIUK, V. (2007)<sup>17</sup>: Realiza una revisión de los métodos que pronostican corrosión y formación de escamas a partir de las propiedades del agua y presente una metodología sencilla para el cálculo del índice de Langelier utilizando solo la alcalinidad, su conductividad y pH.

**1.6.2 Antecedentes experimentales.** Los trabajos experimentales que se presentan a continuación han contribuido al entendimiento de los parámetros que intervienen en el fenómeno de depósitos de escamas, donde la mayoría han tenido relación con correlaciones que predicen la reducción de permeabilidad en el medio poroso.

---

<sup>16</sup> RESTREPO, A. *et al.* A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory. SPE paper No. 107674. ESP European Formation Damage Conference. 30 May-1 June. Scheveningen, Netherlands. 2007.

<sup>17</sup> PRISYAZHNIUK, V. Prognosticating scale-forming properties of water. Applied Thermal Engineering. Vol 27, 2007. 1673-1641 p.

ZHANG, Y. y FARQUHAR, R. (2001)<sup>18</sup>: Acoplaron un modelo termodinámico con un modelo cinético para la predicción de escamas minerales con el fin de describir el perfil de escamas que ocurren en el fondo del pozo a través de pruebas en un TBD y generan los regímenes de nucleación heterogénea y homogénea en función de la temperatura. Determinaron que la cinética del carbonato de calcio se ve afectado por la velocidad con la que la salmuera pasa a través del tubo además que el uso de solo 0.2 ppm de inhibidor pueden mitigar la velocidad de formación de CaCO<sub>3</sub>.

ABU-KHAMSIN, S. A. & Ahmad, S. J. (2005)<sup>19</sup>: Desarrollaron un modelo de depositación para el sulfato de calcio en el medio poroso teniendo en cuenta las variables cinéticas e hidrodinámicas. El modelo parte de una reacción química homogénea donde las variables que influyen son la concentración y la temperatura. Por lo tanto, el modelo es una modificación de la ecuación de Arrhenius, que fue validado a través de pruebas de *coreflooding* y obtuvieron como variable de respuesta la constante de la velocidad de reacción de la salmuera en el medio poroso.

TAHMASEBI, H. *et al.* (2007)<sup>20</sup>: Realizaron pruebas de *coreflooding* con escamas de sulfato de Bario en arenas empaquetadas y desarrollaron correlaciones que predicen la reducción de permeabilidad en el medio poroso teniendo en cuenta la relación de movilidad.

---

<sup>18</sup> ZHANG, Y. y FARQUHAR, R. Laboratory Determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments. SPE paper No. 68329. SPE International Symposium on Oilfield Scale, 30-31 January. Aberdeen, UK. 2001.

<sup>19</sup> ABU-KHAMSIN, S. y AHMAD, S. Laboratory Study on Precipitation of Calcium Sulphate in Berea Sandstone Cores. SPE paper No. 106336. SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section. 14-16 May. Dhahran, Saudi Arabia. 2005.

<sup>20</sup>TAHMASEBI, H. *et al.* Prediction of Permeability Reduction Rate Due to Calcium Sulfate Scale Formation in Porous Media. SPE paper No. 105105. SPE 15th Middle East Oil & Gas Show and Conference. 11-14 March. Bahrain, Kingdom Bahrain. 2007.

MOHAMMED, Amer. (2007)<sup>21</sup>: Realizó una investigación sobre la reducción de permeabilidad por efecto de escamas minerales en núcleos de areniscas, además de conocer como son afectadas las solubilidades de las escamas por cambios en la temperatura y la salinidad en pruebas de *coreflooding* y comprueba que cuando se incrementa la temperatura la solubilidad disminuye cuando hay suficiente cantidad de calcio, estroncio y bario. También determina que la reducción de permeabilidad es alrededor de un 23% de la permeabilidad inicial y la reducción inicia cuando el agua inyectada irrumpe al otro extremo del núcleo.

STAMATAKIS, E. *et al.* (2011)<sup>22</sup>: Desarrollaron un modelo geoquímico a través de pruebas de *coreflooding* en *sandpacks* donde además del diferencial de presión monitorearon el pH y localizaron las acumulaciones de CaCO<sub>3</sub> a través de detectores de rayos gamma en la entrada, la mitad y la salida del *sandpack*. El modelo predice los depósitos de CaCO<sub>3</sub> en una dimensión y muestra la distribución que se ha tenido en el medio poroso.

ACHURY, D. y MARTINEZ, R. (2013)<sup>23</sup>: Plantearon un modelo para predecir los depósitos de escamas de CaCO<sub>3</sub> en el wellbore a través del teorema de Buckingham, además determinaron que la concentración de los iones en la salmuera no solo afecta la cantidad de escama que se deposita sino también el tiempo que en que demora en acumularse.

MATEUS, N. & PACHECO, J. (2015)<sup>24</sup>: Desarrollaron una correlación que permite calcular el tiempo que demora una salmuera característica de un campo colombiano

---

<sup>21</sup> MOHAMMED, Amer. The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high-Barium and high-salinity formation water. Thesis Master of Petroleum Engineering. Malaysia: Universiti Teknologi Malaysia. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering. 2007. 189p.

<sup>22</sup> STAMATAKIS, E. *et al.* Scale prediction in liquid flow through porous media: A geochemical model for the simulation of CaCO<sub>3</sub> deposition at the near-well region. Journal of Geochemical Exploration. JGE paper No. 108. 2011. 115-125 p.

<sup>23</sup> ACHURRY, D. y MARTINEZ, R. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería

<sup>24</sup> MATEUS, N. y PACHECO, J. Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad

en depositar en un capilar, el estudio de la cinética que genera la reacción química corrobora que a mayor concentración de iones en la salmuera se genera un taponamiento más rápido; además cuando las velocidades son altas la el tiempo de reacción disminuye y por lo tanto generan un taponamiento más prematuro.

## **2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL MEDIO POROSO**

Para realizar un estudio sobre la reducción de permeabilidad debido a la depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso es necesario realizar una serie de pruebas que encaminen a una descripción matemática del fenómeno. El diseño de experimentos es un proceso interactivo que aplica el método científico para generar un conocimiento acerca de un proceso o sistema, por medio de pruebas.<sup>25</sup>

Esta metodología se ha ido consolidando en un conjunto de técnicas estadísticas y de ingeniería que permite entender mejor situaciones complejas de relación causa-efecto. En este proceso experimental se han clasificado una lista considerable de variables que intervienen en el proceso de formación de cristales y posterior depositación de  $\text{CaCO}_3$  a nivel de medio poroso. Los estudios preliminares han servido para identificar las variables controlables, las no controlables, los niveles y tratamientos que serán aplicados en la metodología experimental de este trabajo.

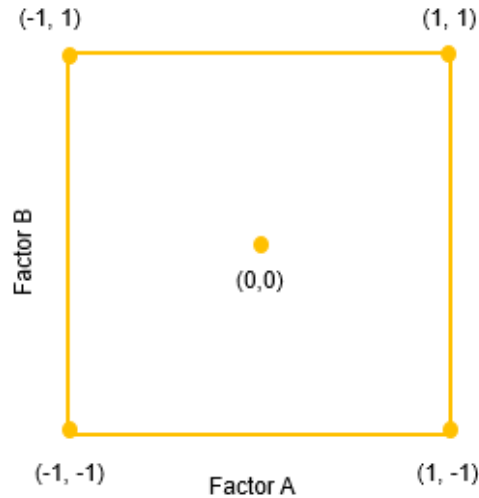
### **2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL $2^2$ CON PUNTOS EN EL CENTRO**

Los diseños  $2^2$  son usados para estudiar el efecto de dos factores considerando dos niveles cada uno. Este tipo de diseños suelen representarse por de manera geométrica por los vértices del cuadrado como lo muestra la Figura 5. Cada vértice representa un punto del diseño o tratamiento. El área delimitada por este cuadrado se conoce como región experimental, por otra parte el punto en el centro identifica si hay curvaturas en la región experimental y genera grados de libertad adicionales al diseño experimental.

---

<sup>25</sup> GUTIERREZ, H. y VARA, R. Análisis y diseño de experimentos. 2 ed. Guanajuato: McGraw-Hill, 2008. 558 p. ISBN 970-10-6526-6.

**Figura 5.** Representación de la matriz experimental



Fuente: Tomado de GUTIERREZ, H. y VARA, R. 2008.

Ahora bien, se pueden estimar alrededor de 20 variables que fueron descritas por diferentes autores las cuales afectan el fenómeno de depositación de escamas en el medio poroso. Así mismo, tres de estas variables son mencionadas en la mayoría de estudios: (i) La termodinámica, (ii) la hidrodinámica y (iii) la cinética de la reacción son los tres factores que son esenciales a la hora de hablar de depósitos de escamas en el medio poroso.

En este estudio dos parámetros son tomados en cuenta ya que la cinética de la reacción es un parámetro que no se puede controlar experimentalmente a lo largo de las pruebas de *coreflooding*; por lo tanto, la termodinámica que envuelve la temperatura, la presión y el esfuerzo iónico de los iones en la solución va a estar representado por la **concentración de los iones  $\text{Ca}^{2+}$**  y la hidrodinámica que tiene asociado el movimiento de partículas, la cristalización de las escamas y el efecto de la dinámica del fluido será representada por el **caudal de inyección**. Finalmente la variable respuesta que se monitoreará durante los experimentos será el **diferencial de presión**.

## 2.2 DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN EXPERIMENTAL

El diseño experimental factorial se caracteriza por ser x-distante para que cumpla la propiedad de ser ortogonal; por esta razón en el siguiente estudio se realizó un análisis estadístico a las bases de datos del grupo empresarial Ecopetrol que permitieron establecer la región experimental. Así pues, se analizaron datos de permeabilidad al aire de muestras de *plugs*, análisis fisicoquímicos de aguas de formación tomadas en cabeza de pozo e *in situ* y finalmente un escalamiento de las tasas de producción de un campo Colombiano a fin de tener un estimado de la velocidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso.

**2.2.1 Definición de permeabilidad baja.** La definición de baja permeabilidad se hace necesaria en este trabajo ya que nos encontramos en las épocas donde una muestra de roca de baja permeabilidad hace referencia a un *plug* perteneciente a un yacimiento de *shale oil* o *shale gas*.

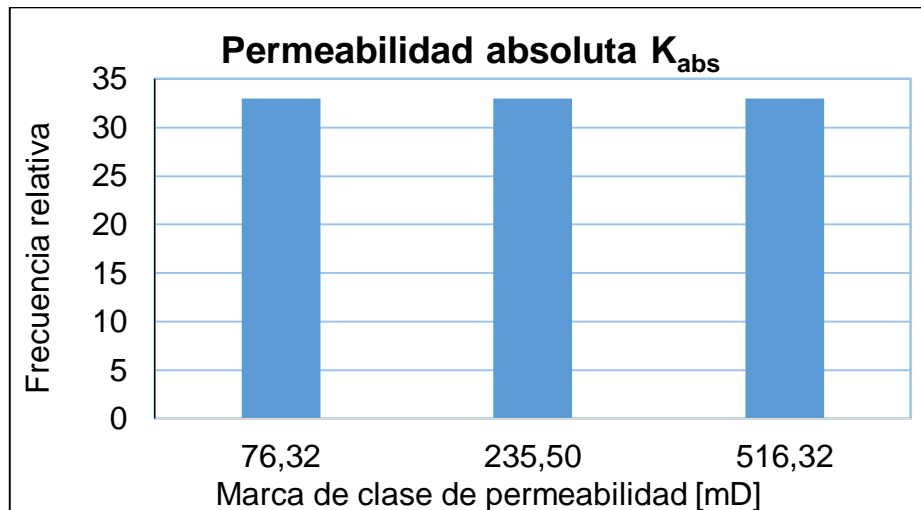
En este orden de ideas, la Tabla 2, resume el análisis estadístico que se le realizó a una base de datos que contenía 7,135 datos de permeabilidad al aire de diferentes *plugs* pertenecientes a los yacimientos del territorio colombiano que se encuentran bajo operación del grupo empresarial Ecopetrol.

**Tabla 2.** Análisis estadístico de las permeabilidades al aire.

No. de datos		<b>TABLA DE FRECUENCIA DE PERMEABILIDADES</b>						
7,135								
Valor mínimo							2.65	
Valor máximo							1,150	
Rango							1,147	
No. de clases							3	
Amplitud		382						
Clase	Límite inferior	Límite superior	Marca de clase	Frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada		
1	2.65	150	76.32	19	0.33	0.33		
2	150	321	235.50	19	0.33	0.66		
3	321	1,147	734.18	20	0.34	1		

Es necesario resaltar que en éste estudio no se tuvo ninguna variable petrofísica adicional que describiera el medio poroso para realizar la distribución homogénea de las frecuencias relativas a la hora de realizar la clasificación de las permeabilidades como se muestra en la Figura 6.

**Figura 6.** Distribución de la frecuencia de la permeabilidad al aire.



Entonces, en la distribución de frecuencia relativa x-distante, se pueden determinar tres rangos de permeabilidad; los cuales se han clasificado en: permeabilidad baja, permeabilidad media y permeabilidad alta.

- Permeabilidad baja: Son aquellas muestras que se encuentran alrededor de 2.65 mD hasta 150 mD.
- Permeabilidad media: Son aquellas muestras que se encuentran desde 150 mD hasta 321 mD
- Permeabilidad alta: Son aquellas que se encuentren desde 321 mD hasta 1147 mD.

Ahora bien, para este estudio se tomaran las muestras que se encuentren alrededor de lo que se ha definido como permeabilidad baja o un valor cercano a este.

**2.2.2 Determinación de los rangos de Ca<sup>2+</sup>.** Los análisis fisicoquímicos de las aguas de formación son un parámetro clave en el estudio de depósitos de CaCO<sub>3</sub> porque muestra las especies químicas que se encuentran asociadas al agua de producción y en la proporción que se encuentran. Además, con ayuda del simulador *ScaleChem* se puede determinar el índice de estabilidad (IS), el cual me ayuda a conocer la preferencia que el agua de formación tiene para formar escamas a las condiciones en las cuales se encuentra en operación.

En los trabajos desarrollados por Caballero Sanabria, *et al.*, (2015) y Marin Quitian, (2015), donde llevaron a cabo las simulaciones de los análisis fisicoquímicos de cada pozo que se encontraban en las bases de datos del grupo empresarial Ecopetrol, se encontró que la mayoría de los campos en Colombia presentan problemas de escamas minerales a nivel de medio poroso. A partir de estas simulaciones solo se tomaron en cuenta los análisis que mostraban tendencia a formar CaCO<sub>3</sub>. Seguidamente se realizó un filtro donde solo se tomarían en cuenta las muestras que se encontraban por encima de un valor de índice de estabilidad

mayor a 5, porque es el valor mínimo de SI empieza a generar acumulaciones de  $\text{CaCO}_3$ <sup>26</sup>.

La Tabla 3 muestra el resumen de la distribución x-distante de los iones  $\text{Ca}^{2+}$ , donde 383 datos de análisis fisicoquímicos mostraban tendencia a formar  $\text{CaCO}_3$  con un índice de estabilidad mayor de 5, por lo tanto se encontraron tres rangos en la distribución homogénea de la concentración de iones  $\text{Ca}^{2+}$ , los cuales se han clasificado en:

- Clase 1: Son aquellas aguas que su contenido de  $\text{Ca}^{2+}$  se encuentran desde 4.2 ppm hasta 160 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$
- Clase 2: Son aquellas aguas que su contenido de  $\text{Ca}^{2+}$  se encuentran desde 160 ppm hasta 360 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$
- Clase 3: Son aquellas aguas que su contenido de  $\text{Ca}^{2+}$  se encuentran desde 360 ppm hasta 4,062 ppm.

**Tabla 3.** Análisis estadístico de las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  encontradas en el agua.

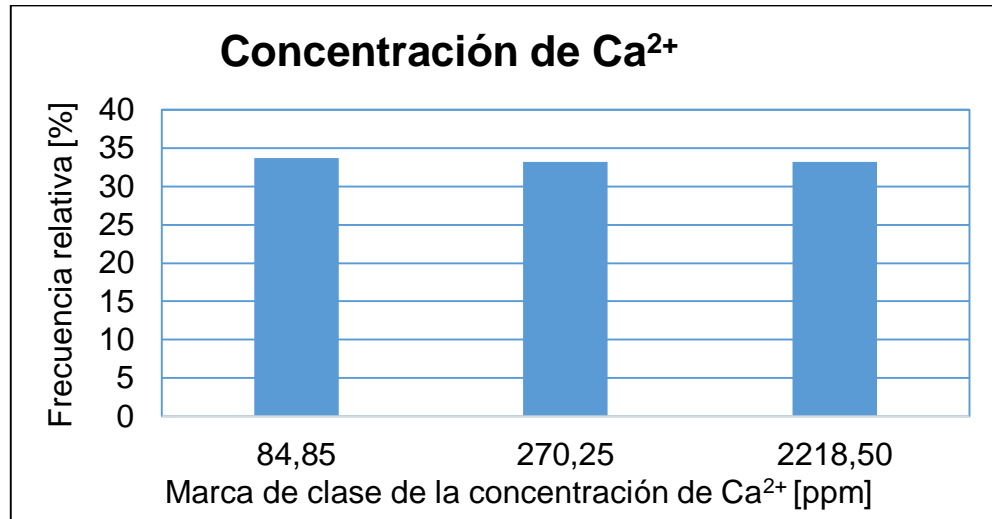
No. de datos		<b>TABLA DE FRECUENCIA DE <math>\text{Ca}^{2+}</math></b>				
Valor mínimo						
Valor máximo						
Rango						
No. de clases						
Amplitud						
Clase	Límite inferior	Límite superior	Marca de clase	Frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada
1	4.2	160	82.1	123	32.11	32.11
2	160	360	260	260	33.68	65.8
3	360	4,062	2211	131	34.2	100

<sup>26</sup> MATEUS, N. y PACHECO, J. Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 71 p.

Ahora bien, en este estudio es necesario que el diseño experimental sea x-distante para que conserve la propiedad de ser ortogonal, la Figura 7 muestra la distribución de frecuencias relativas de la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  que se encuentra en el agua con tendencia a formar escamas de  $\text{CaCO}_3$ , de manera que se evidencia que la clase 3 se encuentra en la región donde los datos se encuentran más alejados entre sí. Con este precedente, se modificaron los rangos de concentración de calcio y basándose en el estudio de MATEUS N., y PACHECO, J. (2015)<sup>27</sup> se ajustaron los rangos de concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  para que la acumulación de escama no se presente de forma temprana en el medio poroso.

En este orden de ideas las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  en el agua se han clasificado una vez más en: aguas de baja tendencia incrustante, agua de baja tendencia incrustante, y agua de alta tendencia incrustante.

**Figura 7.** Distribución de la frecuencia de la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  en el agua.



<sup>27</sup> MATEUS, N. y PACHECO, J. Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 71 p.

- Agua de baja tendencia incrustante: Es la que contiene concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  alrededor de los 250 ppm en el agua.
- Agua de mediana tendencia incrustante: Es la que contiene concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  alrededor de los 450 ppm en el agua.
- Agua de alta tendencia incrustante: Es la que contiene concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  alrededor de 650 ppm en el agua.

La clasificación que se muestra anterior está basada alrededor del 70% de los datos iniciales además se consideraron las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  de las aguas de producción de los campos que actualmente presenta depósitos de escamas a nivel de medio poroso. Por otra parte se ha definido utilizar una salmuera de trabajo que contiene una concentración de  $\text{Cl}^-$  alrededor de 5500 ppm que corresponde al promedio de la concentración  $\text{Cl}^-$  de los campos operados por el grupo empresarial Ecopetrol.

**2.2.3 Determinación de los rangos de velocidad.** La velocidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso se encuentra asociada a los regímenes de flujo que se pueden presentar en el yacimiento, por tal motivo se le asocian efectos hidrodinámicos que facilitan los depósitos de  $\text{CaCO}_3$  en el espacio poroso y por consiguiente una reducción en la permeabilidad por movimiento de partículas finas que arrastra de la matriz de la roca cuando se sobrepasa la velocidad crítica del medio poroso; generando flujo de finos constantes o por baches que reducen el *rathole* de los pozos o cuando los sistemas de levantamiento artificial se encuentran cerca de los perforados se les asocia además un efecto de flujo turbulento en el *near wellbore* que causan importantes cambios termodinámicos lo cual favorece la precipitación y acumulación de escamas.

En esta parte se ha realizado un escalamiento de las tasas de producción de un campo, donde se tienen en cuenta variables como caudal de aceite, corte de agua,

espesor de la formación y radio en el fondo de pozo y se ha planteado un escalamiento de la siguiente manera:

$$v_{campo} = v_{laboratorio} \rightarrow \frac{q_{agua}}{2\pi r_{wellbore} h_{formación}} = \frac{q_{bomba}}{\pi r_{plug}^2}$$

Así mismo las características del *plug* que se usaron para el escalamiento fueron de 3.78 cm para el diámetro y 7.1 cm para la longitud; que son medidas características en las muestras de roca. La Tabla 4 muestra la distribución de 90 datos, donde se han clasificado en:

- Clase 1: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 0.05 cc/min hasta 1 cc/min.
- Clase 2: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 1 cc/min hasta 2 cc/min.
- Clase 3: Son aquellas que la velocidad escalada de laboratorio se encuentra desde 2 cc/min hasta 12 cc/min.

En el análisis estadístico se utilizaron caudales de producción que variaban desde 1 BFPD hasta 4,650 BFPD por pozo, el 90% de los datos para el radio del *wellbore* eran pertenecientes a *casing* de 7 in, los cortes de agua se encontraban desde 10% hasta 96% y los espesores de la formación eran desde 40 ft hasta 400 ft.

**Tabla 4.** Análisis estadístico de las velocidades de flujo del agua a nivel de laboratorio.

No. de datos		<b>TABLA DE FRECUENCIA DE CAUDALES (<math>q_w</math>)</b>				
Valor mínimo						
Valor máximo						
Rango						
No. de clases						
Amplitud						
Clase	Límite inferior	Límite superior	Marca de clase	Frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada
1	0.05	1	0.53	30	33.33	33.33
2	1	2	1.5	16	33.33	66.67
3	2	12	6.97	30	33.33	100

Se observa que el flujo en el yacimiento se encuentra alrededor de 1ft/d a 6 ft/d que son correspondientes con las velocidades de 1cc/min y 2cc/min que es donde el fluido se encuentra en régimen laminar<sup>28</sup>, que corresponde alrededor de un 66% de los datos la Figura 8, muestra la distribución de frecuencia relativa de las velocidades donde se ve claramente que la tercera clasificación tiene una distancia significativa entre los datos. Ahora bien para cumplir la propiedad ortogonal del diseño factorial se hace necesario establecer una nueva agrupación de las velocidades las cuales se han denominado: baja velocidad, media velocidad y alta velocidad.

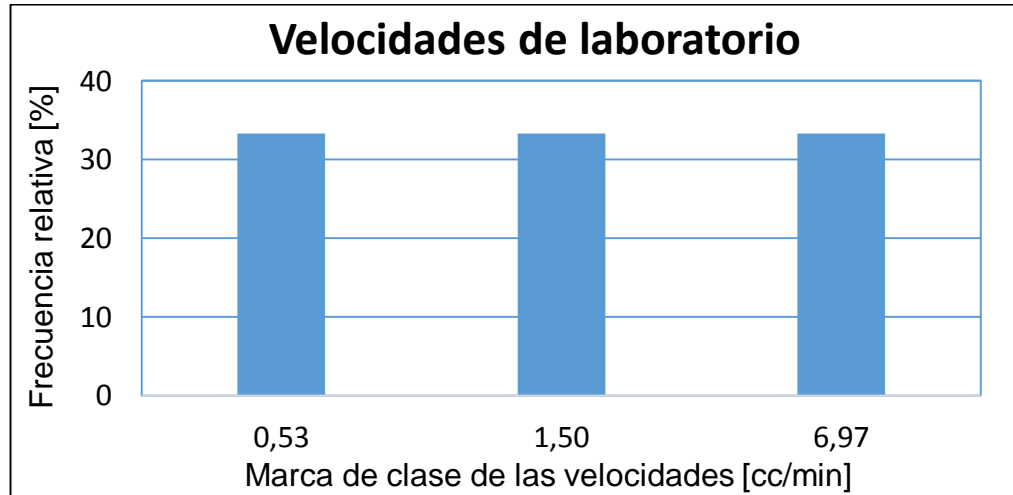
- Baja velocidad: Son las velocidades que corresponden a 1 cc/min, lo cual hace referencia a 3 ft/día.
- Media velocidad: Son las velocidades que corresponden a 2 cc/min, lo cual hace referencia a 8 ft/día.

---

<sup>28</sup> PADRON, R. y LIZCANO J. Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2013. 173 p.

- Alta velocidad: Son las velocidades que corresponden a 3 cc/min, lo cual hace referencia a 10 ft/día.

**Figura 8.** Distribución de la frecuencia de las velocidades a escala de laboratorio.



El valor de un caudal máximo de 3 cc/min es con el fin de no alterar el valor de daño por movimiento de finos y no tener ruido al momento de evaluar el daño ya que esas velocidades podrían estimular el núcleo por arrastre de  $\text{CaCO}_3$ .

### 2.3 PROCEDIMIENTO Y MATRIZ EXPERIMENTAL

Como se describió al inicio del Capítulo 2, para evaluar el daño de formación es necesario realizar experimentos que permitan reproducir la acumulación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso, para este fin se realizaron pruebas de interacción roca-fluido en el equipo de desplazamiento *coreflooding* el cual permite realizar una simulación de las condiciones del yacimiento y por lo tanto representar el fenómeno de depositación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso.

**2.3.1 Procedimiento experimental.** A continuación se describe el procedimiento que se realizó en el laboratorio para obtener acumulación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso y así evaluar el daño que se ha generado en el *plug*.

**2.3.1.1 Selección y corte de muestra.** Se escoge una Berea de interés, se cortan los *plugs* según la longitud requerida y se limpian suavemente para tratar de retirar finos y evitar alteraciones en la forma de la muestra. Seguidamente se marcan los *plugs* con tinta china en la parte media de la siguiente manera:

B – S - #

Donde el # representan número consecutivo de las muestras caracterizadas.

**2.3.1.2 Secado de la muestra.** Para retirar la humedad que pueda contener la muestra se traslada al horno durante 8 horas, luego se retira y se ubica en un desecador.

**2.3.1.3 Medición.** Estando la muestra totalmente seca se toman los datos de longitud, diámetro y peso. Se toman 4 medidas de cada dimensión con un calibrador digital y 4 medidas de peso con una balanza analítica para luego ser promediados.

**2.3.1.4 Determinación de propiedades petrofísicas.** Se determina porosidad y permeabilidad al aire. Para este proyecto las muestras de roca se caracterizaron con ayuda del equipo *Keyphi*. El equipo *Keyphi* es un porosímetro y permeámetro automatizado que permite determinar las propiedades de una serie de muestras a la presión de confinamiento del yacimiento.

**2.3.1.5 Caracterización de los fluidos.** Los fluidos a utilizar en los experimentos se han clasificado en: salmuera de trabajo, salmueras con tendencia incrustante y finalmente aceite mineral.

La caracterización que se realizó en cada uno de los fluidos consiste en la medición de la densidad, pH, conductividad, viscosidad a la temperatura de trabajo y peso de las sales utilizadas para cada salmuera.

**2.3.1.6 Saturación de la muestra.** La saturación se realiza en un sistema al vacío con salmuera de trabajo. Para este proyecto se consideró que el error no debía ser superior al 5% para considerar la muestra saturada y seguir adelante con el procedimiento.

Para saturar las muestras se utilizó salmuera sintética correspondiente a una con salinidad igual 5500 ppm expresada en cloruros. Usando solo NaCl.

**2.3.1.7 Interacción roca-fluido:** prueba de desplazamiento. El procedimiento de las pruebas se describe a continuación:

- Se recargan las bombas con aceite y la salmuera de trabajo de la prueba, se ubica la muestra en el *core holder* del equipo de desplazamiento; con esto queda el equipo en condiciones óptimas para iniciar la prueba.
- La prueba consta de ciclos salmuera-aceite, en los cuales se desplaza en sentido de producción el fluido de interés y se monitorea el delta de presión hasta obtener 10 datos consecutivos donde cuya diferencia entre ellos no sea mayor al 5%.
- El primer ciclo se realiza para determinar la permeabilidad absoluta al agua, se desplaza tanta salmuera sintética como sea necesaria hasta alcanzar condiciones de estabilidad.

- Posteriormente se mide  $K$  efectiva al aceite hasta condiciones de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ). Para determinar esta  $K$  de referencia, se realizan ciclos de inyección de aceite y salmuera sintética hasta encontrar diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección de aceite.
- Se realiza la inducción del daño, inyectando una solución catiónica y otra aniónica de donde cuya reacción se obtenga la presencia del mineral que generará el daño a la formación en el *plug*. Hasta máximo 100 volúmenes poroso o una reducción equivalente al 80% de la permeabilidad. En una tasa propia de cada prueba.
- Se realiza la toma de efluentes cada 5 volúmenes porosos y se preserva la muestra agregando 2 gotas de ácido nítrico concentrado.
- Con un nuevo ciclo de aceite, se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de  $S_{wirr}$  ( $K_{oil}@S_{wirr}$ , sentido de producción), para evaluar que tan importante ha sido el daño generado. Al igual, con un nuevo ciclo de agua se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de  $S_{or}$  ( $K_w@S_{or}$ ).
- Con esto se da por finalizada la prueba. Es importante una vez terminadas las pruebas dejar el equipo limpio y en buen estado.

**2.3.2 Matriz experimental.** Ahora bien, de acuerdo a lo que se ha planteado a lo largo del capítulo y con la ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI*, se realizó la matriz experimental la cual presenta las características determinadas anteriormente, la Tabla 5 muestra la distribución x-distante de las variables y por consiguiente la región experimental en la cual se desarrolla el presente trabajo.

A continuación se describen los factores que se van a mantener fijos durante el desarrollo del procedimiento experimental

- Presión de confinamiento: 1500 psi.
- Contrapresión: 400 psi.
- Temperatura: 150 °F, 200 °F y 250 °F según corresponda.
- Salmuera de trabajo: 5500 ppm de cloruros (solo NaCl).
- Aceite mineral: Kelarol.

**Tabla 5.** Matriz experimental

<b>Matriz Experimental</b>					
<b>No.</b>	<b>Ca<sup>2+</sup> (ppm)</b>	<b>ϑ (cc/min)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>P. poro (psi)</b>	<b>P. Confinamiento (psi)</b>
1	250	1	250	400	1500
2	650	1	150	400	1500
3	250	3	250	400	1500
4	650	3	150	400	1500
5	450	2	200	400	1500

### 3. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Luego de ejecutar la metodología descrita en el capítulo 2, se obtuvieron los siguientes resultados:

#### 3.1 Caracterización de las muestras de roca

Inicialmente se tenían Bereas de 1 ft de longitud que provenían de cinco diferentes afloramientos las cuales fueron llevadas a corte, donde por cada pie de longitud se obtuvieron 4 *plugs* que se caracterizaron dimensionalmente.

La caracterización petrofísica de los *plugs* mencionados anteriormente se encuentra en la Tabla 6, donde los datos de permeabilidad muestra los *plugs* que se encontraban más cerca a lo que se ha denominado baja permeabilidad las otras propiedades petrofísicas definen que los *plugs* son similares pero cabe aclarar que son pertenecientes a afloramientos distintos.

**Tabla 6.** Caracterización petrofísica de los *plugs*

Tara	K Aire [mD]	$\Phi$ [%]	Vol. poroso [cc]	$\rho$ grano [g/cc]
B-S-08	115.968	19.723	15.823	2.651
B-S-11	193.171	19.642	15.906	2.607
B-S-15	154.082	18.607	15.136	2.638
B-S-17	114.27	19.34	15.883	2.622
B-S-18	122.51	19.444	15.141	2.602

### 3.2 Caracterización de los fluidos

La caracterización que se realizó en cada uno de los fluidos consiste en la medición de propiedades que ayudan a corroborar la correcta preparación de las salmueras y utilizar los fluidos con las mismas características durante todos los experimentos.

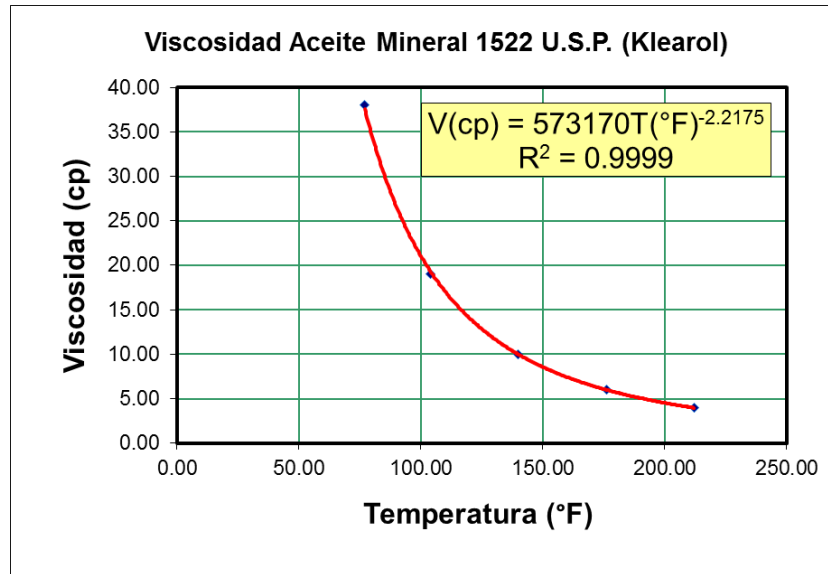
**3.2.1 Caracterización de la salmuera de trabajo.** Las salmueras de trabajo se han denominado a la salmuera de trabajo con la que se han realizado las mediciones de permeabilidades efectivas antes de generar el daño y después de haber realizado el daño por acumulación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso. Caracterizadas por tener 5500 ppm en  $\text{Cl}^-$ . La Tabla 7 muestra el resumen de las propiedades medidas.

**Tabla 7.** Caracterización de la salmuera de trabajo

$\text{Na}^{++}$	$\text{Cl}^-$	NaCl [g/L]	$\rho$ [g/cc]	Cond. [ $\mu\text{S}/\text{cm}$ ]	pH	$\mu$ @150°F [cP]	$\mu$ @200°F [cP]	$\mu$ @250°F [cP]
3,566.12	5,499.61	18.13	1.01	25.20	6.39	0.44	0.31	0.23

**3.2.2 Caracterización del aceite mineral (Klearol).** Las propiedades del aceite fueron medidas y también calculadas a partir de la correlación que muestra la Figura 9, la cual se realizó y fue suministrada por el ICP. La Tabla 8 muestra las propiedades del aceite mineral Klearol.

**Figura 9.** Viscosidad del aceite mineral Klearol



**Tabla 8.** Caracterización del aceite Klearol

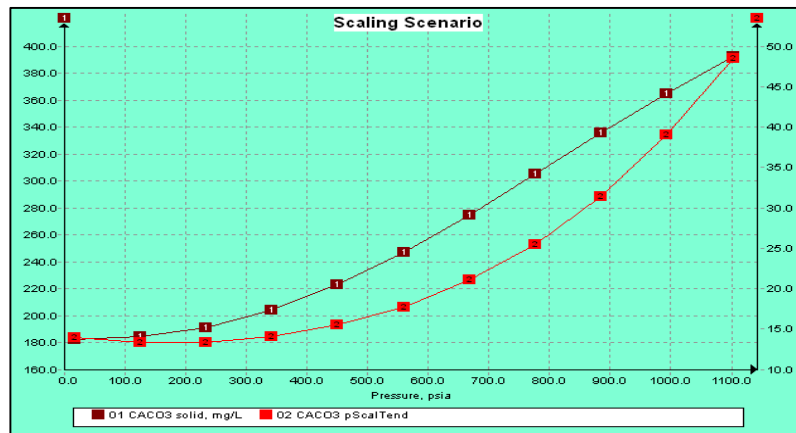
$\rho$ [g/cc]	API	$\mu$ @150°F [cP]	$\mu$ @200°F [cP]	$\mu$ @250°F [cP]
0.84	35.4	8.6	4.5	2.8

**3.2.3 Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante.** Las salmueras con tendencia incrustante se han denominado a las salmueras con las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  de: 250 ppm, 450 ppm y 650 ppm las cuales se han calculado a través de estequiometria las concentraciones de  $\text{HCO}_3$  para que se genere  $\text{CaCO}_3$  en una reacción completa.

Las simulaciones se realizaron con la ayuda del software *ScaleChem* en el cual se introdujo los datos de concentración de  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3$ ,  $\text{Cl}^-$ , la presión neta del sistema y la temperatura a las cuales se realizó cada una de las pruebas.

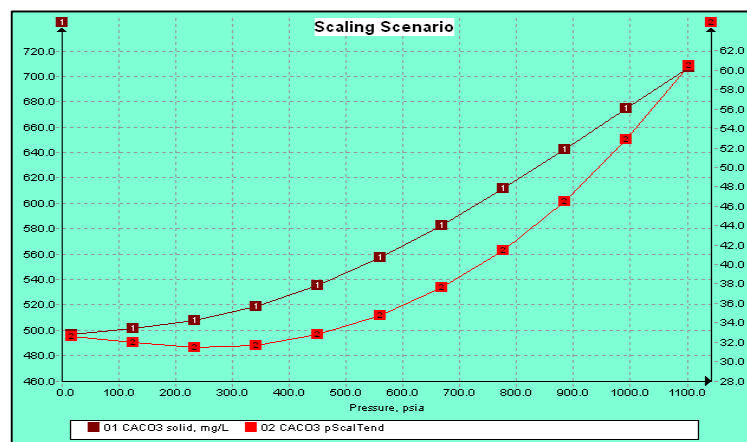
Para la salmuera con baja tendencia incrustante, se realizó la simulación bajo las condiciones del experimento. La Figura 10 muestra el escenario de la escama de  $\text{CaCO}_3$  desde las condiciones ambiente hasta las condiciones de fondo, mostrando un IS de 48 y una cantidad máxima precipitada de 392.1 ppm de  $\text{CaCO}_3$ .

**Figura 10.** Tendencia incrustante de la salmuera con 250 ppm  $\text{Ca}^{2+}$



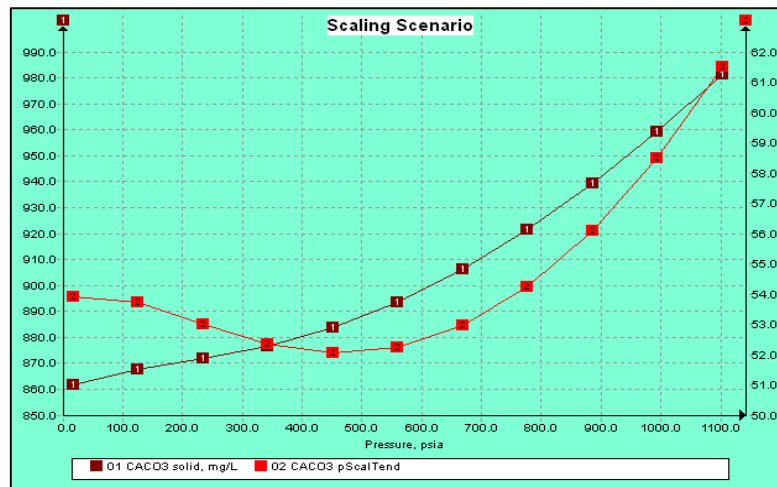
Por otra parte para la salmuera con mediana tendencia incrustante que bajo las condiciones experimentales se encuentra cuenta con un SI de 60.54 y una cantidad máxima precipitada de 706.7 ppm de  $\text{CaCO}_3$  como lo muestra la Figura 11.

**Figura 11.** Tendencia incrustante de la salmuera de 450 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$



Finalmente para la salmuera de alta tendencia incrustante se tiene que a las condiciones de los experimentos se encuentra con un SI de 61.5 y una cantidad máxima precipitada de 981 ppm de  $\text{CaCO}_3$ .

**Figura 12.** Tendencia incrustante de la salmuera de 650 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$



Por otra parte se realizaron mediciones de propiedades físicas de las salmueras para tener una mayor caracterización y corroborar que la preparación de cada una de ellas fue la más aproximada de acuerdo a las concentraciones fijadas, la Tabla 9 presenta el resumen de las propiedades de cada salmuera.

**Tabla 9.** Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante

IS	Salmuera Catiónica			Salmuera Aniónica		
	$\rho$ [g/cc]	Cond. [ $\mu\text{S}/\text{cm}$ ]	pH	$\rho$ [g/cc]	Cond. [ $\mu\text{S}/\text{cm}$ ]	pH
Alta	1.007	18.33	6.6	1.006	16.97	8,94
Media	1.005	17.52	5	1.013	16.45	8
Baja	1.004	14.67	7.7	1.005	15.44	8.7

### 3.3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

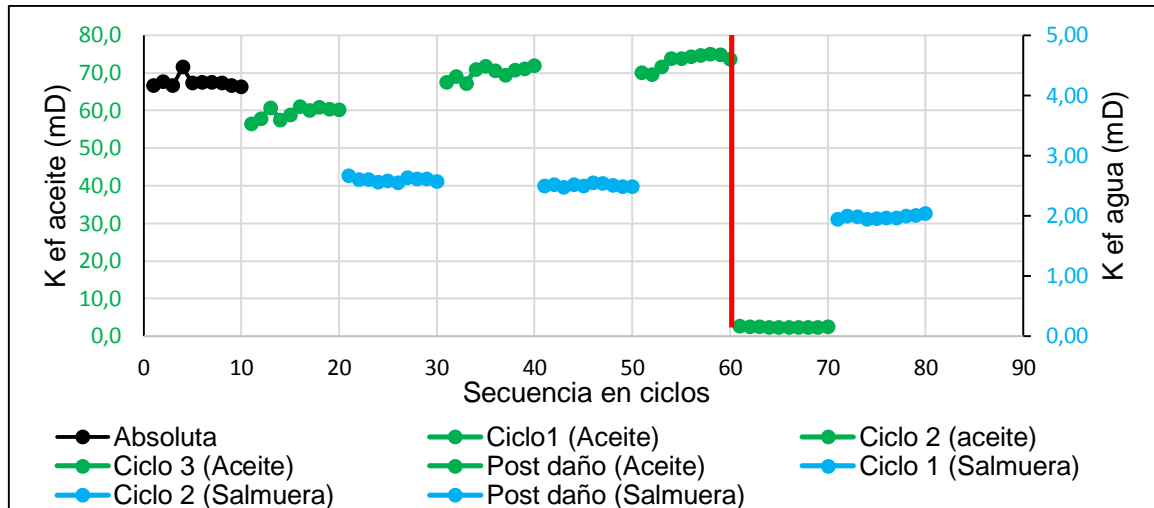
Las pruebas de interacción roca-fluido son la mejor forma de conocer el efecto que tienen los fluidos en la roca, por esta razón son ideales para estudiar el fenómeno de depositación de  $\text{CaCO}_3$  ya que en este trabajo se estudia el efecto que tiene la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  y la velocidad de flujo a través del *plug*.

**3.3.1 Saturación de los núcleos.** Como se especificó en la metodología del Capítulo 2, las pruebas de saturación al vacío se encontraban por debajo del 5% del volumen poroso como lo muestra el anexo A.

**3.3.2 Pruebas de desplazamiento.** Las cinco pruebas de desplazamiento que se han fijado en diseño experimental tres pruebas se han desarrollado en el Parque Tecnológico de Guatiguará (PTG) y dos en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). A continuación se discuten los resultados obtenidos en una de las pruebas, las demás se pueden encontrar en el anexo B.

En el experimento número cuatro, se realizaron los ciclos de estabilización a un caudal de 2 cc/min y se determina que la permeabilidad absoluta al agua es de 31.1 mD. La Figura 13 y la Tabla 10 muestran el resumen de las permeabilidades efectivas de este experimento, el cual presentaba las condiciones más críticas del diseño experimental el cual contenía 650 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$  y un caudal de inyección de 3 cc/min. Así mismo se observa que la reducción de permeabilidad generada por la salmuera de alta tendencia incrustante a alto caudal ha generado cambios importantes en la permeabilidad efectiva de los fluidos; para la permeabilidad efectiva del agua ha generado una reducción del 20 % y para la permeabilidad efectiva del aceite un 92% de reducción.

**Figura 13.** Permeabilidades efectivas antes y después del experimento 4



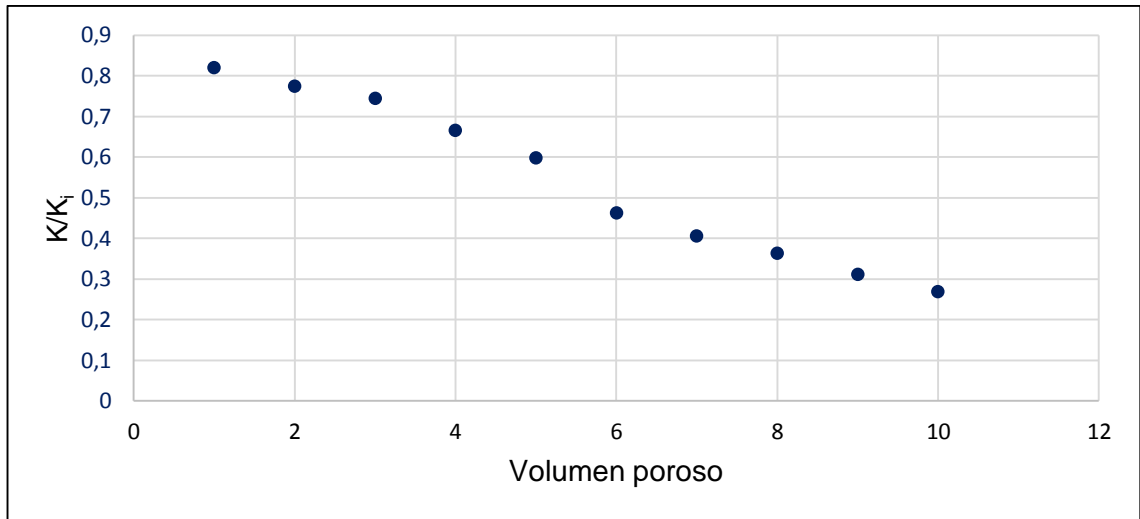
**Tabla 10.** Resumen de permeabilidades efectivas del experimento 4

# Exp.	$K_{abs}$ (mD)	Pre dañado		Post dañado	
		$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)	$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)
4	67.52	73.14	2.5	2.51	1.98

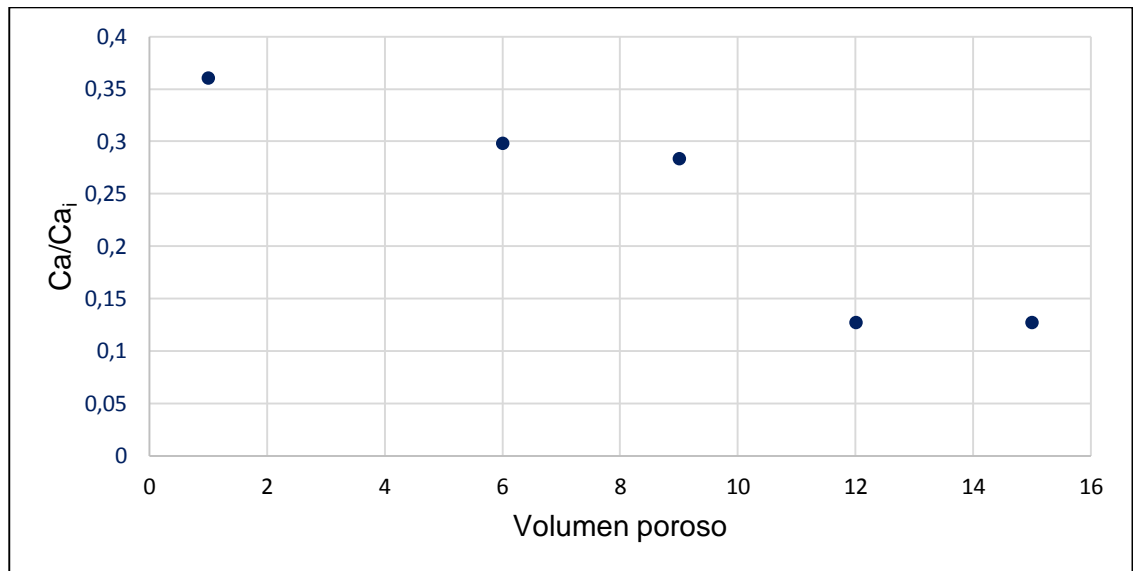
En términos generales la reducción de permeabilidad en el *plug* fue de alrededor de 75% como lo muestra la Figura 14 durante la inyección de 10 volúmenes porosos, desde el volumen poroso 1 hasta el volumen poroso 10 se observa que hay una acumulación de  $\text{CaCO}_3$  en la matriz de forma constante y después la Figura 15 muestra la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  que se hay presentes en los 10 volúmenes porosos desplazados donde al alrededor del 85% del calcio reacciona y se depositó en el *plug* hasta el volumen poroso 40.

La cantidad de  $\text{CaCO}_3$  que se depositó en el *plug* fue alrededor de 833 ppm de  $\text{CaCO}_3$  en el núcleo, además el taponamiento del *plug* se llevó a cabo rápidamente de modo que fue poco apreciable en los efluentes de esta prueba.

**Figura 14.** Reducción de permeabilidad experimento 4



**Figura 15.** Variación de la concentración de Ca<sup>2+</sup> en el experimento 4



Se realizó el mismo procedimiento para todos los experimentos planteados en la matriz experimental de los cuales se resumen los resultados en el anexo B.

## 4. CORRELACIÓN EXPERIMENTAL

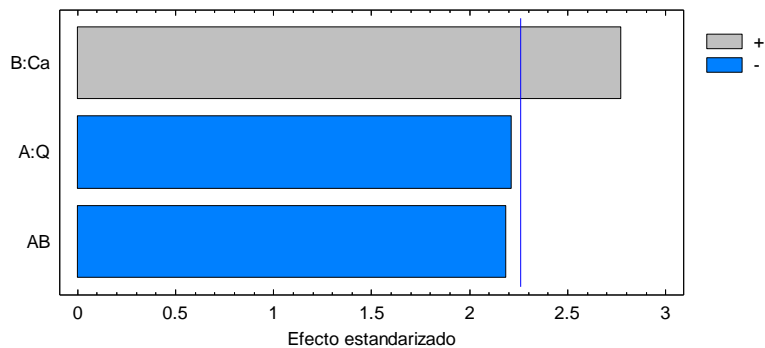
La experimentación llevada a cabo determino la reducción de permeabilidad en cada uno de los *plugs* y con la ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI* se construyó una correlación que permite determinar el porcentaje de daño de formación a partir de la reducción de permeabilidad del medio poroso a medida que salmueras de tendencia incrustante atraviesan el *plug*.

### 4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

A continuación se describe el análisis estadístico que se ha realizado para determinar la correlación del porcentaje de daño para el agua la cual será denotada como  $\%D_w$  y la correlación del porcentaje de daño para el aceite la cual será denotada como  $\%D_o$ .

**4.1.1 Análisis estadístico para el porcentaje de daño para el agua ( $\%S_w$ ).** El análisis estadístico se realizó a través de un ANOVA la cual describe que la variable que más afecta el porcentaje de daño son las altas concentraciones de calcio, y caudales pequeños como lo describe la Figura 16 la cual es un diagrama de Pareto que resume las variables estudiadas y sus efectos principales.

**Figura 16.** Diagrama de Pareto para el porcentaje de reducción del agua ( $\%D_w$ )



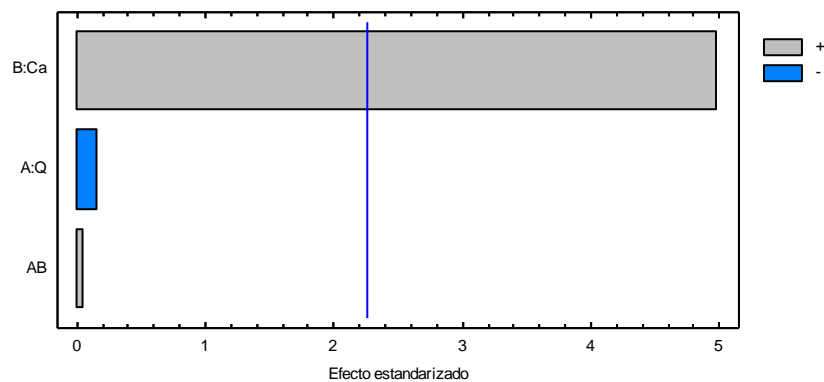
La Tabla 11 muestra la significancia estadística de cada efecto, en este caso solo B: Ca tiene un valor-P menor que 0.05 indicando que son influyentes en la reducción de permeabilidad por acumulación de  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso.

**Tabla 11.** ANOVA para  $\%D_w$

Análisis de Varianza para $\%D_w$					
Fuente	Suma de cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:Q	1987.97	1	1987.97	4.9	0.0542
B:Ca	3116.95	1	3116.95	7.68	0.0217
AB	1936.6	1	1936.6	4.77	0.0568
bloques	0.192114	1	0.192114	0	0.9831
Error total	3655.03	9	406.114		
Total (corr.)	10696.7	13			

**4.1.2 Análisis estadístico para el porcentaje de daño para el aceite ( $\%D_o$ ).** El diagrama de Pareto que muestra la Figura 17, muestra los efectos estimados de las variables y la interacción en orden y magnitud decreciente sobre el porcentaje de reducción de permeabilidad. La longitud de las barras es proporcional al efecto predominante de cada factor sobre la variable de respuesta.

**Figura 17.** Diagrama de Pareto para el porcentaje de reducción del aceite ( $\%D_o$ )



A partir de la Tabla 12 se prueba que el factor con mayor significancia es B: Ca, el cual es el único que afecta la variable respuesta con un valor-P inferior a 0.05.

**Tabla 12.** ANOVA para %D<sub>o</sub>

Análisis de Varianza para %D <sub>o</sub>					
Fuente	Suma de cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:Q	18.8805	1	18.8805	0.03	0.8722
B:Ca	17058	1	17058	24.75	0.0008
AB	1.45351	1	1.45351	0	0.9644
bloques	0.0480286	1	0.0480286	0	0.9935
Error total	6203	9	689.223		
Total (corr.)	23281.4	13			

#### 4.2 DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN

Finalmente se construyeron las correlaciones que mejor se han ajustado a los datos partiendo del diseño experimental, las cuales se muestran a continuación.

$$\%D_w = (19.2434 * Q) + (0.254281 * Ca^{2+}) - (0.0777937 * Q * Ca^{2+}) - 36.5491$$

$$\%D_o = (2.49531 * Q) + (0.226619 * Ca^{2+}) - (0.00213125 * Q * Ca^{2+}) - 29.2131$$

En donde:

%D<sub>w</sub>= Porcentaje de daño para el agua

%D<sub>o</sub>= Porcentaje de daño para el aceite

Q= Caudal (cc/min)

Ca<sup>2+</sup>= Concentración de calcio (ppm)

### 4.3 VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Para la validación de las correlaciones obtenidas se toma el punto central que se ha contemplado en el diseño experimental el cual se ha descrito en el Capítulo 3. Las Tablas 13 y 14 resumen los valores obtenidos después que se han introducido las variables en las correlaciones y el error relativo que representa cada una de ellas.

**Tabla 13.** Resumen de los valores de la correlación de %D<sub>w</sub>

K <sub>w</sub> (mD) pre daño	K <sub>w</sub> (mD) post daño	Red. K (%)	% D <sub>w</sub>	Error (%)
1.99	0.69	65.14	46.3	28.8

**Tabla 14.** Resumen de los valores para la correlación de %D<sub>o</sub>.

K <sub>o</sub> (mD) pre daño	K <sub>o</sub> (mD) post daño	Red. K (%)	% D <sub>o</sub>	Error (%)
40.19	2.40	94.02	75.84	19.34

Lo que finalmente determina que las correlaciones presentadas presentan una desviación del 71.2% para %D<sub>w</sub> y 80.66% para %D<sub>o</sub> respectivamente.

## 5. CONCLUSIONES

- Se realizó y ejecutó un diseño experimental para evaluar el efecto que tenía la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  y la velocidad de flujo sobre el diferencial de presión que se ha traducido en porcentaje de daño la cual ha proporcionado una correlación para el aceite con un  $R^2$  de 0.806 y para el agua con un  $R^2$  de 0.712.
- Las correlaciones  $\%D_o$  y  $\%D_w$  son validas para velocidades desde  $1\text{cm}^3/\text{min}$  hasta  $3\text{cm}^3/\text{min}$  y concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  desde 250 ppm hasta 650 ppm.
- A concentraciones de 650 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$  y velocidades de  $1\text{cm}^3/\text{min}$  la cantidad de  $\text{Ca}^{2+}$  depositada en el medio poroso es alrededor del 70% lo cual hace que el porcentaje de daño sea alrededor del 90% de la permeabilidad de referencia para el agua y para el aceite. Por otra parte para la misma concentración pero a una velocidad de  $3\text{cm}^3/\text{min}$  la depositación se presenta en el volumen poroso 16.
- A concentraciones de 250 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$  y velocidades de  $1\text{cm}^3/\text{min}$  la cantidad de  $\text{Ca}^{2+}$  depositada en el medio poroso es alrededor del 60% lo cual hace que el porcentaje de daño sea alrededor de 10% de la permeabilidad de referencia para el agua y el aceite. Por otra parte para la misma concentración pero a una velocidad de  $3\text{cm}^3/\text{min}$  la velocidad de depositación aumenta y se produce taponamiento en el volumen poroso 35.
- Se evidencio que el aceite es la fase que mas se ve afectada por la depositación de  $\text{CaCO}_3$  con la reducción del 90% de la permeabilidad de referencia cuando la cantidad de  $\text{Ca}^{2+}$  es de 650 ppm, así mismo solo se alcanza una reducción del 12% de la permeabilidad de referencia cuando hay 250 ppm de  $\text{Ca}^{2+}$ .

- En el experimento 3, el efecto de un alto caudal pudo haber generado estimulación a partir del 10 volumen poroso ya que después de este se reflejan unas fluctuaciones de % de permeabilidad y la concentración de calcio se mantiene similar durante 25 volúmenes porosos.
- La reducción de permeabilidad absoluta que se presenta cuando se pasa un fluido a través de los *plugs* es de alrededor del 80% con respecto a la permeabilidad absoluta del aire.

## 6. RECOMENDACIONES

Los autores de esta investigación recomiendan:

- Ampliar la precisión de la correlación realizando experimentos con diferentes valores de permeabilidad, concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  y velocidad de flujo.
- Determinar la composición mineralógica de los plugs para evaluar el daño de formación por acumulación del  $\text{CaCO}_3$  en el medio poroso para asegurar la no existencia de minerales que puedan aportar material a la reacción y se altere el fenómeno de depositación.
- Realizar estudios teniendo en cuenta puntos axiales en el diseño experimental de la investigación para hacer mas robusta la correlación planteada.
- Ampliar las variables de entrada del diseño experimental evaluando el pH y temperatura.
- Realizar pruebas de difracción de rayos x para determinar el perfil del material depositado a lo largo de cada uno de los plugs y así realizar estudios que permitan predecir el radio de daño.
- Realizar una metodología para determinar el umbral de depositación de Carbonato de Calcio en el medio poroso a condiciones dinámicas.
- Escalar de un modelo lineal presentado en este trabajo a un modelo radial

## BIBLIOGRAFIA

ABU-KHAMSIN, S. y AHMAD, S. Laboratory Study on Precipitation of Calcium Sulphate in Berea Sandstone Cores. SPE paper No. 106336. SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section. 14-16 May. Dhahran, Saudi Arabia. 2005.

ACHURRY, D. y MARTINEZ, R. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013. 150 p.

CABALLERO, F. y RODRIGUEZ, J. Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por aguas de producción en los campos de EQUION y HOCOL. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 120p.

CIVAN, F. A Multi-Purpose Formation Damage Model. SPE paper No. 31101. SPE Formation Damage Control Symposium, 14-15 February, Lafayette, Louisiana. 1996.

CRABTREE, Mike. Et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. Oilfield Review, Slumberger. Otoño de 1999, p. 30 – 49.

FRANK, F. *et al.* Modelling of Formation Damage Due to Physical and Chemical Interactions Between Fluids and Reservoir Rocks. SPE paper No. 22856. SPE 66<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition. 6-9 October. Dallas, Texas. 1991.

GLOEDE, M. y MELIN, T. A new theoretical approach to the calcium carbonate crystallisation process out of aquatic solution and the effect of impurities on it. NACE paper No. 07054. NACE Corrosion Conference & Expo. Houston, Texas. 2007.

GUTIERREZ, H. y VARA, R. Análisis y diseño de experimentos. 2 ed. Guanajuato: McGraw-Hill, 2008. 558 p. ISBN 970-10-6526-6.

MACKAY, E. Modelling In-Situ Scale Deposition: The Impact of Reservoir and Well Geometries and Kinetic Reaction Rates. SPE paper No. 81830. SPE Oilfield Scale Symposium. 30-31 January. 2003.

MARIN QUITIAN, Jhonatan F. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 108 p.

MATEUS, N. y PACHECO, J. Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo Colombiano. Tesis de grado. Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 71 p.

MOGHADASI, J. *et al.* Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection. SPE paper No. 80406. SPE 5<sup>th</sup> International Oilfield Scale Symposium and Exhibition, 29-30 January. Aberdeen, UK. 2003.

MOHAMMED, Amer. The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high-Barium and high-salinity formation water. Thesis Master of

Petroleum Engineering. Malaysia: Universiti Teknologi Malaysia. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering. 2007. 189 p.

MUÑOZ, F. y SANDOVAL Y. Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. *Revista Fuentes*. Enero-Junio, 2008, vol. 6, No. 1, p, 37-46.

OSTROFF, Anton Gene. Introduction to oilfield water technology. En: *Introduction to Oilfield Water Technology*. Prentice-Hall, Inc., 1985.

PADRON, R. y LIZCANO J. Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo Colombiano. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. 2013. 173 p.

PATTON, Charles C., et al. Water quality control and its importance in waterflooding operations. *Journal of Petroleum Technology*, 1988, vol. 40, no 09, p. 1123-1126.

PRISYAZHNIUK, V. Prognosticating scale-forming properties of water. *Applied Thermal Engineering*. Vol 27, 2007. 1673-1641 p.

RESTREPO, A. *et al.* A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory. SPE paper No. 107674. ESP European Formation Damage Conference. 30 May-1June. Scheveningen, Netherlands. 2007.

ROJAS MIRANDA, Zulima J. Uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de aguas de formación. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos.

Matirín, VE: Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2013. 79 p.

SEAGRAVES, S. *et al.*. Comparison of scale index calculations and two predictive models. NACE paper No. 186. CORROSION 96. Houston, Texas. 1996.

SHULER, P. *et al.* Modelling of scale deposition in gas wells with very saline produced water. NACE paper No. 00118. CORROSION 2000. Houston, Texas. 2000.

STAMATAKIS, E. *et al.* Scale prediction in liquid flow through porous media: A geochemical model for the simulation of CaCO<sub>3</sub> deposition at the near-well region. Journal of Geochemical Exploration. JGE paper No. 108. 2011. 115-125 p.

TAHMASEBI, H. *et al.* Prediction of Permeability Reduction Rate Due to Calcium Sulfate Scale Formation in Porous Media. SPE paper No. 105105. SPE 15th Middle East Oil & Gas Show and Conference. 11-14 March. Bahrain, Kingdom Bahrain. 2007.

YOUAN, M. y TODD, A. Prediction of Sulphate Scaling Tendency in Oilfield Operations. SPE paper No. 18484. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. 8-10 February. Houston, Texas. 1989.

ZHANG, Y. y FARQUHAR, R. Laboratory Determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments. SPE paper No. 68329. SPE International Symposium on Oilfield Scale, 30-31 January. Aberdeen, UK. 2001.

## ANEXOS

### ANEXO A. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y PRUEBAS DE SATURACIÓN

#### Anexo 1. Caracterización petrofísica medida por el equipo Keyphi

# Exp.	Tara	Formación	Long. [cm]	Diam. [cm]	Peso [g]	$\phi$ [%]	K Aire [mD]	K Klink. [mD]	Vol. por. [cc]	$\rho$ grano [g/cc]	Vol. grano [cc]	P. Conf. [psi]	Gas
1	B-S-08	Gray Berea PD	7.217	3.767	170.175	19.723	115.968	108.123	15.823	2.651	64.400	800	N <sub>2</sub>
2	B-S-11	Gray Berea PL	7.232	3.782	169.633	19.642	193.171	180.523	15.906	2.607	65.071	800	N <sub>2</sub>
3	B-S-15	Upper Berea Gray	7.311	3.769	174.644	18.607	154.082	144.213	15.136	2.638	66.209	800	N <sub>2</sub>
4	B-S-18	Buff Berea	6.950	3.782	163.235	19.444	122.510	114.790	15.141	2.602	62.728	800	N <sub>2</sub>
13	B-S-17	Buff Berea	7.361	3.775	173.686	19.340	114.270	104.829	15.883	2.622	66.242	800	N <sub>2</sub>

#### Anexo 2. Resultados de la prueba de saturación al vacío.

Muestra	Peso seca (g)	Peso mojada (g)	Cantidad agua (cc)	Vol. Por (cc)	Error (%)
B-S-08	170.18	185.39	15.08	15.82	4.70
B-S-11	169.63	185.21	15.44	15.91	2.94
B-S-15	174.64	190.02	15.24	15.14	0.68
B-S-17	173.69	189.20	15.38	15.88	3.19
B-S-18	163.24	178.67	15.30	15.14	1.03

## ANEXO B. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

### Anexo 3. Resultados del experimento 1

Permeabilidad de referencia experimento 1																												
Absoluta	Ciclo 1 (aceite)				Ciclo 1 (Salmuera)				Ciclo 2 (Aceite)				Ciclo 2 (Salmuera)				Ciclo 3 (aceite)				Post daño (Aceite)				Post daño (Salmuera)			
	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K
1	2.39	31.2	11	20.23	43.9	21	67.09	1.11	31	21.118	42.1	41	70.776	1.1	51	20.291	43.8	61	21.711	40.92	71	78.642	0.95					
2	2.38	31.3	12	20.678	43.0	22	67.00	1.11	32	20.905	42.5	42	70.758	1.1	52	20.453	43.4	62	21.496	41.33	72	77.904	0.96					
3	2.38	31.3	13	20.007	44.4	23	67.27	1.11	33	20.43	43.5	43	70.794	1.1	53	20.466	43.4	63	22.04	40.31	73	77.598	0.96					
4	2.41	31.0	14	20.997	42.3	24	67.19	1.11	34	20.745	42.8	44	70.668	1.1	54	20.477	43.4	64	22.71	39.12	74	77.472	0.96					
5	2.40	31.0	15	20.59	43.1	25	67.21	1.11	35	20.459	43.4	45	70.776	1.1	55	20.977	42.3	65	22.921	38.76	75	77.418	0.96					
6	2.42	30.8	16	20.266	43.8	26	67.59	1.10	36	20.119	44.1	46	70.866	1.1	56	20.25	43.9	66	22.029	40.33	76	77.436	0.96					
7	2.41	31.0	17	19.832	44.8	27	67.36	1.11	37	19.775	44.9	47	70.758	1.1	57	21.056	42.2	67	22.24	39.94	77	77.436	0.96					
8	2.39	31.2	18	20.947	42.4	28	67.284	1.11	38	20.754	42.8	48	70.704	1.1	58	19.633	45.2	68	22.051	40.29	78	77.418	0.96					
9	2.38	31.3	19	20.729	42.9	29	67.374	1.11	39	20.758	42.8	49	70.722	1.1	59	21.056	42.2	69	22.56	39.38	79	77.436	0.96					
10	2.39	31.2	20	20.054	44.3	30	67.482	1.10	40	20.776	42.8	50	70.848	1.1	60	21.398	41.5	70	22.46	39.56	80	77.436	0.96					

### Anexo 4. Resultados del experimento 2

Permeabilidad de referencia experimento 2																												
Absoluta	Ciclo 1 (aceite)				Ciclo 1 (Salmuera)				Ciclo 2 (Aceite)				Ciclo 2 (Salmuera)				Ciclo 3 (aceite)				Post daño (Aceite)				Post daño (Salmuera)			
	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K
1	5.92	36.3	11	74.2	56.0	21	99.84	2.15	31	58.07	71.6	41	97	2.2	51	60.38	68.9	61	804.88	0.86	71	96.49	0.37					
2	5.46	39.3	12	71.93	57.8	22	98.80	2.17	32	58.82	70.7	42	99.18	2.2	52	61	68.2	62	781.07	0.89	72	97.44	0.37					
3	5.48	39.2	13	72.18	57.6	23	98.22	2.19	33	58	71.7	43	99.13	2.2	53	61.24	67.9	63	793.88	0.87	73	93.95	0.38					
4	5.57	38.5	14	71.95	57.8	24	100.51	2.14	34	58.09	71.6	44	100.94	2.1	54	57.89	71.8	64	807.31	0.86	74	93.15	0.38					
5	5.47	39.2	15	73.11	56.9	25	113.00	1.90	35	58.71	70.8	45	98.02	2.2	55	57.18	72.7	65	803.06	0.86	75	101.81	0.35					
6	5.89	36.4	16	73.62	56.5	26	103.07	2.08	36	58.09	71.6	46	97.33	2.2	56	57.44	72.4	66	784.72	0.88	76	101.91	0.35					
7	5.44	39.5	17	74.31	55.9	27	106.15	2.02	37	58.89	70.6	47	99.51	2.2	57	57.93	71.8	67	852.00	0.81	77	96.37	0.37					
8	5.52	38.9	18	74.78	55.6	28	103.15	2.08	38	58.09	71.6	48	100.31	2.1	58	57.09	72.8	68	845.32	0.82	78	100.87	0.35					
9	5.73	37.5	19	74.16	56.1	29	104.09	2.06	39	58.33	71.3	49	98.55	2.2	59	56.84	73.1	69	834.23	0.83	79	100.89	0.35					
10	5.87	36.6	20	73.95	56.2	30	104.64	2.05	40	58.4	71.2	50	98.69	2.2	60	56.75	73.3	70	851.30	0.81	80	99.13	0.36					

### Anexo 5. Resultados del experimento 3

Permeabilidad de referencia experimento 3																												
Absoluta	Ciclo 1 (aceite)				Ciclo 1 (Salmuera)				Ciclo 2 (Aceite)				Ciclo 2 (Salmuera)				Ciclo 3 (aceite)				Post daño (Aceite)				Post daño (Salmuera)			
	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K	ΔP	K
1	0.94	80.2	11	10.008	89.8	21	27.89	2.63	31	10.006	89.8	41	26.76	2.74	51	10.321	87.10	61	10.791	83.31	71	30.3	2.42					
2	0.94	80.4	12	10.294	87.3	22	27.89	2.63	32	9.38	95.8	42	26.67	2.75	52	10.046	89.49	62	10.323	87.09	72	30.3	2.42					
3	0.93	80.8	13	10.055	89.4	23	27.89	2.63	33	9.389	95.8	43	26.28	2.79	53	10.147	88.60	63	10.001	89.89	73	30.3	2.42					
4	0.94	80.4	14	10.039	89.6	24	27.89	2.63	34	9.369	96.0	44	26.28	2.79	54	10.004	89.86	64	10.01	89.81	74	30.3	2.42					
5	0.94	80.4	15	10.004	89.9	25	27.89	2.63	35	9.306	96.6	45	26.67	2.75	55	9.806	91.68	65	10.035	89.59	75	30.18	2.43					
6	0.94	80.2	16	9.909	90.7	26	27.89	2.63	36	9.376	95.9	46	26.76	2.74	56	9.644	93.22	66	10.062	89.35	76	30.18	2.43					
7	0.93	80.9	17	9.799	91.7	27	27.89	2.63	37	9.387	95.8	47	26.76	2.74	57	9.454	95.09	67	10.23	87.90	77	30.18	2.43					
8	0.94	80.4	18	9.718	92.5	28	27.89	2.63	38	9.373	95.9	48	26.67	2.75	58	9.398	95.66	68	9.976	90.12	78	30.18	2.43					
9	0.94	80.6	19	9.603	93.6	29	27.89	2.63	39	9.194	97.8	49	26.67	2.75	59	9.326	96.40	69	9.733	92.37	79	30.3	2.42					
10	0.95	79.5	20	9.554	94.1	30	27.89	2.63	40	9.342	96.2	50	26.67	2.75	60	9.266	97.02	70	9.59	93.75	80	30.3	2.42					

## Anexo 6. Resultados del experimento 4

Permeabilidad de referencia experimento 4																																
Absoluta		Ciclo 1 (aceite)				Ciclo 1 (Salmuera)				Ciclo 2 (Aceite)				Ciclo 2 (Salmuera)				Ciclo 3 (aceite)				Post daño (Aceite)				Post daño (Salmuera)						
	$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K
1	3.03	66.6	11	69.13	56.6	21	75.78	2.66	31	57.87	67.6	41	80.9	2.5	51	55.84	70.0	61	239.62	2.72	71	17.32	1.94									
2	2.98	67.7	12	67.53	57.9	22	77.44	2.61	32	56.56	69.1	42	80.2	2.5	52	56.16	69.6	62	248.98	2.62	72	16.865	2.00									
3	3.03	66.6	13	64.35	60.8	23	77.55	2.60	33	58.18	67.2	43	81.6	2.5	53	54.6	71.6	63	256.46	2.54	73	16.905	1.99									
4	2.82	71.6	14	68.09	57.4	24	78.89	2.56	34	55.11	71.0	44	80.02	2.5	54	52.98	73.8	64	262.8	2.48	74	17.27	1.95									
5	3.00	67.3	15	66.49	58.8	25	78.18	2.58	35	54.44	71.8	45	80.82	2.5	55	52.91	73.9	65	267.2	2.44	75	17.165	1.96									
6	2.99	67.5	16	64.01	61.1	26	78.98	2.56	36	55.44	70.5	46	79.13	2.6	56	52.56	74.4	66	267.89	2.43	76	17.075	1.97									
7	2.99	67.5	17	65.15	60.0	27	76.42	2.64	37	56.35	69.4	47	79.4	2.5	57	52.36	74.7	67	266.46	2.45	77	17.13	1.96									
8	3.00	67.3	18	64.17	60.9	28	77.22	2.61	38	55.24	70.8	48	80.38	2.5	58	52.18	74.9	68	265.09	2.46	78	16.85	2.00									
9	3.03	66.6	19	64.73	60.4	29	77.22	2.61	39	55.04	71.0	49	81	2.5	59	52.27	74.8	69	263.15	2.48	79	16.71	2.01									
10	3.04	66.4	20	64.93	60.2	30	78.4	2.58	40	54.4	71.9	50	81.24	2.5	60	53.14	73.6	70	260.84	2.50	80	16.475	2.04									

## Anexo 7. Resultados del experimento 5

Permeabilidad de referencia experimento 5																																
Absoluta		Ciclo 1 (aceite)				Ciclo 1 (Salmuera)				Ciclo 2 (Aceite)				Ciclo 2 (Salmuera)				Ciclo 3 (aceite)				Post daño (Aceite)				Post daño (Salmuera)						
	$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K		$\Delta P$	K
1	3,116.95	35.3	11	83.11	26.2	21	83.44	1.81	31	65.78	33.1	41	77.95	1.9	51	52.11	41.7	61	282.62	2.57	71	72.69	0.69									
2	4.16	36.4	12	84.05	25.9	22	81.69	1.85	32	62.73	34.7	42	77.8	1.9	52	53.11	41.0	62	282.89	2.56	72	71.42	0.71									
3	4.08	37.1	13	82.06	26.5	23	77.69	1.95	33	62.33	34.9	43	78.87	1.9	53	51.47	42.3	63	308.24	2.35	73	69.13	0.73									
4	4.13	36.6	14	81.49	26.7	24	79.77	1.90	34	62.63	34.7	44	78.4	1.9	54	53.98	40.3	64	324	2.24	74	70.11	0.72									
5	4.03	37.5	15	79.24	27.5	25	78.15	1.94	35	62.82	34.6	45	76.98	2.0	55	54.87	39.6	65	323.53	2.24	75	69.89	0.72									
6	4.03	37.5	16	76.8	28.3	26	76.58	1.98	36	62.43	34.8	46	74.96	2.0	56	55.22	39.4	66	298.34	2.43	76	72.78	0.69									
7	4.11	36.8	17	74.22	29.3	27	78.11	1.94	37	62.86	34.6	47	74.4	2.0	57	55.38	39.3	67	302.32	2.40	77	73.71	0.68									
8	4.10	36.9	18	71.71	30.3	28	79.45	1.90	38	62.85	34.6	48	73.95	2.0	58	56.02	38.8	68	305.32	2.37	78	75.52	0.67									
9	4.08	37.1	19	72.11	30.2	29	80.91	1.87	39	62.78	34.6	49	75.73	2.0	59	56.04	38.8	69	299.51	2.42	79	76.64	0.66									
10	4.06	37.3	20	73.31	29.7	30	80.9	1.87	40	60.01	36.2	50	71.98	2.1	60	53.42	40.7	70	295.23	2.46	80	76.05	0.66									

## Anexo 8. Resumen de los resultados de permeabilidad en cada una de los experimentos

# Exp.	$K_{abs}$ (mD)	Pre daño			Post daño	
		$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)	$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)	
1	31.13	43.13	1.1	39.99	0.959	
2	38.12	71.27	2.17	0.85	0.36	
3	80.38	92.41	2.75	89.31	2.42	
4	67.52	73.14	2.5	2.51	1.98	
5	36.85	40.19	1.98	2.4	0.69	