

**EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EL DEPÓSITO  
DE ESCAMAS DE SULFATO DE BARIO EN MEDIOS POROSOS DE  
PERMEABILIDAD MEDIA**

**ABDEL ZAMIR CASALLAS ROZO  
MIGUEL ANDRES PARADA SEPULVEDA**

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

**2017**

**EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EL DEPÓSITO  
DE ESCAMAS DE SULFATO DE BARIO EN MEDIOS POROSOS DE  
PERMEABILIDAD MEDIA**

**ABDEL ZAMIR CASALLAS ROZO  
MIGUEL ANDRES PARADA SEPULVEDA**

**Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
LUIS FELIPE CARRILLO MORENO  
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

Quiero agradecer a Dios por la sabiduría brindada en cada uno de esos momentos que parecían difíciles de superar, por guiar mi camino y ayudarme a tomar las mejores decisiones en mi vida.

A mis padres Rosa Elvira Rozo y Jose Ignacio Casallas por el apoyo brindado en cada momento, por nunca desfallecer en la lucha para sacarme adelante, por confiar en mí y en mis capacidades y por estar siempre a mi lado cuando más los necesite.

A mis hermanos Leydi, Eduar y Nineyi por los consejos y el apoyo, por su amor incondicional, por las peleas que como todos los hermanos tenemos, pero de las cuales siempre me quedaron muchas lecciones aprendidas y por ayudarme a salir adelante y convertirme en la persona que soy hoy en día.

A mis sobrinos Nidkolay, Johannes y Sahilly por su amor y su comprensión, por formar parte de mi vida y convertirse en unos hijos para mí, por siempre recibirme con un beso y un abrazo y alegrar mi vida desde el momento de su llegada.

A mis amigos, por esos momentos compartidos a lo largo de esta vida de estudiante, por las risas, las peleas, los juegos, las noches de estudios y todos esos momentos en los que estuvieron a mi lado cuando mi familia no pudo estar, en especial a Katherine por ser una voz de aliento y nunca dejarme desfallecer.

Finalmente agradecer a todas aquellas personas que de una u otra manera estuvieron presentes a lo largo de esta etapa que hoy culmina. Solo me queda decirles gracias a todos por hacer que este sueño fuera posible.

***Abdel Zamir Casallas Rozo***

## **DEDICATORIA**

A Dios por ser la base más importante de mi vida, por iluminar cada paso que doy y ser el polo a tierra indispensable para la toma de las mejores decisiones.

A mis padres Ana Sepúlveda y Miguel Parada, por ser la mayor muestra de amor, comprensión, apoyo y constancia. Por inculcar con el ejemplo los valores más preciados que hoy hacen de mí la persona que soy.

A mi hermana Marcela Parada, por ser mi confidente, mi amiga incondicional y el soporte necesario para afrontar de la mejor manera los momentos más difíciles en esta etapa de mi vida.

A Zamir Casallas, compañero de tesis y amigo con el que fue posible lograr esta meta.

A mis compañeros y amigos por hacer de la universidad un espacio más llevadero y un continuo aprendizaje. Por el tiempo de esparcimiento, planes, salidas y permitirme descubrir nuevas culturas.

**Miguel Andrés Parada Sepúlveda**

## **AGRADECIMIENTOS**

Manifestamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

- Universidad Industrial de Santander por brindarnos el espacio para una permanente formación académico y personal.
- M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, director del proyecto por su apoyo, sugerencias, compromiso y comprensión a lo largo del proyecto.
- M.Sc. Hernando Buendía Lombana, por la exigencia y orientación brindada.
- Ing. Raúl Andrés Martínez López, co-director del proyecto por su constante acompañamiento, orientación, colaboración, enseñanzas, apoyo, aportes y tiempo dedicado en cada una de las etapas de la investigación.
- El personal de la sede Guatiguará, en especial al grupo de trabajo del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación por su colaboración.
- Al grupo de investigación de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos por las sugerencias dadas durante el desarrollo de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
1. DAÑO A LA FORMACIÓN	20
1.1. ESCAMAS	22
1.1.1. Formación de escamas inorgánicas	25
1.1.2. Mecanismos de depositación de escamas	26
1.1.2.1. Supersaturación	26
1.1.2.2. Nucleación	27
1.1.2.3. Crecimiento del cristal	27
1.1.2.4. Aglomeración	27
1.2. SULFATO DE BARIO	27
1.2.1. Formación de escamas de sulfato de bario	29
1.2.1.1. Incompatibilidad de las aguas	30
1.2.2. Factores que afectan la precipitación de sulfato de bario	34
1.2.2.1. Efecto de la temperatura	34
1.2.2.2. Efecto de la presión	35
1.2.2.3. Efecto de las sales disueltas	35
1.3. METODO DE PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE ESCAMAS DE BaSO <sub>4</sub>	35
1.3.1. OLI ScaleChem	36

2. DISEÑO EXPERIMENTAL	37
2.1. DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL	37
2.2. DETERMINACIÓN DE VARIABLES	39
2.2.1. Permeabilidad media	39
2.2.2. Concentración de Ba <sup>+2</sup>	41
2.2.3. Caudal	43
2.2.4. Temperatura	44
2.3. PRUEBAS PRELIMINARES	44
2.3.1. Selección y corte de muestras	44
2.3.2. Peso de las muestras	45
2.3.3. Aplicación de ácido	45
2.3.4. Secado de muestras	45
2.3.5. Medición de las muestras	45
2.3.6. Propiedades petrofísicas	46
2.3.7. Caracterización de los fluidos	46
2.3.8. Saturación de las muestras	46
2.3.9. Prueba de tasa crítica	46
2.4. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	49
2.4.1. Montaje de núcleo	49
2.4.2. Interacción roca-fluido.	49
2.5. MATRIZ EXPERIMENTAL	52
3. RESULTADOS EXPERIMENTALES	53
3.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS	53

3.2. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	54
3.2.1. Salmuera de trabajo	54
3.2.2. Aceite mineral	55
3.2.3 Salmueras con tendencia incrustante	56
3.3. SATURACIÓN DE LAS MUESTRAS	59
3.4. PRUEBA DE TASA CRÍTICA	59
3.5. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	60
4. CORRELACIÓN EXPERIMENTAL	64
4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO	64
4.1.1 Porcentaje de disminución de la permeabilidad al agua.	64
4.1.2 Porcentaje de disminución de la permeabilidad al aceite	66
4.2 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES	67
5. CONCLUSIONES	68
6. RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFIA	70
ANEXOS	74

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de pozos según el factor skin.....	21
Tabla 2. Principales escamas inorgánicas.....	23
Tabla 3. Escamas más comunes en campos petroleros.....	26
Tabla 4. Solubilidad de las principales incrustaciones en agua pura, a 25°C.....	28
Tabla 5. Rango Permisible de Algunos Parámetros del Agua de Inyección.....	32
Tabla 6: Concentración de sales del agua de formación y algunas otras aguas presentes en la naturaleza.....	33
Tabla 7. Matriz experimental.....	52
Tabla 8. Remoción con ácido clorhídrico.....	53
Tabla 9. Caracterización petrofísica.....	54
Tabla 10. Caracterización de la salmuera de trabajo.....	55
Tabla 11. Caracterización del aceite Klearol.....	55
Tabla 12. Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante.....	56
Tabla 13. Saturación de las muestras.....	59
Tabla 14. Prueba de tasa crítica.....	60
Tabla 15. Reducción de las permeabilidades efectivas del experimento 6.....	61
Tabla 16. ANOVA para %Dw.....	66
Tabla 17. Validación de las correlaciones experimentales.....	67

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Caída de presión ocasionada por el daño a la formación. ....	21
Figura 2. Clasificación de los mecanismos de daño a la formación. ....	24
Figura 3. Tendencia de la solubilidad del BaSO <sub>4</sub> en función de la temperatura. ...	29
Figura 4. Representacion de la matriz experimental. ....	38
Figura 5. Distribución de la frecuencia de permeabilidad. ....	40
Figura 6. Rangos de concentración de Ba <sup>+2</sup> . ....	42
Figura 7. Procedimiento prueba de tasa crítica. ....	47
Figura 8. Procedimiento pruebas de desplazamiento. ....	51
Figura 9. Viscosidad aceite mineral Klearol. ....	55
Figura 10. Tendencia incrustante de la salmuera de baja. ....	57
Figura 11. Tendencia incrustante de la salmuera de media. ....	58
Figura 12. Tendencia incrustante de la salmuera de alta. ....	58
Figura 13. Permeabilidades del experimento 6. ....	61
Figura 14. Comportamiento de la permeabilidad efectiva en la inducción del daño del experimento 6. ....	62
Figura 15. Influencia de las variables en la reducción del %Dw. ....	65

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Caracterización petrofísica medida por el equipo keyphi. ....	74
Anexo B. Prueba de tasa crítica.....	75
Anexo C. Resultados experimentales de las pruebas de desplazamiento.....	79
Anexo D. Análisis de la concentración de los efluentes.....	94

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR EL DEPÓSITO DE ESCAMAS DE SULFATO DE BARIO EN MEDIOS POROSOS DE PERMEABILIDAD MEDIA.\*

**AUTORES:** ABDEL ZAMIR CASALLAS ROZO  
MIGUEL ANDRES PARADA SEPULVEDA.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Daño a la formación, BaSO<sub>4</sub>, depósitos, medio poroso, escamas inorgánicas.

### DESCRIPCIÓN:

El daño a la formación causado por escamas inorgánicas representa un problema de gran importancia en las operaciones de la industria de los hidrocarburos debido a que se ven afectados directamente la productividad e inyectividad de los pozos, producto de la reducción de la permeabilidad causada por la precipitación y posterior formación de depósitos de dichas escamas. Por tal razón es conveniente realizar análisis experimentales que permitan predecir las condiciones a las cuales la tendencia de formación de escamas de determinado mineral aumenta y los factores que intervienen en este proceso.

Con el presente proyecto se busca analizar el comportamiento de formación de escamas de sulfato de bario en el medio poroso, ocasionada por incompatibilidad entre el agua de formación y el agua de inyección, mediante pruebas experimentales en las cuales se varían condiciones como caudal de flujo, concentraciones en las salmueras con tendencia incrustante y temperatura; con el fin de determinar el factor más influyente en el proceso de formación de dicha escama.

Las pruebas se llevaron a cabo en el equipo de desplazamiento *coreflooding* ubicado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico Guatiguará, a partir de un diseño experimental realizado con ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI*.

Finalmente se obtiene una correlación que permite predecir el porcentaje de reducción de la permeabilidad causado por el depósito de escamas de sulfato de bario en el medio poroso, en función del caudal de flujo y la concentración de Bario en el agua. Esta correlación es aplicable en un rango de temperaturas entre 100°F y 200°F.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno. Codirector Ing. Raúl Andrés Martínez.

## ABSTRACT

**TITLE:** FORMATION DAMAGE EVALUATION CAUSED BY BARIUM SULFATE SCALES DEPOSITION IN MEDIUM PERMEABILITY POROUS MEDIA.\*

**AUTHORS:** ABDEL ZAMIR CASALLAS ROZO  
MIGUEL ANDRES PARADA SEPULVEDA.\*\*

**KEYWORDS:** Formation damage, BaSO<sub>4</sub>, deposition, porous media, inorganics scales.

### DESCRIPTION:

Formation damage associated to inorganic scales is a major problem of industrial operations at hydrocarbon due to the productivity and injectivity are affected directly product from reduction of the permeability caused by the precipitation and subsequent formation of deposits of these scales. For that reason, it is appropriate to develop experimental analysis in order to predict the conditions under which the tendency of scales formation in particular mineral rising and the factors that involved this process.

With the present project, it is sought to analyze the behavior of barium sulfate scales in the porous media, caused by incompatibility between the formation water and the injection water, through experimental tests in which conditions such as flow rate, concentrations in high scale tendency brines and temperature are changed, in order to determine the most influential factor in the process of formation of said scale.

The tests were carried out in the equipment of displacement COREFLOODING, located in the laboratory of petrophysical analysis and formation damage at Guatiguará Technological Park, from an experimental design made in Statgraphics Centurion XVI software.

The final result is a correlation that can allow to predict the reduction of permeability percentage caused by the deposition of barium sulfate scales in the porous media, as a function of flow rates and the barium concentration in water. This correlation can be applied in a temperature range from 100 °F to 200 °F.

---

\* Bachelor Thesis Project

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

## INTRODUCCIÓN

El estudio del comportamiento que presentan los fluidos en el yacimiento es una tarea ingenieril compleja debido a la difícil predicción e interpretación de su desplazamiento a través del medio poroso. A partir de pequeñas variaciones en las condiciones del medio en el cual se desplazan, los fluidos pueden presentar cambios en sus características, dando lugar a alteraciones fisicoquímicas que pueden desencadenar la precipitación y deposición de minerales presentes en el yacimiento o en los fluidos contenidos o inyectados al sistema.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado natural de cualquier fluido de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. En el medio poroso, dichas incrustaciones se forman luego de la precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien, como resultado de la supersaturación del agua producida por componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se combinan en el fondo del pozo en procesos de inyección de agua.

La inyección de agua es un método muy utilizado en la industria de los hidrocarburos con el objetivo de aumentar el factor de recobro de los campos petroleros. El agua de inyección utilizada para este método debe ser inerte con el agua de formación, de manera que se evite la generación de reacciones químicas al entrar en contacto entre sí, que a su vez puedan ocasionar la precipitación y posterior formación de escamas en el yacimiento.

La formación de escamas de sulfato de bario en el medio poroso es un problema de gran impacto en la industria, ya que la alta estabilidad que presenta esta escama luego de la precipitación hace de su remoción una tarea compleja. Estas

incrustaciones se pueden presentar en las regiones cercanas a la cara de pozo, en los equipos de fondo y en las facilidades de superficie. La formación de dichos depósitos en el medio poroso trae como consecuencia una disminución en la permeabilidad del yacimiento, ocasionando así pérdidas económicas producto de la disminución en la productividad y un incremento en los costos de tratamiento y estimulación para restaurar las condiciones de flujo en el yacimiento.

Muchas investigaciones se han llevado a cabo con el objetivo de determinar los factores más relevantes en la formación de escamas de sulfato de bario en el yacimiento y las condiciones a las cuales se puede presentar. Sin embargo, para los campos colombianos no se encuentra un precedente similar que resalte la preponderancia entre los factores influyentes en la deposición de este tipo de escamas y que brinde un indicio de las condiciones a partir de las cuales se puede iniciar dicha formación. Por tal razón, el presente trabajo se orienta a la evaluación del daño a la formación ocasionado por los depósitos de escamas de sulfato de bario en medios porosos de mediana permeabilidad, a partir del escalamiento de datos de pozos operados por la empresa ECOPETROL.

La realización de pruebas experimentales y posterior descripción matemática del fenómeno permitirá evaluar la variación de la permeabilidad del medio poroso, determinando las variables que más afectan la precipitación del sulfato de bario y previniendo la formación de escamas con el fin de asegurar el flujo de fluidos a través del yacimiento hacia los pozos productores.

En el primer capítulo se presentará las generalidades de daño a la formación y los mecanismos de deposición de escamas inorgánicas, posteriormente se describirá las incrustaciones de sulfato de bario y los factores que afectan la precipitación de estas.

El segundo capítulo tendrá el diseño experimental llevado a cabo para el desarrollo del proyecto, la determinación de las variables que harán parte del diseño y las pruebas preliminares realizadas a cada una de las muestras antes de iniciar el procedimiento experimental.

En el tercer capítulo se presentan e interpretan los resultados experimentales de cada una de las pruebas llevadas a cabo en el equipo de desplazamiento, así como la caracterización de cada uno de los fluidos utilizados para el desarrollo del proyecto (aceite mineral, salmuera de trabajo y salmuera con tendencia incrustante).

Finalmente, el cuarto capítulo mostrara un análisis estadístico realizado con la ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI* para crear una correlación experimental que permita validar los datos obtenidos en cada una de las pruebas realizadas en el laboratorio.

## 1. DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación puede ser definido como cualquier restricción en la productividad o inyectividad de los pozos, provocada por alteraciones químicas y/o físicas tanto en la roca, como en los fluidos que se presentan en ella. Estas alteraciones son provocadas, principalmente, por la introducción de fluidos extraños al reservorio durante procesos de perforación, completamiento, inyección, entre otros.<sup>1</sup>

Adicionalmente, se puede definir daño a la formación, como el conjunto de efectos negativos sobre la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo; que se evidencia en la caída de presión durante la vida productiva del mismo. Esta caída de presión adicional representada en la figura 1, es comúnmente conocida como  $\Delta P_{skin}$  y esta descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable (Ec. 1).

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

Dónde:  $q$  = tasa de producción [STB/d];  $B$  = factor volumétrico de formación [RB/STB];  $\mu$  = viscosidad [cp];  $k$  = permeabilidad [mD];  $h$  = espesor y  $S$  = factor de daño a la formación.

El factor de daño ( $S$ ) es una forma adimensional de la caída de presión resultante del flujo no ideal en o cerca a la cara del pozo, representa qué tan dañada se encuentra la formación. Este puede ser calculado con exactitud a partir de datos de pruebas de pozo confiables; sin embargo, a falta de dichas pruebas este factor

---

<sup>1</sup> DE ALMEIDA, J. "Estudo Da Formação De Depósitos Inorgânicos Em Campos Petrolíferos". Tesis de Maestría. São Cristóvão, 2012

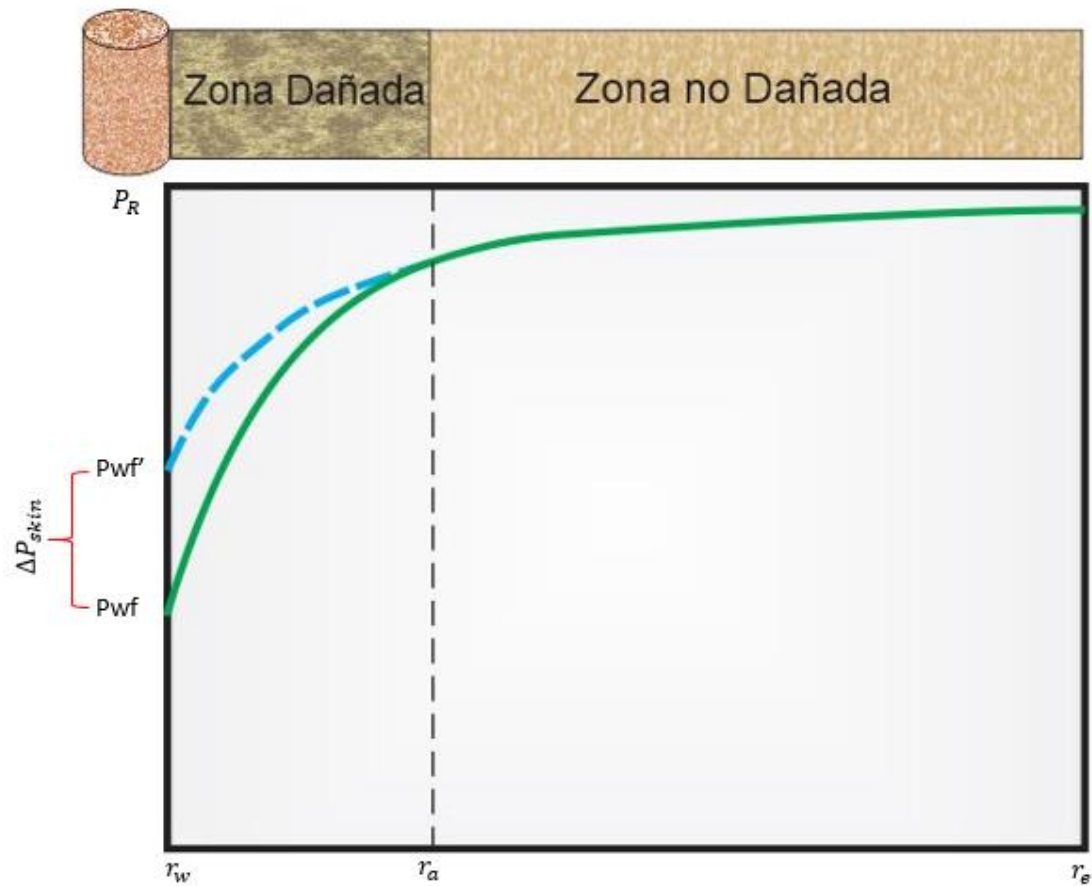
puede ser estimado mediante correlaciones. La tabla 1 muestra el comportamiento de los pozos a partir de la caída de presión y el factor *skin*.

**Tabla 1. Clasificación de pozos según el factor *skin*.**

ESTADO	$\Delta P_s$	S
Dañado	$\Delta P_s > 0$	$S > 0$
Inalterado	$\Delta P_s = 0$	$S = 0$
Estimulado	$\Delta P_s < 0$	$S < 0$

**Fuente:** GOLAN, M and WHITSON, C., "Well Performance", Prentice Hall, Segunda edición. 1991. Pág. 129.

**Figura 1. Caída de presión ocasionada por el daño a la formación.**



**Fuente:** GOLAN, M and WHITSON, C., "Well Performance", Prentice Hall, Segunda edición. 1991. Pág. 127.

Teniendo en cuenta diversos problemas encontrados en campo, que a lo largo de los años interfirieron en la productividad de aceite y gas en yacimientos de petróleo, Amaefule en 1998, hizo una clasificación de las condiciones que afectan el daño a la formación, así:

- Tipo, morfología y localización de los minerales.
- Composición de los fluidos.
- Temperatura del yacimiento, condiciones geomecánicas y propiedades petrofísicas del medio poroso.
- Desarrollo del pozo y operaciones durante la explotación.

Otros autores como Bennion y Thomas (1991 y 1994), y Bishop (1997) estudiaron más a fondo los mecanismos que causan el daño en el medio poroso. Pero fue Bennion, quien, en 1999, basado en sus estudios previos y a partir de una recopilación de información de los autores anteriormente mencionados, estableció una clasificación detallada representada en la figura 2.

La región sombreada en la figura 2, representa el tipo de mecanismo que será estudiado en el presente proyecto.

## **1.1. ESCAMAS**

Las escamas pueden ser definidas como compuestos químicos de naturaleza inorgánica, inicialmente solubles en soluciones salinas, que al precipitarse se puede acumular en la formación, cañoneados, columna de producción y equipos en superficie.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> MARQUES, L.C.C., PEREIRA, A.Z.I., MEIRELLES, R.O. and GONÇALVES, M.A.C., 2001, How PETROBRAS Has Faced Oilfield Scale Problems: Evolution of Concepts and Lessons Learned in Campos Basin, Brazil, SPE paper 68327 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 30-31 January.

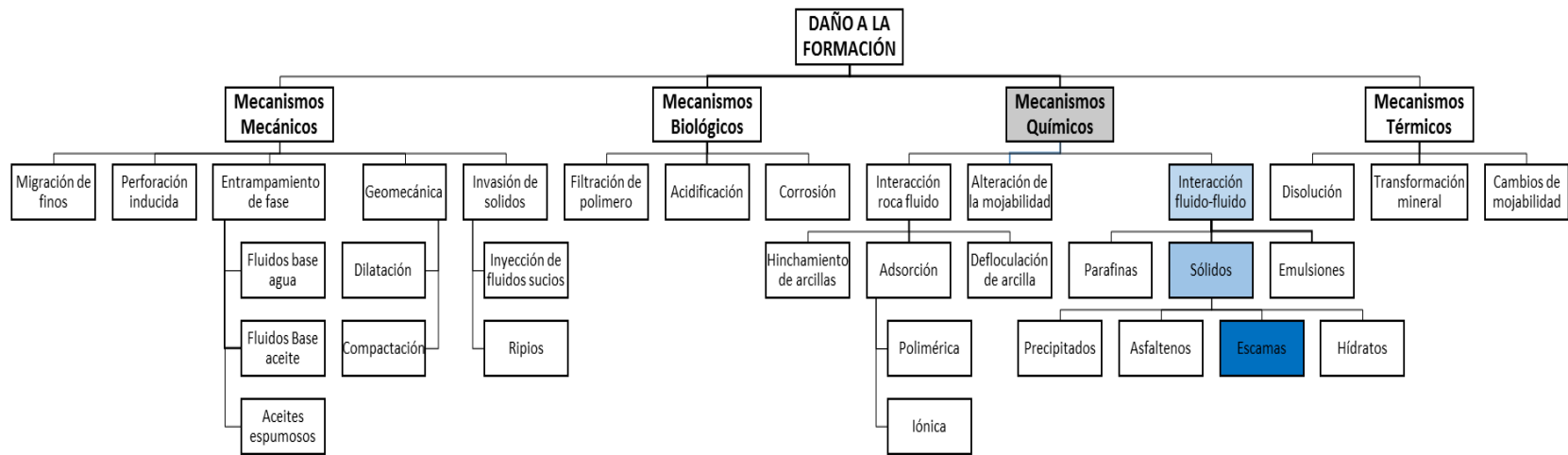
De acuerdo con la *American Society for Testing of Materials (ASTM)*, las principales escamas inorgánicas se presentan en la Tabla 2, donde se resaltan las escamas más comunes en la industria del petróleo.

**Tabla 2. Principales escamas inorgánicas.**

<b>NOMBRE</b>	<b>FORMULA</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>FORMULA</b>
Acmita	$\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2$	<b>Celestita</b>	<b><math>\text{SrSO}_4</math></b>
Analcita	$\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Hidróxido de Calcio	$\text{Ca}(\text{OH})_2$
<b>Anhidrita</b>	<b><math>\text{CaSO}_4</math></b>	Cobre	Cu
Aragonita	$\text{CaCO}_3$	Cuprita	$\text{Cu}_2\text{O}$
<b>Barita</b>	<b><math>\text{BaSO}_4</math></b>	Oxido de Ferro	FeO
Brucita	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	Goethita	$\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$
Burqueita	$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 2\text{Na}_2\text{SO}_4$	Gipsita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
<b>Calcita</b>	<b><math>\text{CaCO}_3</math></b>	Halita	NaCl
Carbonato de Hierro	$\text{FeCO}_3$	Hemalita	$\text{Fe}_2\text{O}_3$

**Fuente:** OLIVEIRA, M.C.K., 1997, Barium Sulphate Precipitation Study for Reinjection of Produced Water in Petroleum Wells, In Portuguese, M.Sc. Thesis, Rio de Janeiro Federal University, RJ, Brazil.

**Figura 2. Clasificación de los mecanismos de daño a la formación.**



**Fuente:** BENNION, B. "Formation Damage-The Impairment of the Invisible, by the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable!" Journal of Canadian Petroleum Technology, February 1999, Volumen 38, pág. 11-17.

**1.1.1. Formación de escamas inorgánicas.** La formación de escamas inorgánicas es un proceso de depositación producto de soluciones acuosas de minerales, cuando estas llegan a supersaturarse como resultado de la alteración del estado de equilibrio químico y termodinámico. La formación de escamas inorgánicas puede ocurrir en las tuberías del pozo y cerca de la cara de pozos, en pozos inyectoros y productores.

Las condiciones que conducen a la supersaturación pueden ser creadas por varios factores en las distintas etapas de la explotación del yacimiento. Debido a que los mecanismos de formación y depositación de escamas son complejas, es difícil establecer una causa principal. Mackay y Sorbei (1999) describen las principales causas de formación de escamas y sus consecuencias en la producción de petróleo.<sup>3</sup>

- Variaciones termodinámicas (presión, temperatura, concentración, pH) que ocurren a lo largo del proceso de producción del petróleo. Una variación de la temperatura, así como un decremento en la presión contribuye para un proceso que promueve la formación de escamas.
- Reacción química ocasionada por la mezcla de aguas incompatibles entre sí, bajo condiciones físicas favorables. Un agua de formación encontrada inicialmente en equilibrio químico con una roca y con los hidrocarburos contenidos en esta, puede presentar diversos problemas al entrar en contacto con un agua extraña inyectada al reservorio, producto de un desequilibrio químico.

---

<sup>3</sup> MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 2000, Brine Mixing in Waterflooded Reservoirs and the Implications for Scale Prevention, SPE paper 60193 presented at the SPE 2<sup>nd</sup> International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26-27 January.

Oliveira (1997), cita otras causas de incrustaciones tales como:<sup>4</sup>

- Evaporación del agua
- Reacciones químicas microbiológicas
- Intercambio catiónico entre cationes de agua de inyección y los cationes de las arcillas.

En la Tabla 3 se puede observar las escamas inorgánicas más comunes que se pueden presentar en operaciones de extracción de fluidos del yacimiento y las variables que conllevan a la formación de cada una de ellas.

**Tabla 3. Escamas más comunes en campos petroleros.**

NOMBRE	FORMULA QUÍMICA	VARIABLES
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Presión parcial del CO <sub>2</sub>
Sulfato de calcio: Yeso Anhidrita	CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O CaSO <sub>4</sub>	Temperatura, Total de sales disueltas, pH
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	Temperatura, presión
Sulfato de estroncio	SrSO <sub>4</sub>	Temperatura, presión, total de sales disueltas

**Fuente:** GUIMARAES, Z. FRANCA, A.B. DUQUE, L.H. "Case Histories of Barium Sulfate Scale Removal in Offshore Wells, Brazil, Using a New Engineered Combination of Coiled-Tubing Tools"

**1.1.2. Mecanismos de depositación de escamas.** El proceso de cristalización de una escama se divide en cuatro etapas:

**1.1.2.1. Supersaturación:** es la causa principal para la formación de incrustaciones, ocasionada por las alteraciones de presión, temperatura, pH, entre otros. Condición donde la concentración de sal excede su solubilidad en agua, ocasionando un desequilibrio.

---

<sup>4</sup> OLIVEIRA, M.C.K., 1997, Barium Sulphate Precipitation Study for Reinjection of Produced Water in Petroleum Wells, In Portuguese, M.Sc. Thesis, Rio de Janeiro Federal University, RJ, Brazil.

**1.1.2.2. Nucleación:** se produce en un fluido sobresaturado y consiste en la formación del cristal. Pueden existir dos tipos de nucleación (nucleación homogénea y nucleación heterogénea).

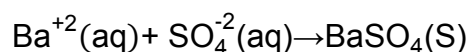
**1.1.2.3. Crecimiento del cristal:** los cristales son formados por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos. El crecimiento de los núcleos se forma dando partículas mayores realizándose por la difusión de las sustancias hacia la superficie, seguida de su deposición.

**1.1.2.4. Aglomeración:** los cristales se agrupan cuando se encuentran en un compacto estable por medio electrostático o interacciones Van der Waals “Fuerzas Van der Waals, son fuerzas débiles de atracción existentes entre las moléculas, existen fuerzas de dispersión que ocurren entre moléculas no polares y otras de tipo son atracciones dipolo-dipolo que ocurre entre polos opuestos de las moléculas polares”.

## **1.2. SULFATO DE BARIO**

Las incrustaciones por sulfato de bario, son muy comunes en campos petroleros del mundo. Razón por la cual es de profundo interés el conocimiento de su mecanismo de formación, la ubicación y la cantidad de deposición, con el fin de tomar medidas preventivas y/o correctivas.

El sulfato de bario es una de las sales más insolubles que se encuentran en la naturaleza y está formada entre los iones metálicos bario y sulfatos acuosos, como se muestra en la ecuación 2. Esta reacción química es ocasionada por la presencia excesiva de iones de bario en el agua de formación y iones sulfato que son inyectadas al yacimiento.



**Ec. 2**

La solubilidad de una sustancia es la concentración máxima de esta que puede disolverse en el disolvente, a unas condiciones determinadas de presión y temperatura. Después de este límite, ocurrirá una precipitación de esta sustancia en el sistema. La solubilidad del sulfato de bario en agua desionizada a 25 °C, es de 2.3 mg/L.<sup>5</sup> En el sulfato de bario, una disminución en la solubilidad se puede dar por la reducción de temperatura, presión y salinidad, o por aumento en las concentraciones de iones de bario y sulfato. En la Tabla 4 se puede observar las diferentes solubilidades de las incrustaciones más comunes.

**Tabla 4. Solubilidad de las principales incrustaciones en agua pura, a 25°C.**

Tipo de Incrustación	Formula Química	Mineral	Solubilidad (mg/L)
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	Barita	2,3
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Calcita	53
Sulfato de estroncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita	114
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	Gipsita	2000

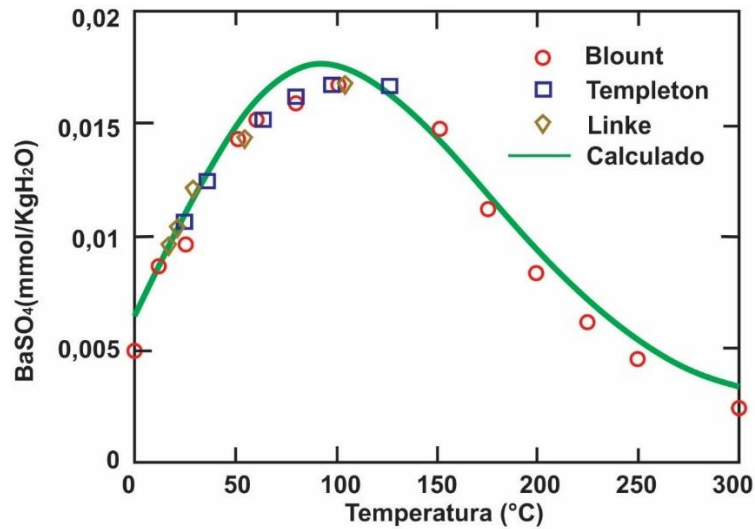
**Fuente:** PATRICIO, F. M. R., Modelagem analítica para reinjeção de água produzida com efeitos na incrustação de sulfato de bário, 2006.

Varios estudios se han realizado para predecir el comportamiento que presenta la solubilidad del sulfato de bario en función de la temperatura. Sandengen (2012), realizó una recopilación en la que compara los resultados obtenidos por algunos autores, donde se evidencia que la solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre los 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F], esta tendencia a su vez se ve influenciada por la salinidad de la salmuera en el medio.<sup>6</sup> Dicha tendencia se puede observar en la figura 3.

<sup>5</sup> OSTROFF, A. G. Introduction to oilfield water technology, Prentice Hall, 1965.

<sup>6</sup> CRABTREE, M. 1999. "Lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención. Oilfield review, volume 11 (3), pagina 32.

**Figura 3. Tendencia de la solubilidad del BaSO<sub>4</sub> en función de la temperatura.**



**Fuente:** SANDENGEN, K. "Scale Precipitation salts creating problems". Norwegian University of Science and Technology (NTNU), octubre de 2012.

**1.2.1. Formación de escamas de sulfato de bario.** Las escamas de sulfato de bario se producen cuando los sulfatos provenientes de la invasión del fluido de perforación interactúan con el agua de formación, y es la razón principal que subyace las prácticas industriales recientes, en las que se utilizan fluidos de perforación con bajo contenido de sulfatos. Dichas escamas pueden depositarse en la formación o en la tubería de producción.<sup>7</sup>

Por otro parte, las escamas de sulfato de bario pueden generarse debido a la incompatibilidad de las aguas producto de la inyección de agua en la aplicación de métodos de recobro mejorado, donde el agua de formación y el agua de inyección bajo condiciones termodinámicas adecuadas, reaccionan entre sí haciendo que se depositen compuestos insolubles.

<sup>7</sup> BEZERRA, M.C.M. ROSARIO, F.F. ROCHA, A.A. SOMBRA, C.L., Assessment of scaling tendency of campos basin fields based on the characterization of formation waters, SPE 87452, Mayo de 2004.

**1.2.1.1. Incompatibilidad de las aguas.** El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El análisis del agua de formación, y en particular la comparación de su composición isotópica natural con la del agua de inyección, ha sido utilizada para el monitoreo de los proyectos de inyección de agua.<sup>8</sup>

La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más utilizado en la industria de los hidrocarburos. Consiste en la inyección de agua por un pozo inyector, que ayuda a mantener la presión en el yacimiento, y a su vez desplaza el petróleo por la formación hacia los pozos productores.

A la hora de evaluar el potencial para la acumulación de escamas, una de las mayores incertidumbres es quizás la composición del agua de formación y las propiedades de fondo de pozo. Para predecir el potencial de deposición en el reservorio, se requiere de un análisis completo y preciso de diversos tipos de aguas involucradas; como el agua de inyección, el agua connata, agua producida y agua de un acuífero si el reservorio lo presenta, para que se pueda caracterizar apropiadamente sus propiedades físico-químicas.

Rosario y Bezerra (2011) presentaron algunas condiciones fundamentales que deben ser seguidas con el fin de garantizar un análisis confiable del agua de formación.

- Evitar problemas de contaminación con los fluidos de perforación y completamiento.

---

<sup>8</sup> CARRIGAN, W.J. NASR-EL-DIN, H.A. AL-SHARIDI, S.H. CLARK, I.D. "Geochemical characterization of injected and produced water from Paleozoic oil reservoirs in central Saudi Arabia," artículo SPE 37270, Febrero de 1997.

- Después de la recolección realizar un análisis químico inmediato de los fluidos, observando aquellas características que son expuestas a variaciones de concentración, cuando son llevadas a condiciones atmosféricas.
- Estabilizar y preservar las especies que pueden variar con el tiempo.

Estos análisis se hacen con el fin de buscar la mayor compatibilidad entre las aguas de formación y de inyección, para prevenir la formación de escamas que pueden llegar a causar taponamientos parciales del medio poroso, reduciendo significativamente la producción de aceite.

**1.2.1.1.1. Agua de inyección.** En la mayoría de campos petroleros ha sido común utilizar el proceso de inyección de agua, como un método de recuperación secundaria del petróleo. No existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proyecto de inyección, esto varía con las características propias de cada yacimiento. Por medio de pruebas se debe establecer los índices mínimos de calidad aceptable para cada campo, los cuales permitirán evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso y reducir al máximo futuros inconvenientes como formación de escamas.

Los análisis realizados al agua de inyección tienen como objetivo identificar aquellos iones y propiedades físicas que estén involucrados en procesos corrosivos o en el taponamiento de la formación, además de permitir la caracterización del agua según condiciones físicas. Algunos de estos análisis son temperatura, sólidos suspendidos totales, pH, conductividad eléctrica, alcalinidad, entre otras.<sup>9</sup> La tabla 5 muestra algunos de los parámetros medidos y su rango de tolerancia para el caso de un campo colombiano.<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> BENNION, D. B. y THOMAS, F. Water Quality Considerations Resultin in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. PET-SOC. 2000-067, 2000.

<sup>10</sup> MANCILLA, R. y MESA, H. "Metodología para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero". Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012. Pag 126.

**Tabla 5. Rango Permissible de Algunos Parámetros del Agua de Inyección.**

Parámetros	Rango de Tolerancia
O/W (Aceite en agua)	< 5 ppm
SST (sólidos totales suspendidos)	0,5 – 2,5 ppm
pH	6.5 – 9
Hierro	0,1 – 0,5 ppm
Velocidad de Corrosión	< 2 mpa

**Fuente:** MANCILLA, R. y MESA, H. “Metodología para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012. Pág. 126.

Existen distintas fuentes para obtener el agua que se va a inyectar, donde dependiendo la procedencia de la misma varía el costo del tratamiento a realizar antes de iniciar el proyecto de inyección. Dentro de ellas encontramos las aguas superficiales (mar, ríos, lagos, etc.), aguas subterráneas poco profundas (potable), agua de formación, entre otros.

**1.2.1.1.2. Agua de formación.** El agua de formación también conocida como agua connata, es un agua que se encuentra dentro del yacimiento desde su formación. Esta agua es atrapada al momento de la depositación de los sedimentos que van a componer el depósito. El agua de formación está en contacto directo con diversos granos minerales, algunos de ellos presentan en su formación química elementos que podemos encontrar en el agua de formación. Por esta razón, como características esenciales, el agua de formación puede presentar concentraciones considerables de cationes metálicos, tales como, bario, estroncio y calcio.

Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, y dentro de un mismo yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente de depositación, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, y el influjo o la migración de los fluidos. En consecuencia, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del

tiempo con la interacción entre el agua y la roca, y con la producción y el remplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua inyectada u otros fluidos inyectados.<sup>11</sup>

Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [ $Ba^{+2}$ ] y estroncio [ $Sr^{+2}$ ]. La siguiente tabla muestra la concentración de las sales presentes en el agua de formación y en algunas fuentes naturales.

**Tabla 6: Concentración de sales del agua de formación y algunas otras aguas presentes en la naturaleza.**

TIPO DE AGUA	SALINIDAD, PARTES POR MIL
Agua fluvial promedio	0,11
Agua de mar	35
Sistemas evaporíticos	35 a 350
Agua de formación	7 a 270

**Fuente:** ABDOU, M., CARNEGIE, A., McCARTY, J., O'KEEFE, M., RAGHURAMAN, B., WEI, W. and GANG, C. (2011) Valor del agua de formación. Schlumberger, Volumen 23, no. 1.

**1.2.1.1.3. Agua de producción.** En el periodo inicial los campos sometidos a inyección de agua, la producción de agua está relacionada principalmente con el agua de formación, con gran parte de sus características inalteradas, como, por ejemplo, las altas concentraciones de sus cationes metálicos. Pasado algún tiempo de producción, el agua producida presenta una disminución de estos cationes, generada por la interacción con el agua de inyección. Así, un agua producida pasa a contener concentraciones tanto del agua de formación como el agua de inyección. De este modo el agua contendrá algunos cationes metálicos, aniones y sales disueltas.

<sup>11</sup> ABDOU, M., CARNEGIE, A., McCARTY, J., O'KEEFE, M., RAGHURAMAN, B., WEI, W. and GANG, C. (2011) Valor del agua de formación. Schlumberger, Volumen 23, no. 1.

Esta agua producida puede presentar incrustaciones en la formación en caso de ser reinyectada. La presencia de sulfatos puede generar taponamientos parciales o incluso totales en la cara de la formación, así como en la tubería de producción y los equipos en superficie. Por esta razón se hacen necesarios los tratamientos para eliminar estas impurezas, no afectar el medio ambiente y preservar la vida útil de los equipos. A nivel mundial, en promedio por cada barril de petróleo se produce como mínimo 3 a 5 barriles de agua, en campos maduros esta cifra puede aumentar de 10 a 14 barriles de agua por barril de petróleo. Según un estudio realizado por el IFP (Instituto francés del Petróleo) solo para el año 2008 se produjeron 250 millones de barriles de agua por día.

La calidad del agua de producción depende de la región, geología de la formación y los demás fluidos implicados en el proceso de recuperación. Esta agua puede ser reinyectada al yacimiento después de ser tratada y llevada a las condiciones óptimas para la inyección, o puede diseñarse un plan de manejo de aguas para así poder verter esta agua en ríos, o a su vez, utilizarse para cualquier proceso que se considere conveniente en la región.

**1.2.2. Factores que afectan la precipitación de sulfato de bario.** En las operaciones llevadas a cabo en la industria de los hidrocarburos, las variables que más afectan la formación de escamas de sulfato de bario son la temperatura, la presión y el contenido de sales disueltas.

**1.2.2.1. Efecto de la temperatura.** La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura hasta un valor cercano a 100°C. Por ejemplo, la solubilidad en agua destilada incrementa de 2,3 mg/L a 25°C a 3,9 mg/L a 95°C.<sup>12</sup> Sin embargo, como se mencionó anteriormente, una vez superada la temperatura de 100°C inicia una disminución en la solubilidad.

---

<sup>12</sup> MUÑOZ, S. y SANDOVAL, Y: "Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas". Revista fuentes, el reventón energético. 2008 Vol. 6 (1). Pag. 42.

**1.2.2.2. Efecto de la presión.** La presión contribuye a la mayor disolución del sulfato de bario en el agua, debido a la reducción del tamaño de las moléculas, lo que hace que estas se disuelvan más fácilmente.<sup>12</sup> Es decir, la solubilidad del sulfato de bario es directamente proporcional a la presión.

**1.2.2.3. Efecto de las sales disueltas.** La solubilidad del sulfato de bario en el agua aumenta con la adición de sales. Por ejemplo la adición de 100000 mg/L de NaCl a agua destilada, incrementa la solubilidad del BaSO<sub>4</sub> de 2,3 mg/L a 3 mg/L a 25°C; manteniendo esa concentración de NaCl e incrementando la temperatura a 95°C, la solubilidad del BaSO<sub>4</sub> podría incrementar a 65 mg/L.<sup>12</sup>

### 1.3. METODO DE PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE ESCAMAS DE BaSO<sub>4</sub>

El índice de saturación (SI), sirve como un indicador de la tendencia del agua para formar incrustaciones. Este factor se puede calcular mediante modelos diseñados a partir de pruebas experimentales o software especializados que permiten identificar aquellas variables que afectan la solubilidad de una sustancia en condición de equilibrio. Dichos modelos han sido desarrollados por distintos autores, pero, en su mayoría enfocados a la depositación por carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) y un número muy limitado de estos son aplicables a la predicción de escamas de sulfato de bario. La ecuación 3 permite calcular el índice de saturación para diferentes escamas inorgánicas, entre ellas el sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>).

$$IS = \text{Log}_{10} \left( \frac{IP}{KC} \right) \left\{ \begin{array}{l} \text{Si } IS > 1 \text{ ocurre precipitación.} \\ \text{Si } IS < 1 \text{ no ocurre precipitación.} \end{array} \right. \quad \text{Ec. 3.}$$

Donde:

IS: índice de saturación.

IP: producto de la actividad iónica.

Kc: producto de la solubilidad.

El IP se define como el coeficiente de actividad iónica de las especies ( $\gamma_i$ ) por la concentración de cada una de ellas ( $m_i$ ).

El Kc es una cantidad termodinámica, en función de la presión y la temperatura.

El software más utilizado para la predicción de escamas inorgánicas es el OLI ScaleChem. Este programa utiliza la ecuación 3 para el cálculo del índice de saturación, teniendo en cuenta parámetros que afectan la precipitación, tales como presión, temperatura, pH, concentraciones, entre otros.

**1.3.1. OLI ScaleChem.** Es un software de simulación que calcula problemas de formación de escamas durante la producción de aceite y gas. Los escenarios de cálculo del ScaleChem incluyen la predicción de formación de escamas minerales, mezcla de fluidos, saturación del yacimiento (con minerales de cementación), entre otros.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> [www.olisystems.com/oli-analyzers-scalechem](http://www.olisystems.com/oli-analyzers-scalechem)

## **2. DISEÑO EXPERIMENTAL**

Mediante el desarrollo de pruebas experimentales que encaminen al diseño de un modelo matemático que permita predecir el comportamiento en la depositación de escamas de BaSO<sub>4</sub>, se ha ido consolidando un conjunto de técnicas estadísticas y de ingeniería, que permiten entender mejor situaciones complejas de relación causa-efecto. Durante su desarrollo experimental se han clasificado una lista de variables considerables que intervienen en el proceso y posterior formación de cristales de este mineral. Estudios preliminares han permitido identificar un conjunto de variables controladas, no controladas y niveles que serán aplicados para el desarrollo de la metodología experimental de este trabajo.

### **2.1. DISEÑO EXPERIMENTAL FACTORIAL**

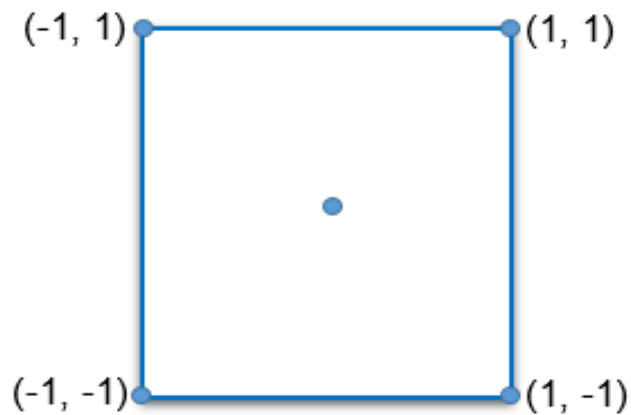
Para el correcto desarrollo de un proyecto es necesario seleccionar un modelo experimental que permita desarrollar de manera eficiente, versátil y segura un conjunto de pruebas y tratamientos que disminuirán el tiempo de duración de las mismas, arrojando resultados óptimos con un margen de error mínimo. El diseño experimental seleccionado para el desarrollo de este trabajo es un diseño factorial 2<sup>2</sup> con un punto en el centro, que permite el estudio del efecto de dos factores considerando dos niveles en cada uno. El punto en el centro permite detectar la posible presencia de curvatura en al menos uno de los factores objeto de estudio y también brinda grados de libertad adicionales para el error en la tabla de ANOVA, sin perjudicar el balance en la estimación ni los efectos de interés.<sup>14</sup> Este tipo de

---

<sup>14</sup> GUTIERREZ, H. y VARA, R. Análisis y Diseño de Experimentos. 2 ed. Guanajuato: McGraw-Hill, 2008. Pag. 558.

diseños suelen representarse de manera geométrica por los vértices del cuadrado como se muestra en la figura 4 donde cada vértice representa un punto del diseño. Para el desarrollo de este trabajo, y con el fin de brindar más grados de libertad para la tabla ANOVA, se realiza una repetición al experimento correspondiente al punto central del diseño.

**Figura 4. Representacion de la matriz experimental.**



**Fuente:** GUTIERREZ, H. y VARA, R. Análisis y Diseño de Experimentos. 2 ed. Guanajuato: McGraw-Hill, 2008. Pág. 558.

En la literatura, se puede encontrar alrededor de 20 variables que influyen en el proceso de formación de escamas. Dentro de estas, las más importantes son: la termodinámica, la hidrodinámica y la cinética de la reacción.

Dentro de las variables anteriormente mencionadas, el equipo *coreflooding* permite tener control sobre los parámetros incluidos en la termodinámica, que comprende la temperatura, presión y cantidad de iones en cada salmuera; y la hidrodinámica, representada por el caudal.

Sin embargo, la cinética de la reacción es un parámetro experimental que no se puede controlar en dicho equipo.

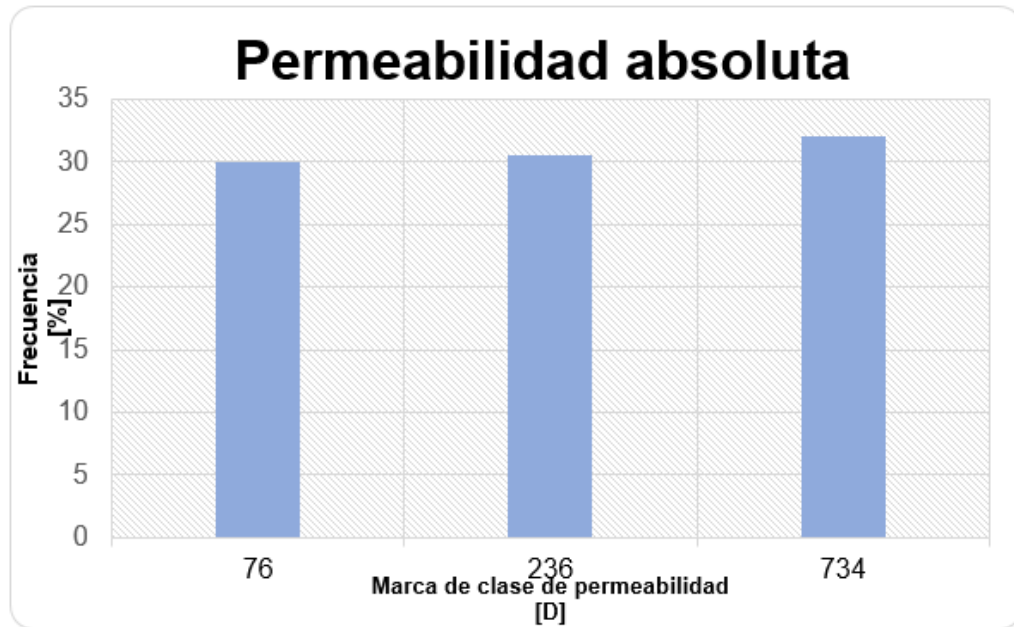
## 2.2. DETERMINACIÓN DE VARIABLES

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 la base de datos del grupo empresarial ECOPETROL que permitió 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 a fin de tener un estimado de la velocidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso.

**2.2.1. Permeabilidad media.** La definición de los rangos de permeabilidad varía según los estudios realizados por diversos autores. Para el desarrollo de este proyecto mediante métodos estadísticos se seleccionaron 3 rangos que involucran los diferentes valores de permeabilidad de cada uno de los campos pertenecientes al grupo empresarial ECOPETROL. Estos rangos fueron establecidos mediante una distribución homogénea de las frecuencias relativas como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Distribución de la frecuencia de permeabilidad.

No de datos		7135				
Valos mínimo		2,65				
Valor máximo		1150				
Rango		1147				
No de clases		3				
Amplitud		382				
TABLA DE FRECUENCIA DE PERMEABILIDADES						
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	235,5	19	0,33	0,66
3	321	1147	734,18	20	0,34	1



Una vez realizada la distribución de los valores en frecuencias x-distantes se obtienen tres rangos de permeabilidad, los cuales, para este proyecto se conocerán como: permeabilidad alta, permeabilidad media y permeabilidad baja.

Permeabilidad Alta: corresponde a aquellos valores de permeabilidad que se encuentren entre los 321 y 1147 mD.

Permeabilidad media: está conformada por aquellas muestras cuyos valores de permeabilidad oscilen entre 150 y 321 mD.

Permeabilidad baja: son aquellos valores de permeabilidad que oscilan entre 2,65 y 150 mD.

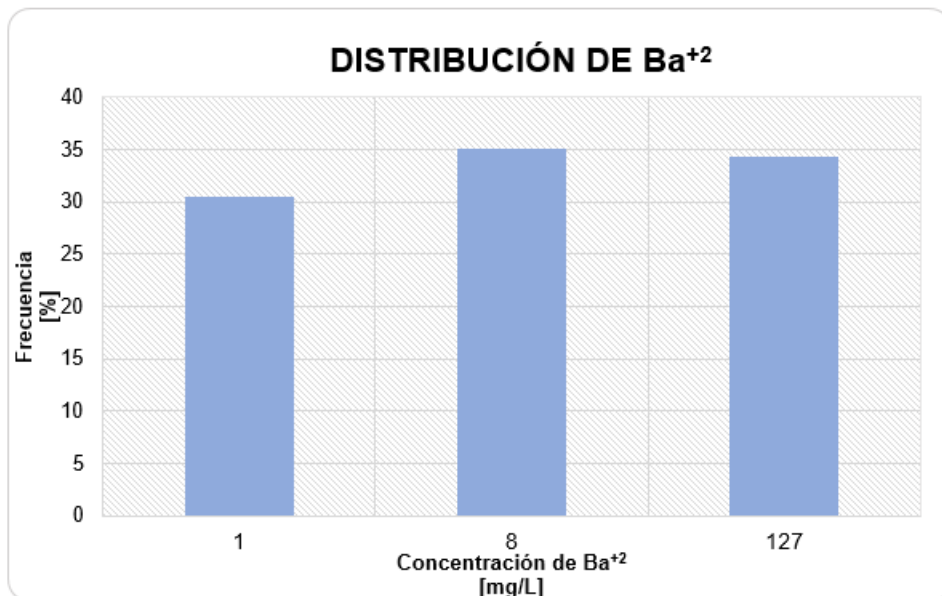
Una vez realizadas diversas pruebas en el laboratorio se encontró que los plugs disponibles para el desarrollo de este proyecto se encuentran dentro del rango que corresponde a las muestras de permeabilidad media.

**2.2.2. Concentración de  $Ba^{+2}$ .** El correcto análisis del agua de formación permite determinar la concentración de las sales que se encuentran disueltas en ella, con el fin de prevenir la formación de escamas inorgánicas en el medio poroso. Además, con la ayuda del software *ScaleChem* se puede determinar el índice de saturación (IS) que muestra la tendencia de las diferentes sales a formar depósitos bajo las condiciones de operación del yacimiento.

El estudio de las concentraciones presentes en aguas de formación colombianas se llevó a cabo con ayuda de la base de datos suministrada por el grupo empresarial ECOPETROL, donde se realiza un análisis estadístico con el fin de realizar una tabla de distribución x-distante de los iones de  $Ba^{+2}$ . Los resultados de este análisis se observan en la figura 6.

**Figura 6. Rangos de concentración de Ba<sup>+2</sup> .**

Número de Datos		285,00					
Valor Mínimo		0,02					
Valor Máximo		239,26					
Rango		239,24					
Número de Clases		3,00					
Amplitud		79,75					
Tabla de Frecuencia de Ba <sup>2+</sup>							
Clase	Límite Inferior	Límite Superior	Marca de clase	Frecuencia	Frecuencia acumulada	F. Relativa	F. Relativa Acummulada
1	0,00	1,50	0,75	87,00	87	30,53	30,53
2	1,50	15,00	8,25	100,00	187	35,09	65,61
3	15,00	239,26	127,13	98,00	285	34,39	100,00



En la figura anterior se puede encontrar una distribución dividida en 3 clases diferentes a partir del análisis de 285 datos provenientes del grupo empresarial ECOPETROL, categorizadas así:

Clase 1: son las aguas de formación con concentraciones de Ba<sup>+2</sup> entre 0 y 1,5.

Clase 2: son las aguas de formación con concentraciones de Ba<sup>+2</sup> entre 1,5 y 15.

Clase 3: son las aguas de formación con concentraciones de  $Ba^{+2}$  entre 15 y 239,26.

Partiendo del estudio realizado por GOMEZ, M. y RUEDA, O. (2016)<sup>15</sup> y analizando la base de datos mencionada anteriormente, se toma como límite superior para la concentración de  $Ba^{+2}$  un valor de 200 ppm. Este valor se encuentra cercano al obtenido en dicho estudio donde se garantizó la depositación de la escama.

Por otra parte, el límite inferior se selecciona a partir de una estimación de la concentración promedio de  $Ba^{+2}$  presente en las aguas de formación colombianas en campos operados por ECOPETROL. De este promedio se obtiene un valor estimado de 100 ppm. Debido a que el modelo es ortogonal y sus valores deben ser x-distantes entre sí, se elige una concentración media de 150 ppm. En resumen, para el presente estudio se establecen tres tipos de salmueras clasificadas a partir de su tendencia incrustante, así:

- Salmuera de baja tendencia incrustante: 100 ppm de  $Ba^{+2}$
- Salmuera de tendencia incrustante media: 150 ppm de  $Ba^{+2}$
- Salmuera de alta tendencia incrustante: 200 ppm de  $Ba^{+2}$

**2.2.3. Caudal.** El caudal de producción de un pozo está asociado directamente a la velocidad con la que un fluido se desplaza a través del medio poroso. Es un factor determinante a la hora de identificar reducciones en la permeabilidad presentadas bien sea por migración de finos (debido a una alta velocidad de flujo), o por cambios en los regímenes de flujo que causan alteraciones termodinámicas que favorecen la formación de escamas inorgánicas.

---

<sup>15</sup> GOMEZ, R. y RUEDA, O., "Determinación del umbral de depositación para el sulfato de bario en el medio poroso", Tesis de pregrado. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímica. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016 pag. 18.

Con el fin de evitar problemas de migración de finos en los diferentes *plugs* utilizados para el desarrollo de este proyecto, se realiza una prueba de tasas críticas que permita conocer el caudal máximo al cual se puede desplazar un fluido a través de las muestras sin generar daño sobre estas.

En el proceso de selección de los caudales se utilizó la base de datos suministrada por el grupo empresarial ECOPETROL y se realiza un escalamiento a cada uno de los caudales de producción de los diferentes pozos con el fin de convertirlos a condiciones de laboratorio. Dicho escalamiento se lleva a cabo mediante la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{campo}} &= \vartheta_{\text{laboratorio}} \\ \frac{Q_{\text{campo}}}{2\pi r_{\text{wellbore}} h_{\text{formación}}} &= \frac{Q_{\text{lab}}}{\pi r_{\text{plug}}^2} \end{aligned} \quad \text{Ec. 3}$$

Una vez realizado el escalamiento se determina un caudal de laboratorio promedio cercano a 5 cc/min, dicha tasa se selecciona como el caudal máximo implementado en el proyecto, luego de comprobarse que a esta tasa no se presenta migración de finos.

**2.2.4. Temperatura.** Los rangos de temperatura fueron seleccionados con base en estudios previos relacionados con la formación de escamas de sulfato de bario hechos en el laboratorio en equipos similares, teniendo en cuenta que estas temperaturas se encuentran en el rango de temperaturas de yacimiento de campos colombianos.

## 2.3. PRUEBAS PRELIMINARES

**2.3.1. Selección y corte de muestras.** Las muestras seleccionadas para el proyecto provienen de bereas tipo *Buff* de 1 pie de longitud las cuales se llevan a

un cortador de muestras para ser divididas en 4 secciones iguales. Cada sección representa una muestra y debe ser marcada con tinta china de la siguiente manera:

B - S - #

El # representa la secuencia de las muestras con el fin de diferenciarlas entre sí.

Cada muestra es almacenada en taras plásticas para su preservación a lo largo de los experimentos.

**2.3.2. Peso de las muestras.** Cada *plug* es llevado a una balanza analítica con el fin de conocer su peso inicial (antes de la remoción de hierro). Esta medición también debe hacerse una vez se haya secado la muestra luego de la sumersión en ácido, con el objetivo de determinar la cantidad de hierro removido.

**2.3.3. Aplicación de ácido.** Las muestras son sumergidas en ácido clorhídrico durante 24 horas con el fin de remover principalmente el hierro presente en la matriz de cada una de ellas. Seguido a esto, se debe realizar una serie de sumersiones de cada *plug* en agua destilada hasta elevar el pH a 7. Este proceso se realiza para evitar reacciones químicas al poner en contacto la muestra con fluidos, que genere resultados erróneos durante las pruebas.

**2.3.4. Secado de muestras.** Para retirar la humedad de las muestras son introducidas al horno a una temperatura de 80°C durante 8 horas y posteriormente son llevadas a un desecador.

**2.3.5. Medición de las muestras.** A cada muestra se le debe realizar cuatro mediciones de longitud y diámetro (con un calibrador digital) y del peso en una balanza analítica. El valor final para cada propiedad es obtenido promediando las mediciones realizadas.

**2.3.6. Propiedades petrofísicas.** La caracterización de las propiedades petrofísicas se hace en el equipo *keyphi*. Este equipo es un porosímetro-permeámetro que permite determinar la permeabilidad al aire y la porosidad de una serie de muestras a la presión de confinamiento. Adicionalmente este equipo calcula la permeabilidad klinkenberg, volumen poroso, volumen de grano, entre otros.

**2.3.7. Caracterización de los fluidos.** En el presente proyecto son usados tres fluidos: salmuera de trabajo, salmueras con tendencia incrustante y aceite mineral (*klearol*). La caracterización de cada uno de estos involucra la medición de las siguientes propiedades:

- pH
- Densidad
- Conductividad
- Viscosidad a cada temperatura de trabajo.

**2.3.8. Saturación de las muestras.** La saturación de cada muestra se realiza con salmuera de trabajo. Este procedimiento se lleva a cabo en un sistema de vacío durante 24 horas para asegurar una correcta saturación. Una vez saturadas, cada una de ellas debe ser pesada con el fin de determinar el volumen de fluido almacenado en el espacio poroso a partir de la densidad del fluido de saturación (salmuera de trabajo).

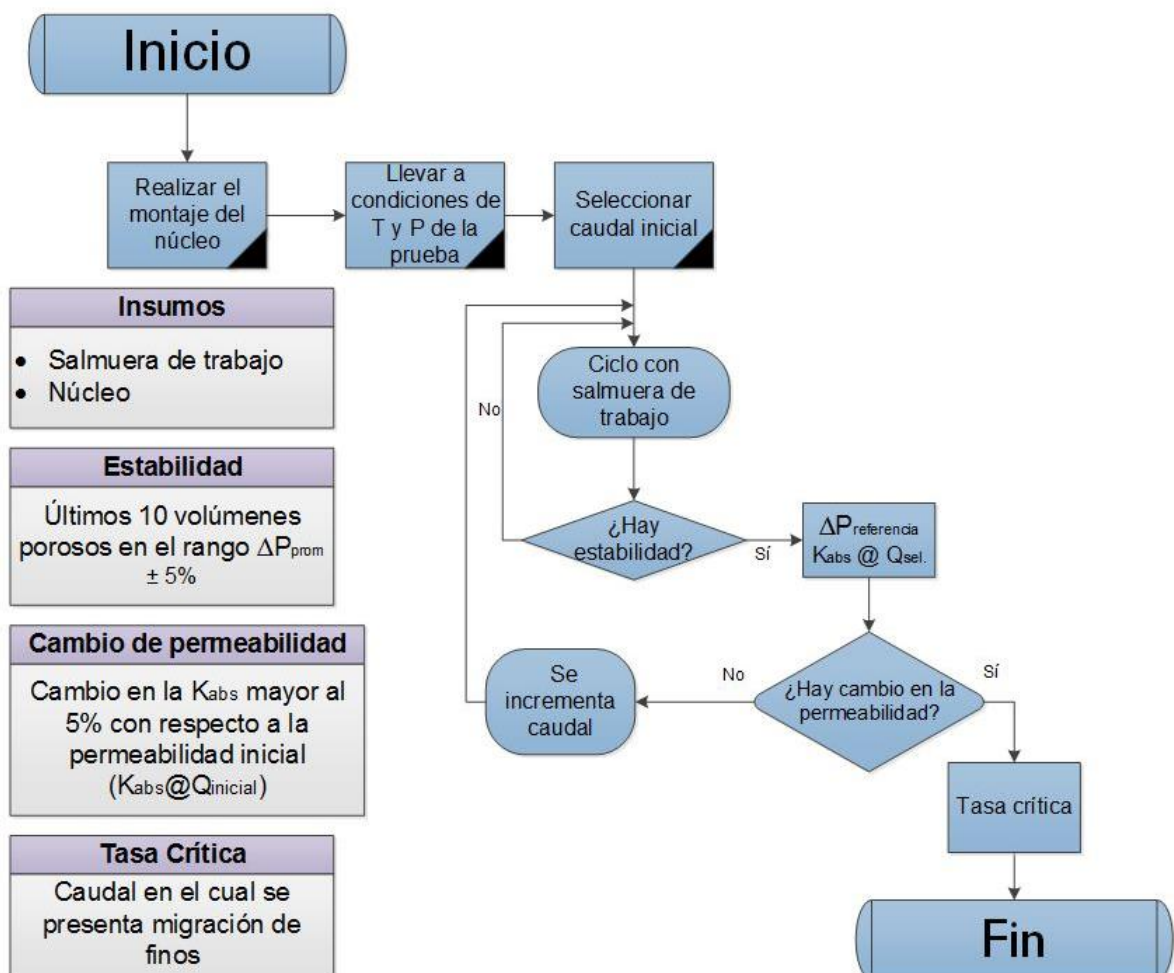
Para asegurar la correcta saturación de las muestras, el porcentaje de error entre el volumen poroso de la muestra saturada y el volumen poroso de la muestra sin saturar (medido en el *keyphi*) no debe superar el 5%.

**2.3.9. Prueba de tasa crítica.** Como se mencionó anteriormente, la prueba de tasas críticas tienen como finalidad garantizar que, bajo las condiciones de caudal

de flujo utilizadas en los experimentos, no se presente migración de finos que altere los resultados de las pruebas. Para ello se debe garantizar una diferencia no mayor al 5% entre la permeabilidad calculada al caudal mínimo y las permeabilidades obtenidas con cada incremento de caudal.

La prueba consiste en desplazar un fluido a través del medio poroso partiendo de caudales muy bajos, aumentando dicha tasa una vez estabilizado el diferencial de presión; es decir, luego de que para cada caudal se hayan obtenido 10 datos consecutivos con una diferencia entre ellos no mayor al 5%. La figura 7 muestra el diagrama de flujo correspondiente al proceso llevado a cabo durante la prueba.

**Figura 7. Procedimiento prueba de tasa crítica.**





## 2.4. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El procedimiento se lleva a cabo en el equipo de desplazamiento *coreflooding*. Este equipo permite simular en el laboratorio la interacción roca-fluido presente en las operaciones de la industria. El principio de funcionamiento consiste en determinar reducciones en la permeabilidad del medio poroso mediante el control de los cambios de presión en diferentes puntos del sistema (diferenciales de presión). Dichas reducciones en la permeabilidad pueden ser calculadas a partir de la ecuación de Darcy.

**2.4.1. Montaje de núcleo.** Una vez realizadas las pruebas preliminares, la muestra es introducida en una manga de caucho y posteriormente es ubicada dentro del *coreholder* para iniciar la prueba de desplazamiento. Una vez aislada la muestra, se llena el *coreholder* con agua con el fin de facilitar la estabilización de la presión de confinamiento.

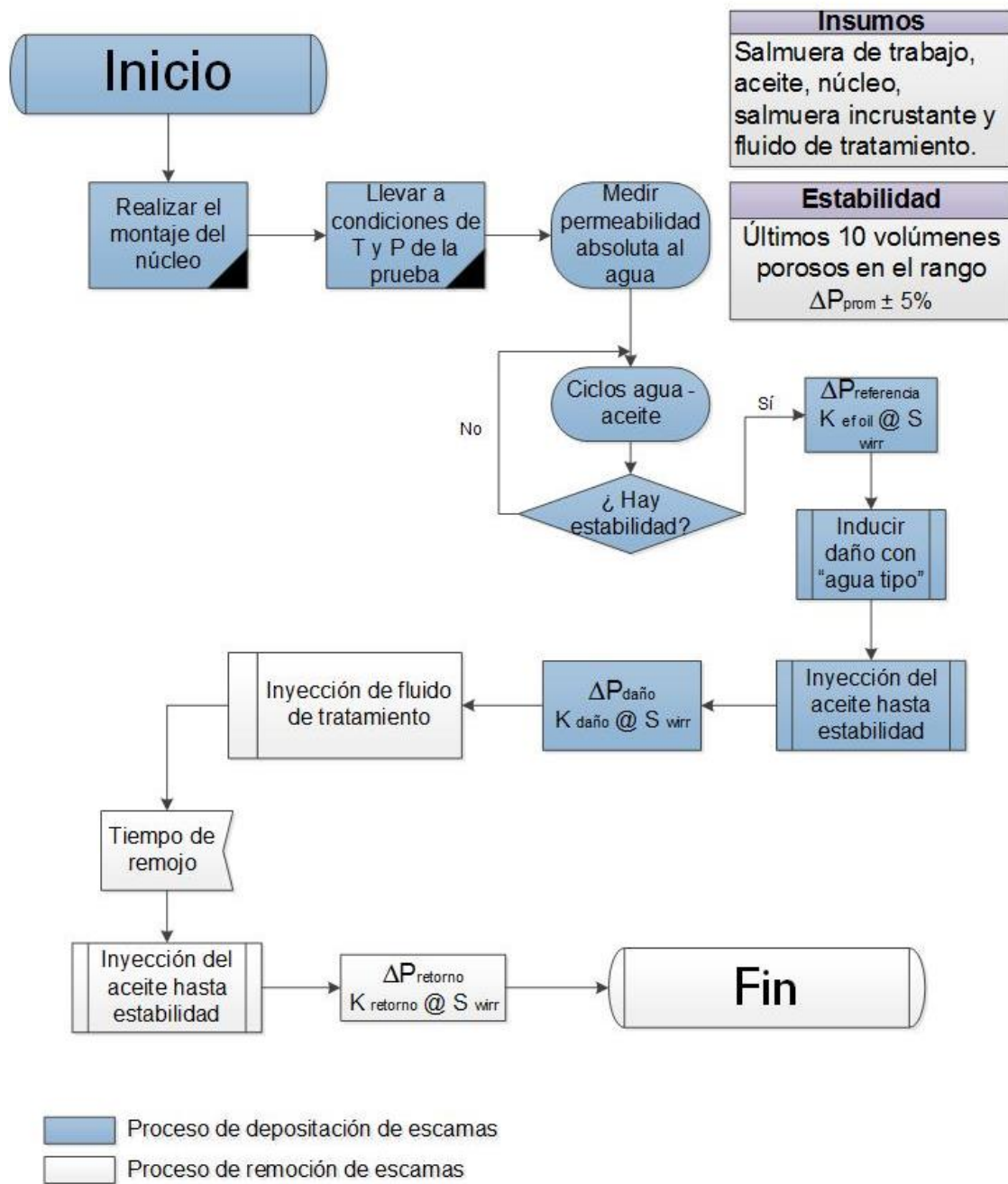
### 2.4.2. Interacción roca-fluido.

- Se recargan los cilindros con aceite y salmuera de trabajo, luego se ubica el *coreholder* dentro del equipo y se procede a conectar las líneas. Posteriormente, se realiza una verificación de fugas mediante el desplazamiento de salmuera de trabajo a través de las líneas a un caudal muy bajo. A continuación, se programa el equipo a las condiciones del experimento y se da inicio a la prueba.
- Inicialmente se inyecta salmuera de trabajo con el fin de determinar la permeabilidad absoluta de la muestra. Este proceso consiste en realizar la inyección del fluido registrando valores de  $\Delta P$  cada volumen poroso. El ciclo termina cuando los 10 últimos datos de  $\Delta P$  no se encuentran en un rango mayor a  $\pm 5\%$ .

- Siguiendo la misma metodología usada para la medición de la permeabilidad absoluta, se inician ciclos alternados de aceite y salmuera de trabajo con el fin de llevar el *plug* a condiciones de yacimiento ( $S_{wirr}$ ). En el momento en que los dos últimos ciclos tanto de salmuera como de aceite presenten una variación en el  $\Delta P_{prom.}$  menor al 5%, se procede a la inducción del daño.
- La inducción del daño consiste en inyectar salmuera aniónica y catiónica que al reaccionar entre sí, generen el mineral que causará el daño al *plug*. Esta fase de la prueba se da por terminada luego de haber inyectado un total de 100 volúmenes porosos o cuando se alcance una reducción en la permeabilidad del 60%.
- Se realiza la toma de efluentes cada 5 volúmenes porosos y se preserva la muestra agregando 2 gotas de ácido nítrico concentrado.
- Con el objetivo de determinar la severidad del daño, se inyecta un ciclo de aceite y un ciclo de agua y así calcular la  $K_{efectiva}$  a condiciones de  $S_{wirr}$  y  $S_{or}$ . Estos ciclos se llevan a cabo bajo los mismos criterios de parada de los ciclos previos.
- Se finaliza prueba y se efectúa la limpieza del equipo.

En la figura 8 se puede observar el proceso completo de una prueba de desplazamiento para la determinación de la depositación y remoción de escamas. Sin embargo, para el presente proyecto sólo se tendrá en cuenta el procedimiento de depositación.

Figura 8. Procedimiento pruebas de desplazamiento.



## 2.5. MATRIZ EXPERIMENTAL

En este proyecto se ha desarrollado una matriz experimental con base en los criterios descritos a lo largo del capítulo 2. Dicha matriz se puede observar en la tabla 7. Dentro de los parámetros que serán tenidos en cuenta y no cambiarán a lo largo de los experimentos se encuentran:

- Presión de confinamiento: 1400 psi.
- Contrapresión: 400 psi.
- Salmuera de trabajo: NaCl con 5500 ppm de Cl<sup>-</sup>.
- Aceite mineral: Klearol.

**Tabla 7. Matriz experimental.**

Experimento	Ba <sup>+2</sup> (ppm)	Caudal (cc/min)	Temperatura (°F)
1	200	5	200
2	100	5	100
3	200	3	200
4	100	3	100
5	150	4	150
6	150	4	150

### 3. RESULTADOS EXPERIMENTALES

A partir de los procedimientos descritos en el capítulo 2, los resultados obtenidos son:

#### 3.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS

La cantidad total removida luego de la disolución de las muestras con ácido clorhídrico se presenta en la tabla 8.

**Tabla 8. Remoción con ácido clorhídrico.**

Berea	Peso (g)		Cantidad Removida	
	antes ácido	después ácido	(g)	%
BS-29	175,0620	170,4224	4,6396	2,65
BS-30	163,5224	159,0229	4,4995	2,75
BS-31	166,3090	161,9230	4,3860	2,64
BS-32	174,6055	170,3289	4,2766	2,45
BS-33	176,1927	171,4287	4,7640	2,70
BS-34	167,5243	163,4979	4,0264	2,40

A continuación, en la tabla 9 se muestra la caracterización petrofísica de cada *plug* donde se evidencia que la permeabilidad hallada se encuentra en el rango de permeabilidad media (150-321 mD).

**Tabla 9. Caracterización petrofísica.**

<b>Muestra</b>	<b>K[n2] (mD)</b>	<b>Φ (%)</b>	<b>Vp (cc)</b>
BS-29	218,592	21,642	17,922
BS-30	237,666	21,810	16,963
BS-31	259,184	22,024	17,457
BS-32	275,991	22,233	18,627
BS-33	218,452	21,281	17,748
BS-34	202,834	21,201	16,753

Adicionalmente en el anexo A se encuentra una caracterización petrofísica completa de las muestras arrojada por el equipo *keyphi*.

### **3.2. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS**

A continuación, se describirá los resultados obtenidos en la caracterización de cada uno de los fluidos.

**3.2.1. Salmuera de trabajo.** La salmuera de trabajo utilizada es una solución de cloruro de sodio (NaCl), con una concentración de cloro de 5500 ppm. Este valor es seleccionado mediante un análisis elaborado a las aguas de formación de campos colombianos operados por ECOPETROL, evidenciando que dicho valor corresponde a la concentración promedio de cloro presente en estas aguas.

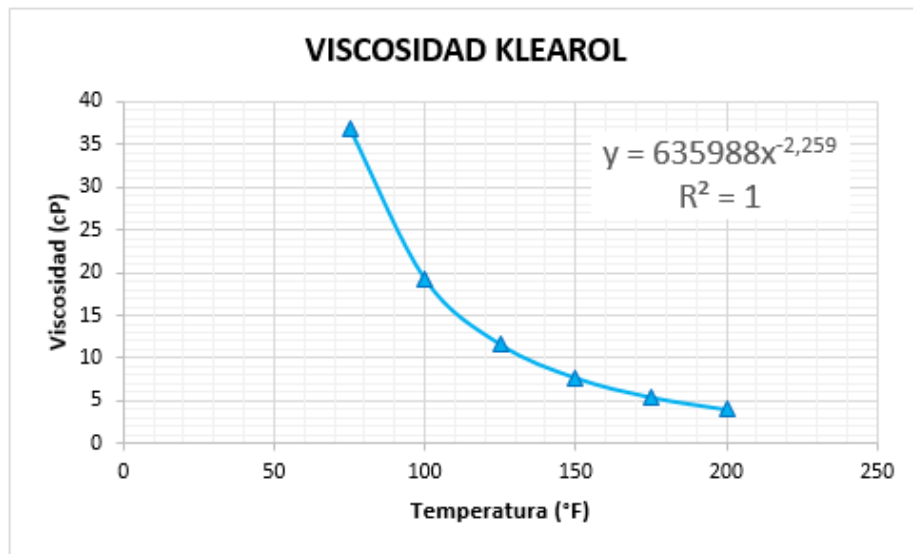
Las propiedades obtenidas luego de la elaboración de la salmuera se observan en la tabla 10.

**Tabla 10. Caracterización de la salmuera de trabajo.**

Na [ppm]	Cl [ppm]	pH	P [g/cc]	Conductiv. [μS/cm]	Viscosidad (cP)		
					@100 °F	@150 °F	@200 °F
3566,12	5500	6,39	1,01	25,02	0,57	0,44	0,31

**3.2.2. Aceite mineral.** El aceite seleccionado para el desarrollo de los experimentos es aceite Klearol, fluido caracterizado por ser inerte. De esta manera se busca evitar reacciones entre este y otros fluidos presentes en el proceso. La figura 9 muestra una correlación donde se puede determinar la viscosidad del aceite a distintas temperaturas.

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



En la tabla 11 se observan las propiedades del aceite medidas en el laboratorio.

**Tabla 11. Caracterización del aceite Klearol.**

API	$\rho$ [g/cc]	Conductiv. [μS/cm]	Viscosidad (cP)		
			@100 °F	@150 °F	@200 °F
36,9	0,84	25,02	19,3	7,69	4,03

**3.2.3 Salmueras con tendencia incrustante.** La tabla 12 contiene la caracterización de las salmueras con tendencia incrustante realizada en el laboratorio.

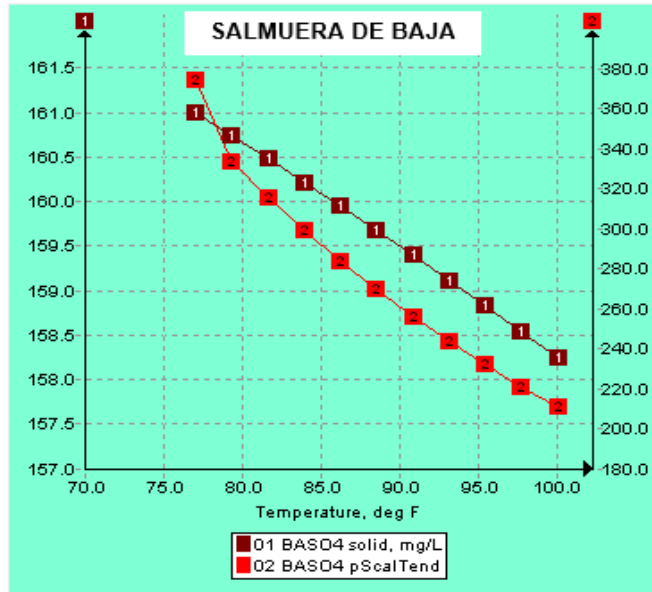
**Tabla 12. Caracterización de las salmueras con tendencia incrustante.**

Salmuera	Catiónica			Aniónica		
	pH	$\rho$ [g/cc)	Conductiv. [mS/cm]	pH	$\rho$ [g/cc)	Conductiv. [mS/cm]
Baja	5,569	1,0953	15,94	5,782	1,0044	15,78
Media	5,649	1,0497	15,47	6,057	1,0492	15,53
Alta	6,130	1,0040	15,81	6,333	1,0941	15,91

Con el fin de realizar una predicción de la tendencia a formar incrustaciones de escamas de sulfato de bario bajo las condiciones establecidas para cada experimento, se realiza una simulación con el software *OLI ScaleChem*. Este software permite calcular la cantidad de escama que puede formarse y disminuye la incertidumbre a la hora de iniciar cada prueba.

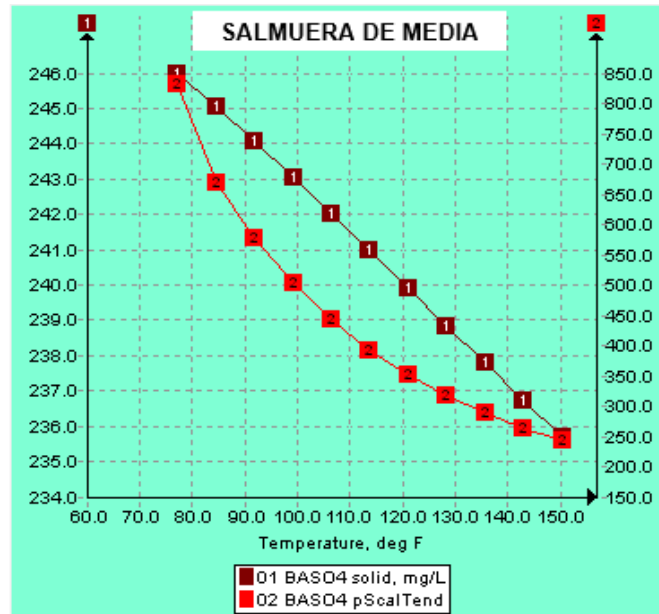
Inicialmente se realiza la simulación correspondiente a la salmuera con baja tendencia incrustante (100 ppm de  $Ba^{+2}$ ) desde las condiciones ambiente hasta las condiciones de fondo. Luego de la corrida se pudo establecer que bajo las condiciones experimentales se obtiene una tendencia de saturación (ST) de 210,4438 que da lugar a un índice de saturación de 2,3231; de esta manera, se puede observar una concentración máxima depositada de 158,2 ppm de sulfato de bario. Dichos resultados indican que en teoría debería presentarse depositación en el medio poroso. La figura 10 representa el escenario descrito anteriormente.

Figura 10. Tendencia incrustante de la salmuera de baja.



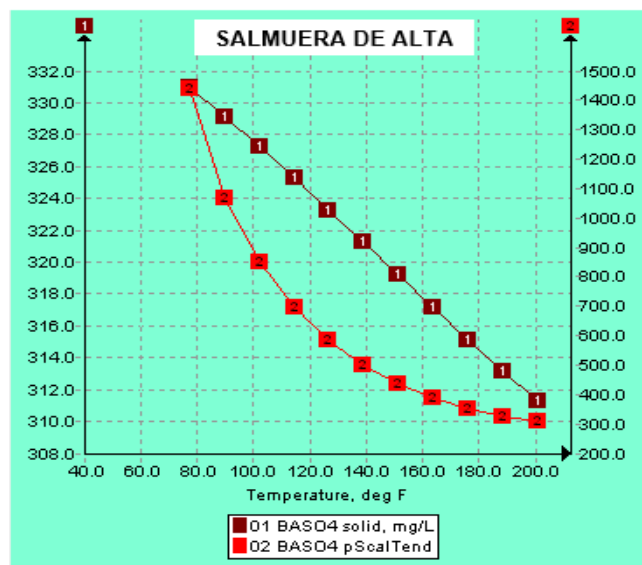
Posteriormente se realiza a la salmuera con tendencia incrustante media (150ppm de  $Ba^{+2}$ ) el mismo procedimiento explicado anteriormente. Con esta salmuera se obtiene una tendencia de formación de 242,6910 y un índice de saturación de 2,3851 con una concentración máxima depositada de 235,7 ppm de sulfato de bario. La figura 11 representa el escenario descrito anteriormente.

Figura 11. Tendencia incrustante de la salmuera de media.



Finalmente, el comportamiento referente a la salmuera de alta (200 ppm de Ba<sup>+2</sup>) presenta una tendencia de formación de 306,5808 con un índice de saturación de 2,4865 y una concentración máxima depositada de 311,2 ppm de sulfato de bario. La figura 12 representa el escenario descrito anteriormente.

Figura 12. Tendencia incrustante de la salmuera de alta.



### 3.3. SATURACIÓN DE LAS MUESTRAS

Con el objetivo principal de verificar la efectividad de la saturación de las muestras previa a las pruebas de desplazamiento se hace la comparación entre el volumen poroso medido en el *keyphi* y el volumen saturado. Esta comparación se muestra en la tabla 13.

**Tabla 13. Saturación de las muestras.**

Berea	Peso de la muestra		Volumen poroso		Error (%)
	Seca (g)	Saturada (g)	Al aire (cc)	Saturado (cc)	
BS-29	170,4224	188,6211	17,9220	18,0185	0,5356
BS-30	159,0229	175,9512	16,9630	16,7607	1,2070
BS-31	161,9230	179,2586	17,4570	17,1640	1,7073
BS-32	170,3289	189,2454	18,6270	18,7292	0,5457
BS-33	171,4287	189,4669	17,7480	17,8596	0,6249
BS-34	163,4979	180,3440	16,7530	16,6793	0,4418

Como se puede observar en la tabla 13 ningún porcentaje de error supera el 5% evidenciando una correcta saturación de todas las muestras.

### 3.4. PRUEBA DE TASA CRÍTICA

Para el presente estudio la prueba de tasa crítica se realiza con el fin de asegurar que para el caudal máximo seleccionado para los experimentos (5 cc/min), no se genere migración de finos en las muestras.

Se decide iniciar con un caudal de 1 cc/min y aumentarlo progresivamente hasta llegar al caudal máximo. La tabla 6 muestra los diferentes valores de permeabilidades calculadas a partir de los diferenciales de presión promedio ( $\Delta P_{prom.}$ ) obtenidos en la prueba de tasa crítica. También se puede evidenciar que

con los caudales utilizados durante la prueba no se presentó migración de finos. Esto se puede inferir ya que la diferencia de la permeabilidad para cada caudal con respecto a la permeabilidad de referencia correspondiente al caudal más bajo no superó en ningún caso el 5%.

**Tabla 14. Prueba de tasa crítica.**

Q (cc/min)	$\Delta P_{prom}$ (psi)	$K_{abs}$ (mD)	Diferencia (%)
1,00	0,58	117,09	0,000
1,50	0,87	117,23	0,115
2,00	1,15	118,22	0,948
3,00	1,71	119,15	1,724
4,00	2,38	114,19	2,543
5,00	2,92	116,13	0,828

El anexo B contiene los diferenciales de presión correspondientes a cada tasa analizada durante la prueba, así como las gráficas que evidencian la estabilización para cada una de estas.

### 3.5. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

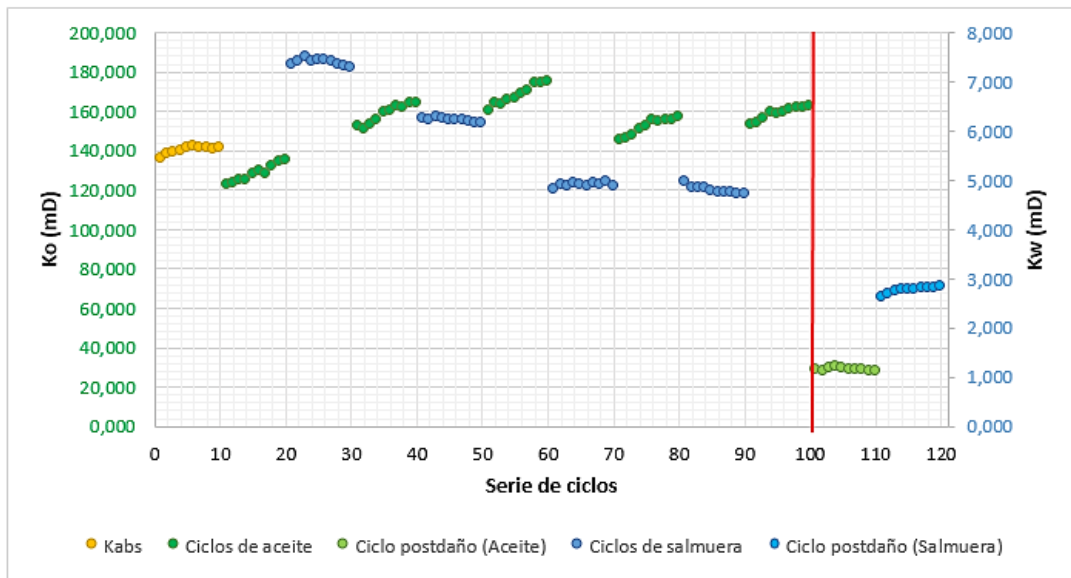
A partir de las características propias de cada experimento, las pruebas de desplazamiento buscan evidenciar los cambios en la permeabilidad ocasionados por la depositación de escamas de  $BaSO_4$ , así como la cantidad depositada en el medio poroso. A continuación, serán descritos los resultados obtenidos en una de las 6 pruebas (experimento 6) realizadas en el laboratorio para el desarrollo de este proyecto.

El experimento 6 fue elegido teniendo en cuenta que es el experimento con mayor número de ciclos realizados hasta obtener la estabilización. De esta manera se

puede evidenciar la necesidad de hacer cuantos ciclos sean necesarios hasta conseguir una variación entre los diferenciales de presión promedio de los dos últimos ciclos tanto de salmuera como de aceite inferior al 5%.

Este experimento se realizó con salmuera de tendencia incrustante media (150 ppm de  $Ba^{+2}$ ), bajo condiciones de caudal y temperatura de 4 cc/min y 150°F respectivamente. La figura 13 muestra las permeabilidades efectivas de todos los ciclos llevados a cabo a lo largo de la prueba. Adicionalmente la tabla 15 muestra los valores de permeabilidad obtenidos una vez desarrollada la prueba, donde se evidencia una reducción en la permeabilidad efectiva del aceite de 81,83% y del agua del 42,43%.

**Figura 13. Permeabilidades del experimento 6.**



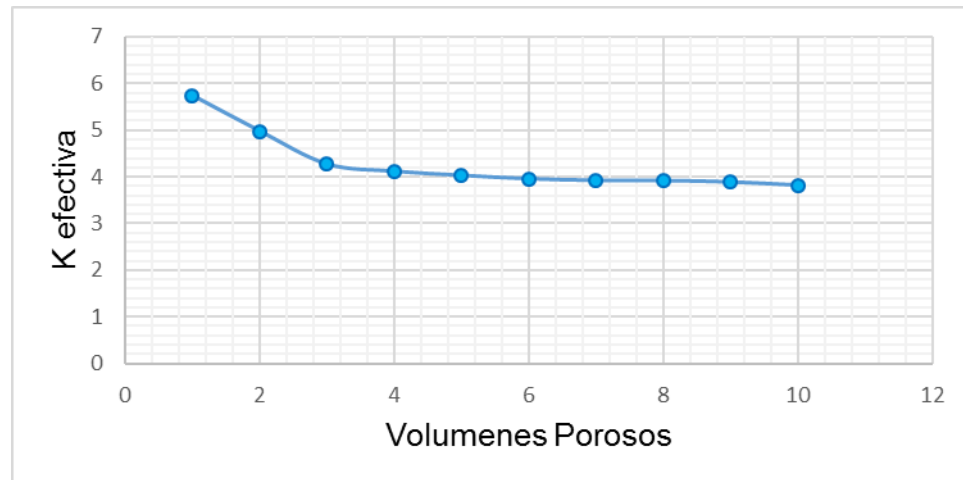
**Tabla 15. Reducción de las permeabilidades efectivas del experimento 6.**

Kabs (mD)	Antes del daño		Después del daño		Reducción de la permeabilidad	
	$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)	$K_o$ (mD)	$K_w$ (mD)	Aceite (%)	Salmuera (%)
140,178	158,645	4,799	28,824	2,762	81,831	42,434

Los resultados concernientes a cada una de las pruebas llevadas a cabo se encuentran en el anexo C.

Por otra parte, la figura 14 representa la variación de la permeabilidad efectiva bajo condiciones de saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) en el experimento 6. En esta se observa la reducción de dicha permeabilidad a medida que se inyectan los primeros 10 volúmenes poroso de salmuera con tendencia incrustante en la etapa de inducción del daño.

**Figura 14. Comportamiento de la permeabilidad efectiva en la inducción del daño del experimento 6.**



Adicionalmente se realiza un análisis químico a los efluentes tomados en el equipo a lo largo de la inducción del daño con el fin de evaluar el comportamiento de la concentración de bario y determinar la cantidad de  $BaSO_4$  depositada luego de la inyección de las salmueras de tendencia incrustante. La concentración de bario correspondiente a cada volumen poroso inyectado se determinó con ayuda del espectrofotómetro HACH 6000, que se basa en la comparación de la radiación absorbida o transmitida por una solución que contiene una cantidad desconocida de soluto y una que contiene una cantidad conocida de la misma sustancia.

Para el experimento 6 se pudo determinar que la cantidad promedio de sulfato de bario depositada en la muestra para cada volumen poroso en la fase de inducción del daño fue de 229.13 ppm. Teniendo en cuenta y realizando una comparación entre dicha cantidad obtenida experimentalmente y la calculada por el software *ScaleChem* correspondiente a la salmuera de media propia para este experimento (235,7ppm), se puede observar que el margen de error es muy bajo. Validando así la simulación elaborada por dicho software.

Realizando un balance de masa con los resultados obtenidos en el análisis de los efluentes se puede determinar la cantidad de bario depositada en cada uno de los volúmenes porosos, así como, el sulfato de bario depositado una vez finalizado cada uno de los experimentos. Estos resultados se pueden observar en el anexo D.

## 4. CORRELACIÓN EXPERIMENTAL

Las pruebas realizadas en el laboratorio determinan la variación en la permeabilidad de cada una de los experimentos una vez la salmuera con tendencia incrustante entra en contacto con el medio poroso. Para validar los resultados se construye una correlación con ayuda del software *Statgraphics Centurion XVI* que permite determinar el porcentaje de daño a la formación a medida que esta salmuera atraviesa el *plug*.

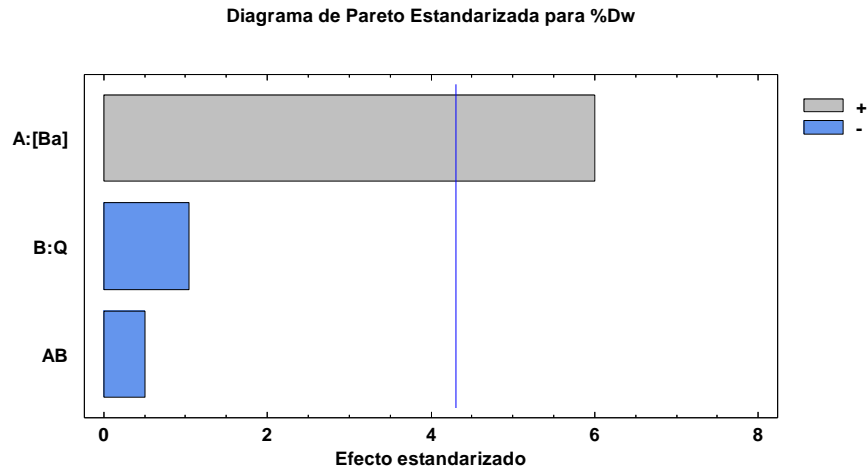
### 4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

El análisis estadístico se realiza con el fin de determinar cuáles son las variables que más afectan la depositación de la escama a medida que esta se forma en el medio poroso. Estos efectos los podemos observar en el diagrama de Pareto, el cual tiene un nivel estadísticamente significativo de un 95% de confianza. En el presente trabajo se determinará una correlación que represente el porcentaje de disminución en la permeabilidad al agua representada como  $\%D_w$ .

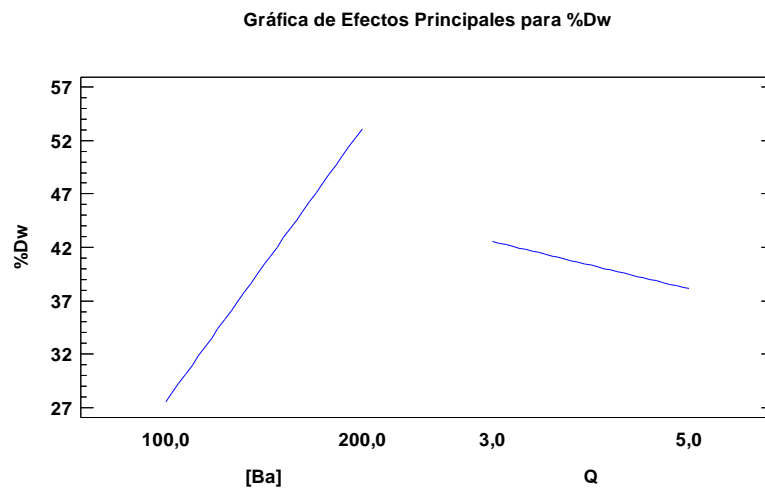
**4.1.1 Porcentaje de disminución de la permeabilidad al agua.** En la figura 15 (a) se puede observar el diagrama de Pareto correspondiente a la disminución de la permeabilidad efectiva del agua, en la cual se puede evidenciar la concentración de bario como la variable que más afecta el proceso de formación de depósitos de escamas de sulfato de bario. Adicionalmente, la figura 15 (b) muestra el comportamiento de los efectos principales donde a medida que la pendiente aumenta, el impacto sobre el proceso de depositación de la escama es mucho mayor. Es decir, con un pequeño cambio en la concentración de bario en las salmueras ocurre una variación considerable en el porcentaje de reducción de la

permeabilidad, caso contrario al comportamiento presentado por el caudal que cuanto menor sea, mayor será la reducción de la permeabilidad y por tanto mayor será la formación de depósitos.

**Figura 15. Influencia de las variables en la reducción del %Dw.**



**(a) Diagrama de Pareto.**



**(b) Grafica de efectos principales**

Realizando el análisis estadístico de la tabla ANOVA (Tabla 16), se pudo establecer que el único *Valor-P* menor al 0,05 fue el correspondiente a la concentración de bario, comprobando así, la preponderancia que tiene este factor comparado con el caudal.

**Tabla 16. ANOVA para %Dw.**

Análisis de Varianza para %Dw					
Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:[Ba]	651,946	1	651,946	36,04	0,0266
B:Q	19,4877	1	19,4877	1,08	0,4083
AB	4,59909	1	4,59909	0,25	0,6642
Error total	36,1814	2	18,0907		
Total (corr.)	712,214	5			

Finalmente, la correlación obtenida mediante el software partiendo de los datos de las pruebas experimentales se muestra en la ecuación 4. Dicha correlación presenta un R-cuadrado cercano al 95% evidenciando la aplicabilidad del modelo.

$$\%D_w = -2,01648 + 0,341114 * [Ba^{+2}] + 1,00958 * Q - 0,0214455 * [Ba^{+2}] * Q$$

**Ec. 4**

Donde:

%Dw Reducción de la permeabilidad efectiva al agua.

[Ba<sup>+2</sup>] Concentración de bario (ppm)

Q Caudal (cc/min)

**4.1.2 Porcentaje de disminución de la permeabilidad al aceite.** Así mismo, se realiza el procedimiento para determinar la correlación para el porcentaje de reducción de permeabilidad efectiva al aceite (%Do) evidenciado en la ecuación 5.

$$\%Do = 163,523 - 0,569251 * [Ba^{+2}] - 22,5265 * Q + 0,125892 * Q * [Ba^{+2}] \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

%Do Reducción de la permeabilidad efectiva al aceite.

[Ba<sup>+2</sup>] Concentración de bario (ppm)

Q Caudal (cc/min)

#### 4.2 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES

Para la validación de dichas correlaciones se realiza una prueba adicional bajo las mismas condiciones del experimento 2 (concentración de Ba<sup>+2</sup> de 100 ppm, caudal de 5 cc/min y temperatura de 100°F). Posteriormente, se hizo una comparación entre los porcentajes de reducción de permeabilidad obtenidos con los datos de esta prueba y el calculado mediante las correlaciones generadas previamente en el *StatGraphics Centurion*. Esta comparación se puede observar en la tabla 17.

**Tabla 17. Validación de las correlaciones experimentales.**

	Experimento (%)	Statgraphics (%)	Diferencia (%)
%Dw	27,62	26,42	4,34
%Do	58,85	56,91	3,29

## 5. CONCLUSIONES

- La variable más influyente en el proceso de formación de depósitos de escamas de  $\text{BaSO}_4$  es la concentración de bario, ya que el efecto causado por esta es mucho mayor, en comparación al generado por la variación del caudal.
- Con el análisis de los datos obtenidos en las pruebas realizadas se pudo determinar que los experimentos en los cuales hubo una mayor formación de depósitos son aquellos que tienen las mayores concentraciones de bario; como lo son el experimento 1 y el 3, que presentaron una masa depositada de  $\text{BaSO}_4$  de 299,46 mg y 295,81 mg respectivamente.
- Se pudo observar que a medida que aumenta la velocidad de flujo, el efecto de deposición de la escama de sulfato de bario en el medio poroso es menor.
- Se construyeron correlaciones a partir de los datos obtenidos experimentalmente con las cuales se busca determinar el porcentaje de reducción de la permeabilidad efectiva al agua y al aceite en el medio poroso.
- Las correlaciones obtenidas a lo largo de las investigaciones de este proyecto son aplicables para los rangos de concentración de  $\text{Ba}^{+2}$  entre 100ppm y 200ppm, caudales entre 3cc/min y 5cc/min y temperaturas entre 100°F y 200°F.

## 6. RECOMENDACIONES

- Se sugiere realizar una nueva investigación implementando un diseño factorial  $2^3$  con un punto central, con el fin de incluir la temperatura como variable para obtener una correlación más completa.
- Realizar pruebas experimentales con caudales inferiores a 3 cc/min, para corroborar que a menor tasa de flujo mayor será la formación de esta escama en el medio poroso.
- Evaluar la morfología y microestructura de los cristales de sulfato de bario formados en el medio poroso mediante la técnica microscopía electrónica de barrido (SEM).
- Determinar las concentraciones de bario de los efluentes en el espectrofotómetro de emisión con plasma de acoplamiento inductivo, con el objetivo de compararlos con los resultados obtenidos en el espectrofotómetro HACH 6000.

## BIBLIOGRAFIA

ABDOU, M., CARNEGIE, A., McCARTY, J., O'KEEFE, M., RAGHURAMAN, B., WEI, W. and GANG, C. (2011) "Valor del agua de formación". Schlumberger, Volumen 23, no. 1.

ACHURY, D. y MARTINEZ, R, 2013. "Modelamiento de la Depositacion de Escamas de Carbonato de Calcio en el Wellbore". Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

AMIRI M. and MOGHADASI J., 2010. "Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software". Asian Journal of Scientific Research, 3: 230-239. Recuperado de: <http://scialert.net/fulltext/?doi=ajsr.2010.230.239&org=11>

BENNION, B. "Formation Damage-The Impairment of the Invisible, by the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable!" Journal of Canadian Petroleum Technology, February 1999, Volumen 38, pág. 11-17.

BENNION, D. B. y THOMAS, F. "Water Quality Considerations Resultin in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells.PET-SOC". 2000-067, 2000.

BEZERRA, M.C.M. ROSARIO, F.F. ROCHA, A.A. SOMBRA, C.L. (Mayo, 2004) "Assessment of Scaling Tendency of Campos Basin Fields Based on The

Characterization of Formation Waters”. Paper SPE 87452. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/>

CARRIGAN, W.J. NASR-EL-DIN, H.A. AL-SHARIDI, S.H. CLARK, I.D. (Febrero, 1997) “Geochemical Characterization of Injected and Produced Water from Paleozoic Oil Reservoirs in Central Saudi Arabia”. Paper SPE 37270.

CIVAN, Faruk. “Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation”, 2000.

CRABTREE, M. 1999. “Lucha contra las incrustaciones - remoción y prevención. Oilfield review, volume 11 (3), pagina 32.

DE ALMEIDA, J. “Estudo Da Formação De Depósitos Inorgânicos Em Campos Petrolíferos”. Tesis de Maestría. São Cristóvão, 2012.

GOLAN, M and WHITSON, C., “Well Performance”, Prentice Hall, Segunda edición. 1991. Pág. 127.

GOMEZ, R. y RUEDA, O., “Determinación del umbral de depositación para el sulfato de bario en el medio poroso”, Tesis de pregrado. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímica. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016 pag. 18.

GUIMARAES, Z. FRANCA, A.B. DUQUE, L.H. (2007) “Case Histories of Barium Sulfate Scale Removal in Offshore Wells, Brazil, Using a New Engineered Combination of Coiled-Tubing Tools”. Paper SPE 107063. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/>

GUTIERREZ, H. y VARA, R. “Análisis y Diseño de Experimentos”. 2 ed. Guanajuato: McGraw-Hill, 2008. Pag. 558.

MANCILLA, R. y MESA, H. “Metodología para el Manejo de Aguas de Producción en un Campo Petrolero”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012. Pag 126.

MARQUES, L.C.C., PEREIRA, A.Z.I., MEIRELLES, R.O. and GONÇALVES, M.A.C., 2001, How PETROBRAS “Has Faced Oilfield Scale Problems: Evolution of Concepts and Lessons Learned in Campos Basin”, Brazil, SPE paper 68327 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, UK, 30-31 January.

MACKAY, E.J. and SORBIE, K.S., 2000, “Brine Mixing in Waterflooded Reservoirs and the Implications for Scale Prevention”, SPE paper 60193 presented at the SPE 2nd International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26-27 January.

MUÑOZ, S. y SANDOVAL, Y: “Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas”. Revista fuentes, el reventón energético. 2008 Vol. 6 (1). Pag. 42.

OSTROFF, A. G. “Introduction to Oilfield Water Technology”, Prentice Hall, 1965.

OLIVEIRA, M.C.K., 1997, “Barium Sulphate Precipitation Study for Reinjection of Produced Water in Petroleum Wells”, In Portuguese, M.Sc. Thesis, Rio de Janeiro Federal University, RJ, Brazil.

PATRICIO, F. M. R. “Modelagem Analítica Para Reinjeção De Água Produzida Com Efeitos Na Incrustação De Sulfato De Bário”, 2006.

SANDENGEN, K. "Scale Precipitation salts creating problems". Norwegian University of Science and Technology (NTNU), octubre de 2012.

## ANEXOS

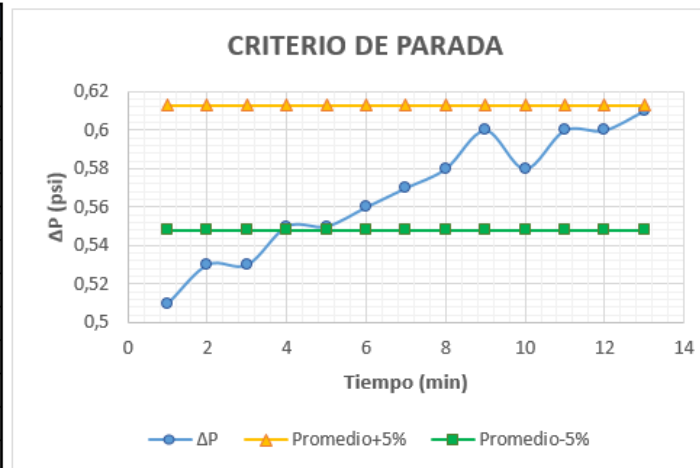
### Anexo A. Caracterización petrofísica medida por el equipo keyphi.

Berea	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso (g)	$K^\infty$ (mD)	K aire (mD)	$\Phi$ (%)	Vp (cc)	$\rho_g$ (g/cc)
BS-29	7,444	3,766	170,4224	204,410	218,592	21,642	17,922	2,626
BS-30	6,973	3,771	159,0229	223,048	237,666	21,810	16,963	2,615
BS-31	7,110	3,770	161,9230	243,722	259,184	22,024	17,457	2,620
BS-32	7,511	3,770	170,3289	259,887	275,991	22,233	18,627	2,614
BS-33	7,485	3,769	171,4287	204,638	218,452	21,281	17,748	2,611
BS-34	7,103	3,766	163,4979	188,383	202,834	21,201	16,753	2,626

## Anexo B. Prueba de tasa crítica.

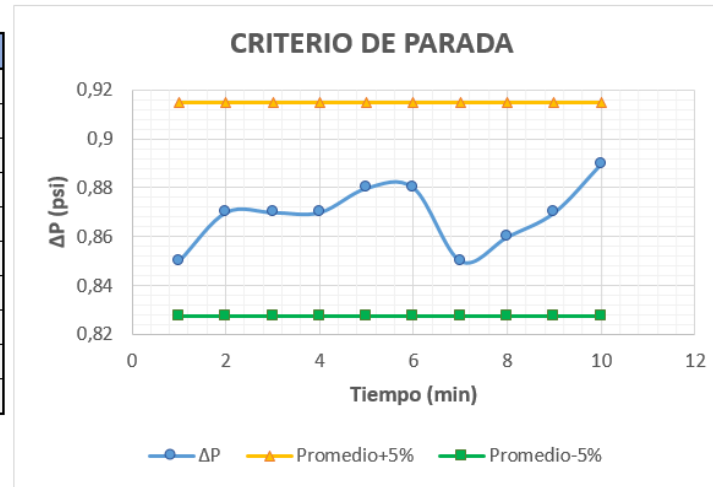
- Caudal de 1 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	0,51	0,61	0,55
2	0,53	0,61	0,55
3	0,53	0,61	0,55
4	0,55	0,61	0,55
5	0,55	0,61	0,55
6	0,56	0,61	0,55
7	0,57	0,61	0,55
8	0,58	0,61	0,55
9	0,6	0,61	0,55
10	0,58	0,61	0,55
11	0,6	0,61	0,55
12	0,6	0,61	0,55
13	0,61	0,61	0,55



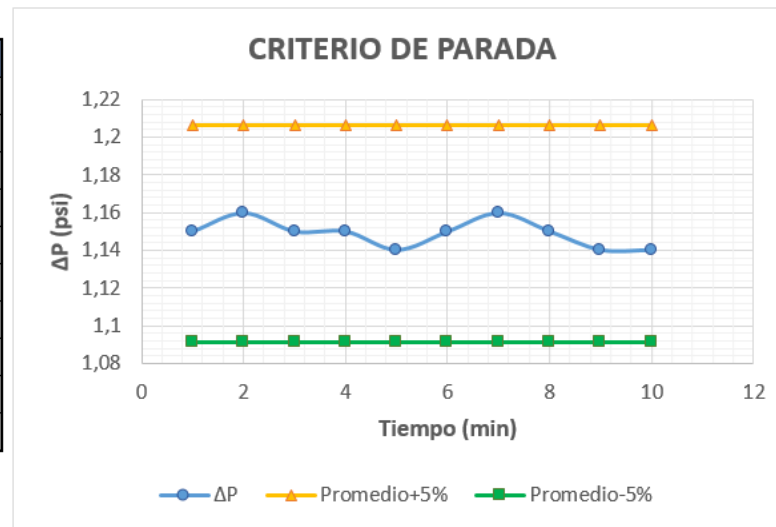
- Caudal de 1,5 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	0,85	0,91	0,83
2	0,87	0,91	0,83
3	0,87	0,91	0,83
4	0,87	0,91	0,83
5	0,88	0,91	0,83
6	0,88	0,91	0,83
7	0,85	0,91	0,83
8	0,86	0,91	0,83
9	0,87	0,91	0,83
10	0,89	0,91	0,83



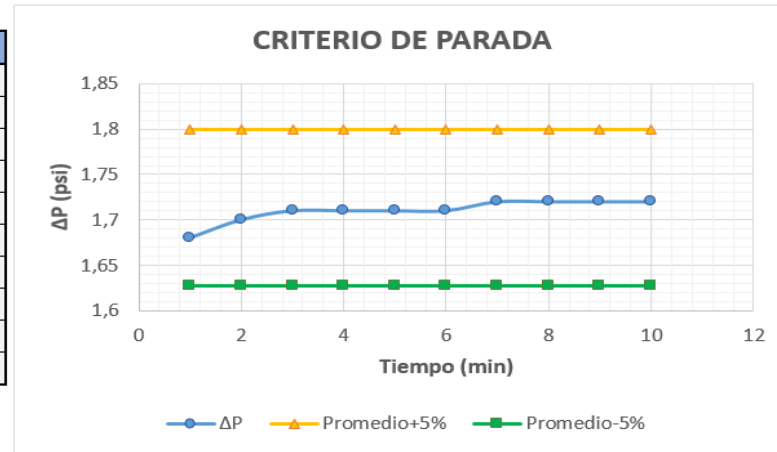
- Caudal de 2 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	1,15	1,21	1,09
2	1,16	1,21	1,09
3	1,15	1,21	1,09
4	1,15	1,21	1,09
5	1,14	1,21	1,09
6	1,15	1,21	1,09
7	1,16	1,21	1,09
8	1,15	1,21	1,09
9	1,14	1,21	1,09
10	1,14	1,21	1,09



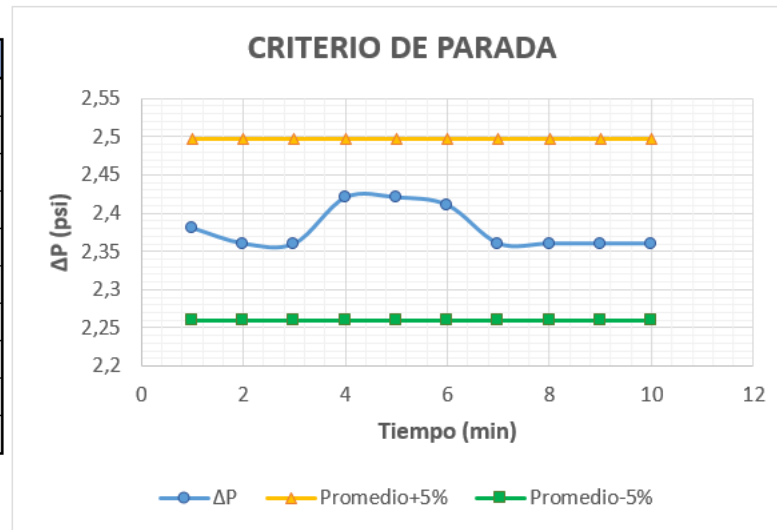
- Caudal de 3 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	1,68	1,80	1,63
2	1,7	1,80	1,63
3	1,71	1,80	1,63
4	1,71	1,80	1,63
5	1,71	1,80	1,63
6	1,71	1,80	1,63
7	1,72	1,80	1,63
8	1,72	1,80	1,63
9	1,72	1,80	1,63
10	1,72	1,80	1,63



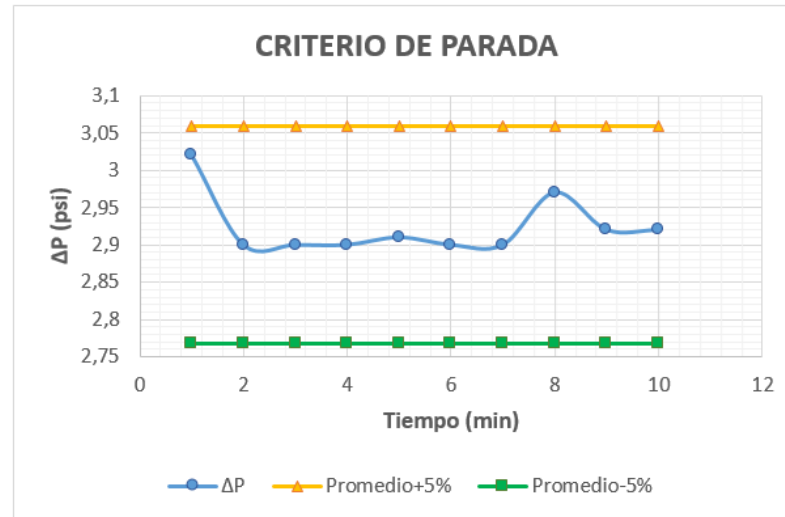
- Caudal de 4 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	2,38	2,50	2,26
2	2,36	2,50	2,26
3	2,36	2,50	2,26
4	2,42	2,50	2,26
5	2,42	2,50	2,26
6	2,41	2,50	2,26
7	2,36	2,50	2,26
8	2,36	2,50	2,26
9	2,36	2,50	2,26
10	2,36	2,50	2,26



- Caudal de 5 cc/min.

Hora	$\Delta P$	Promedio + 5%	Promedio -5%
1	3,02	3,06	2,77
2	2,9	3,06	2,77
3	2,9	3,06	2,77
4	2,9	3,06	2,77
5	2,91	3,06	2,77
6	2,9	3,06	2,77
7	2,9	3,06	2,77
8	2,97	3,06	2,77
9	2,92	3,06	2,77
10	2,92	3,06	2,77



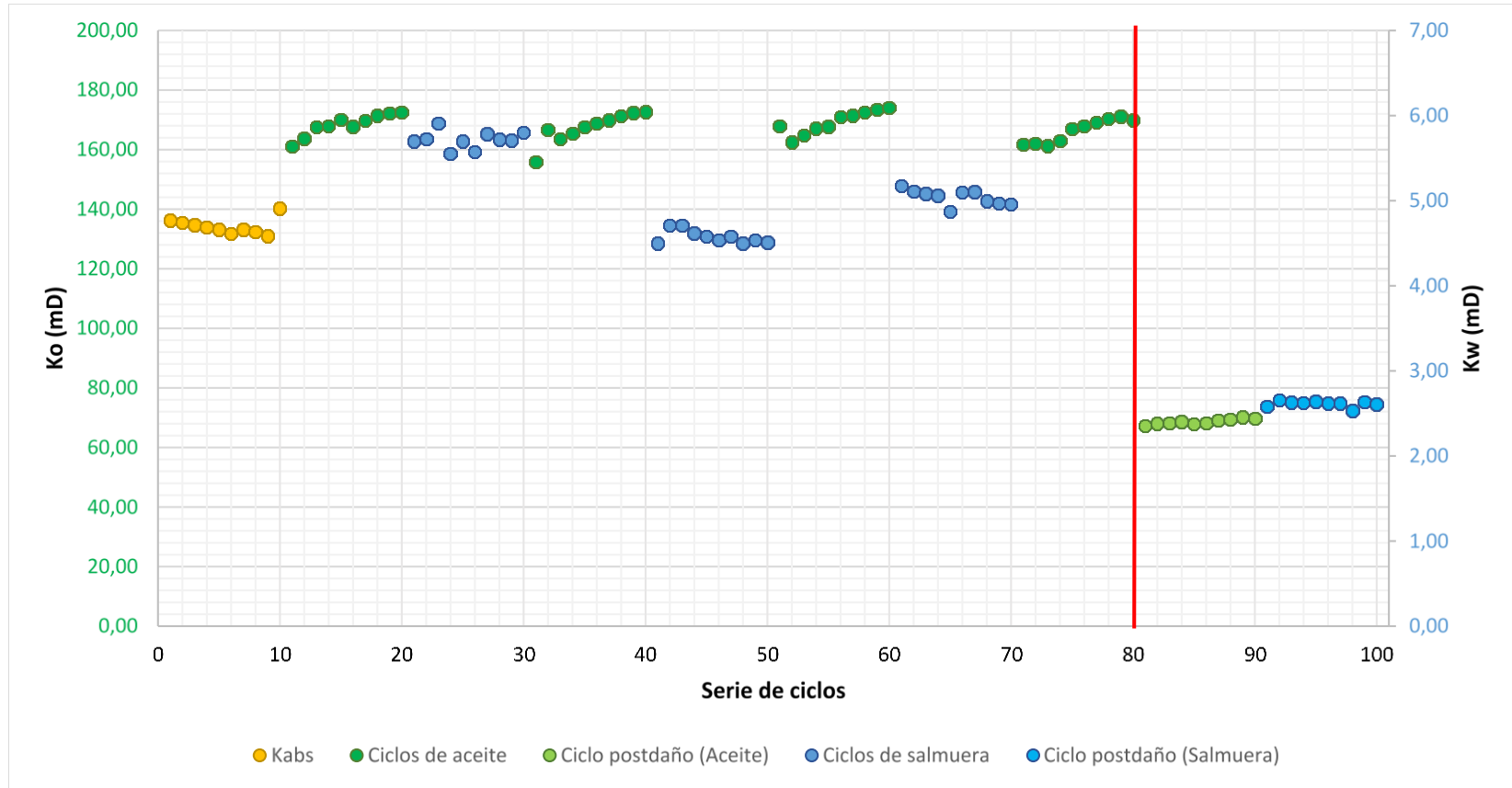
### Anexo C. Resultados experimentales de las pruebas de desplazamiento

- Experimento 1.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)		Ciclo 3 (Aceite)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko
1,74	136,26	19,14	161,03	41,60	5,70	19,77	155,90	52,74	4,50	18,36	167,87
1,75	135,48	18,83	163,68	41,42	5,72	18,50	166,60	50,35	4,71	18,96	162,56
1,76	134,71	18,40	167,51	40,14	5,91	18,84	163,60	50,38	4,71	18,70	164,82
1,77	133,95	18,36	167,87	42,70	5,55	18,63	165,44	51,38	4,61	18,45	167,06
1,78	133,20	18,13	170,00	41,60	5,70	18,39	167,60	51,80	4,58	18,38	167,69
1,80	131,72	18,38	167,69	42,53	5,57	18,26	168,79	52,28	4,54	18,03	170,95
1,78	133,20	18,16	169,72	40,99	5,78	18,14	169,91	51,76	4,58	17,97	171,52
1,79	132,45	17,97	171,52	41,45	5,72	18,00	171,23	52,69	4,50	17,86	172,57
1,81	130,99	17,90	172,19	41,52	5,71	17,89	172,29	52,28	4,54	17,77	173,45
1,69	140,29	17,87	172,48	40,87	5,80	17,85	172,67	52,55	4,51	17,70	174,13
1,77	134,18	18,31	168,30	41,48	5,72	18,43	167,26	51,82	4,58	18,22	169,18

Ciclo 3 (Salmuera)		Ciclo 4 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
45,82	5,17	19,06	161,71	45,87	67,19	91,87	2,58	58,45	50,13
46,41	5,11	19,03	161,96	45,28	68,07	89,27	2,66	57,97	48,01
46,67	5,08	19,11	161,29	45,17	68,24	90,24	2,63	57,69	48,28
46,84	5,06	18,92	162,91	44,96	68,55	90,33	2,62	57,92	48,15
48,68	4,87	18,46	166,97	45,45	67,81	89,85	2,64	59,38	45,82
46,53	5,10	18,36	167,87	45,17	68,24	90,59	2,62	59,35	48,64
46,45	5,10	18,22	169,16	44,63	69,06	90,55	2,62	59,18	48,70
47,45	5,00	18,09	170,38	44,44	69,36	93,67	2,53	59,29	49,34
47,73	4,97	18,01	171,14	43,90	70,21	89,96	2,64	58,97	46,94
47,83	4,96	18,15	169,82	44,25	69,65	90,83	2,61	58,98	47,34
47,04	5,04	18,54	166,24	44,91	68,63	90,72	2,61	58,72	48,14

- Experimento 2.



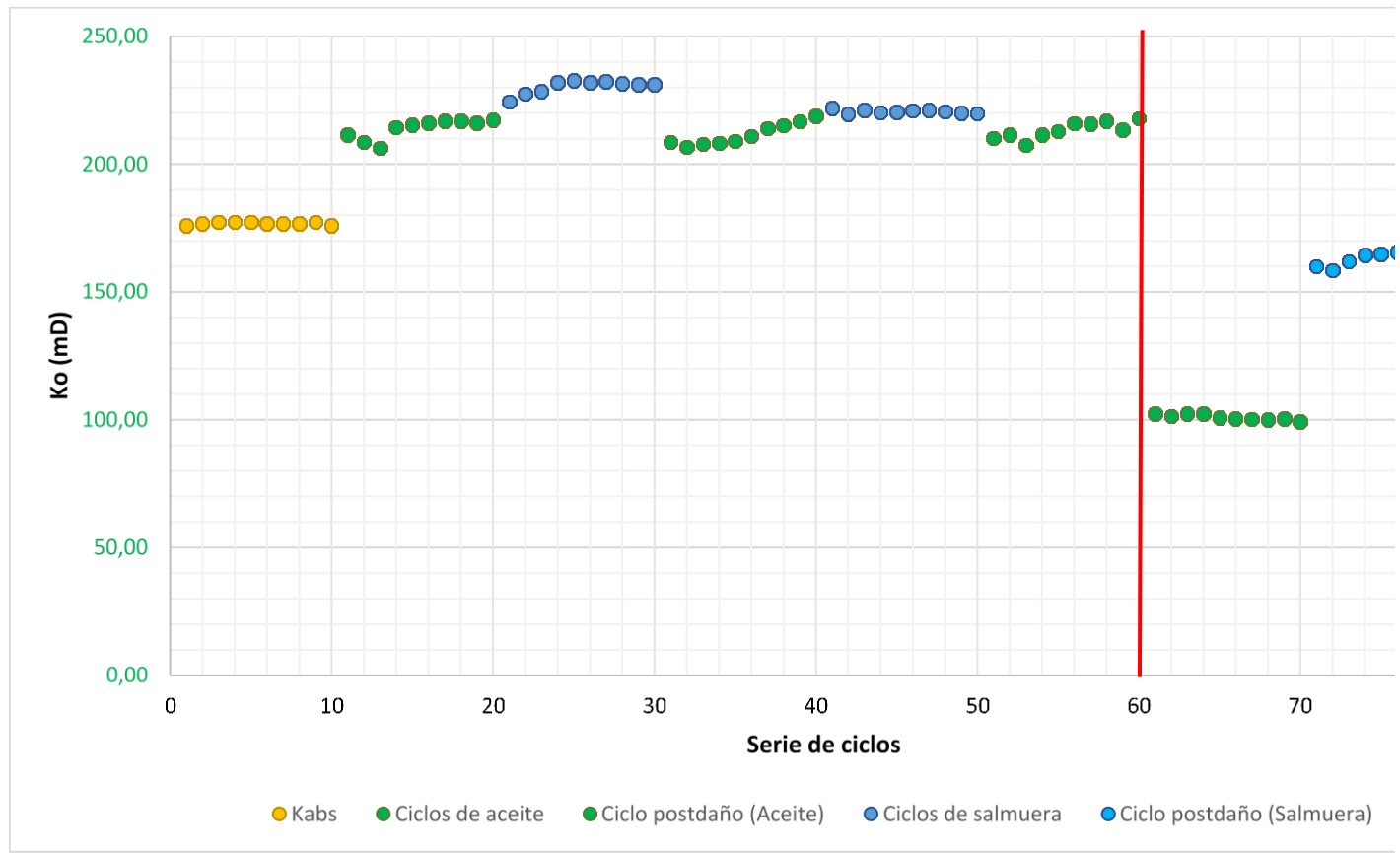
- Experimento 3.



- Experimento 2.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw
2,67	176,06	75,23	211,57	52,38	8,97	76,31	208,58	52,96	8,88
2,66	176,72	76,29	208,63	51,67	9,10	77,03	206,63	53,54	8,78
2,65	177,39	77,14	206,33	51,45	9,14	76,62	207,73	53,14	8,85
2,65	177,39	74,26	214,34	50,66	9,28	76,45	208,20	53,38	8,81
2,65	177,39	73,89	215,41	50,49	9,31	76,13	209,07	53,33	8,81
2,66	176,72	73,67	216,05	50,67	9,28	75,44	210,98	53,20	8,84
2,66	176,72	73,41	216,82	50,59	9,29	74,40	213,93	53,17	8,84
2,66	176,72	73,39	216,88	50,76	9,26	73,96	215,21	53,29	8,82
2,65	177,39	73,67	216,05	50,84	9,25	73,43	216,76	53,42	8,80
2,67	176,06	73,25	217,29	50,85	9,24	72,75	218,78	53,47	8,79
2,66	176,85	74,42	213,88	51,04	9,21	75,25	211,51	53,29	8,82

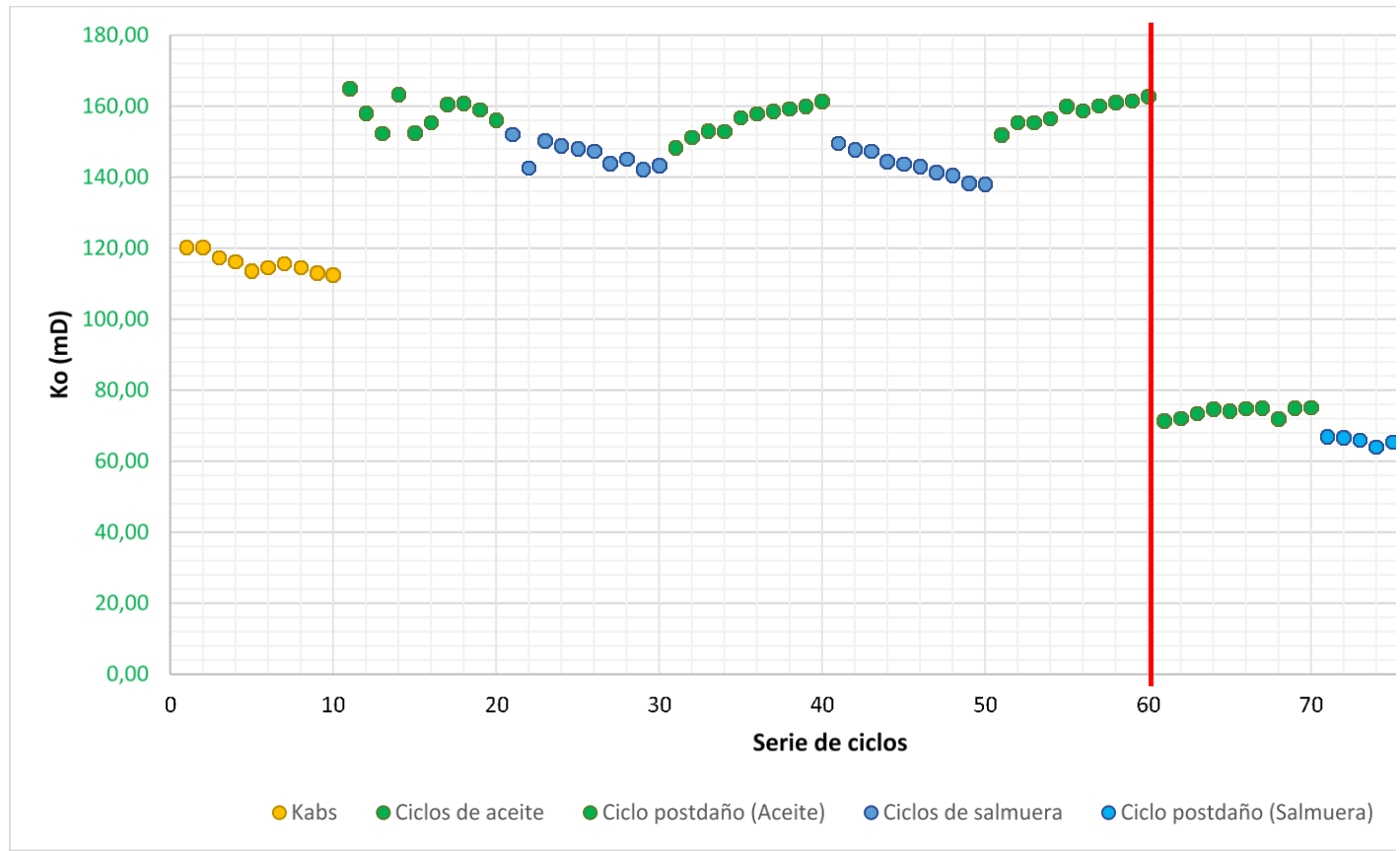
Ciclo 3 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
75,72	210,20	155,55	102,32	73,47	6,40	51,32	27,92
75,24	211,54	157,16	101,28	74,18	6,34	52,13	27,82
76,73	207,44	155,55	102,32	72,56	6,48	50,67	26,76
75,25	211,52	155,55	102,32	71,47	6,58	51,62	25,31
74,74	212,96	157,99	100,74	71,33	6,59	52,69	25,23
73,71	215,94	158,60	100,36	70,96	6,62	53,52	25,03
73,80	215,67	158,89	100,17	69,56	6,76	53,55	23,56
73,37	216,94	159,20	99,98	68,73	6,84	53,91	22,46
74,61	213,33	158,59	100,36	68,00	6,91	52,95	21,44
73,05	217,89	160,42	99,22	67,97	6,92	54,46	21,33
74,62	213,30	157,75	100,90	70,82	6,64	52,70	24,76



- Experimento 3.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw
2,01	120,34	19,06	164,97	35,78	6,76	21,20	148,32	36,37	6,65
2,01	120,34	19,90	158,01	38,14	6,34	20,80	151,17	36,83	6,57
2,06	117,42	20,65	152,27	36,21	6,68	20,55	153,01	36,95	6,55
2,08	116,29	19,25	163,35	36,55	6,62	20,56	152,94	37,66	6,42
2,13	113,56	20,62	152,49	36,76	6,58	20,05	156,83	37,85	6,39
2,11	114,63	20,24	155,36	36,92	6,55	19,92	157,85	38,06	6,36
2,09	115,73	19,58	160,59	37,81	6,40	19,83	158,57	38,48	6,29
2,11	114,63	19,55	160,84	37,49	6,45	19,74	159,29	38,73	6,25
2,14	113,03	19,78	158,97	38,25	6,32	19,66	159,94	39,35	6,15
2,15	112,50	20,15	156,05	37,97	6,37	19,49	161,33	39,42	6,14
2,09	115,79	19,88	158,19	37,19	6,50	20,18	155,82	37,97	6,37

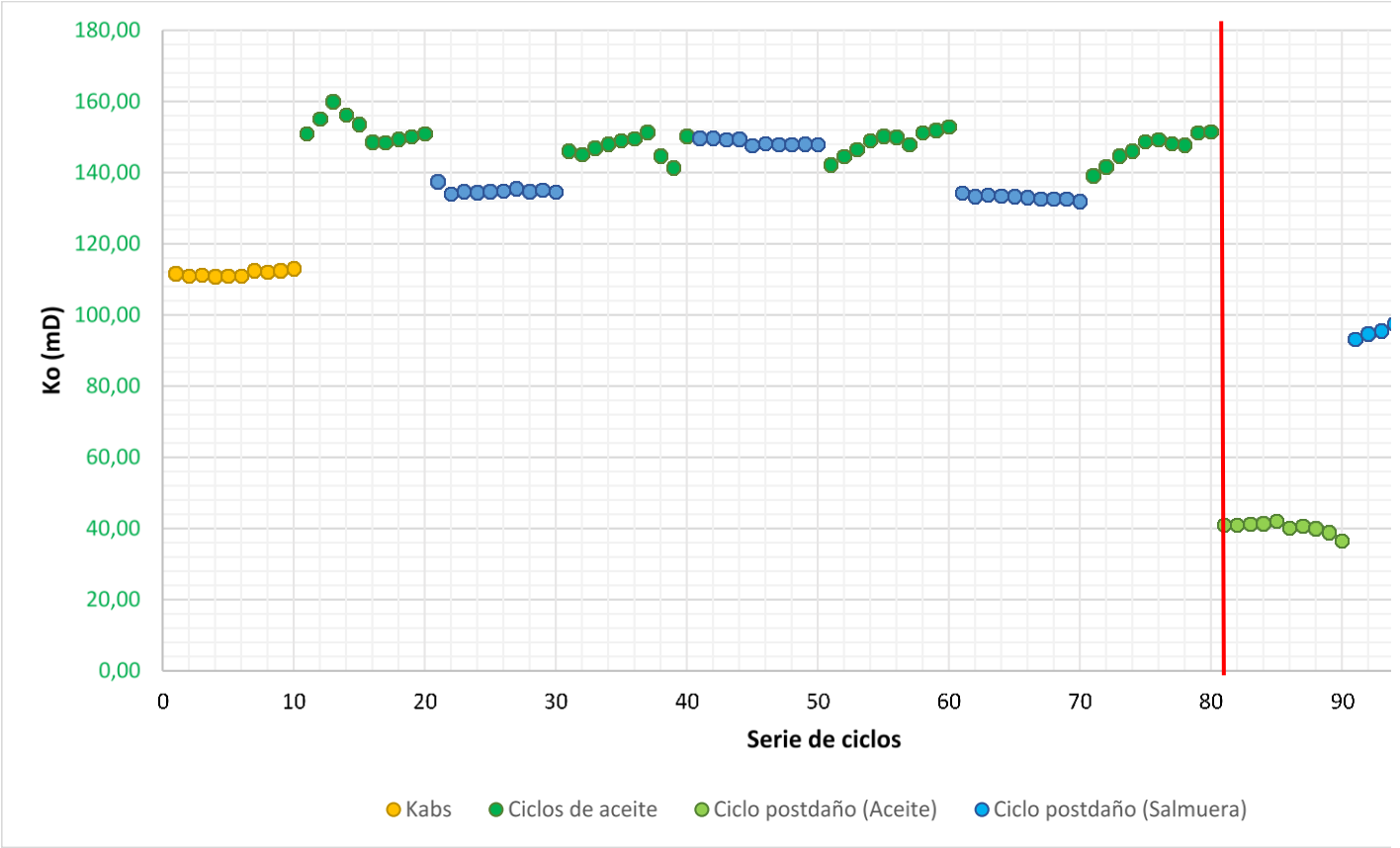
Ciclo 3 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
20,70	151,90	44,05	71,38	81,33	2,97	53,01	55,28
20,24	155,36	43,66	72,02	81,66	2,96	53,64	54,90
20,23	155,43	42,84	73,40	82,46	2,93	52,78	55,19
20,10	156,44	42,08	74,72	84,93	2,85	52,23	55,66
19,65	160,02	42,40	74,16	83,19	2,91	53,66	54,50
19,80	158,81	41,97	74,92	84,36	2,87	52,82	54,88
19,64	160,10	41,90	75,05	85,65	2,82	53,13	55,07
19,52	161,09	43,72	71,92	86,38	2,80	55,35	55,16
19,47	161,50	41,95	74,96	86,68	2,79	53,59	54,60
19,32	162,75	41,88	75,08	81,62	2,96	53,87	51,70
19,87	158,27	42,65	73,73	83,83	2,89	53,41	54,70



- Experimento 4.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)		Ciclo 3 (Aceite)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko
3,99	111,59	99,86	150,97	83,27	5,35	103,18	146,11	76,49	5,82	105,97	142,27
4,01	111,03	97,22	155,07	85,40	5,21	103,92	145,07	76,49	5,82	104,30	144,54
4,00	111,31	94,19	160,06	84,99	5,24	102,58	146,97	76,73	5,80	102,92	146,48
4,02	110,76	96,46	156,29	85,16	5,23	101,87	147,99	76,62	5,81	101,14	149,06
4,01	111,03	98,17	153,57	85,04	5,24	101,18	149,00	77,56	5,74	100,31	150,29
4,01	111,03	101,40	148,68	84,87	5,25	100,79	149,58	77,22	5,77	100,56	149,92
3,96	112,44	101,54	148,47	84,51	5,27	99,57	151,41	77,40	5,75	101,94	147,89
3,97	112,15	100,87	149,46	84,97	5,24	104,22	144,66	77,39	5,75	99,66	151,27
3,96	112,44	100,39	150,17	84,76	5,25	106,60	141,43	77,36	5,76	99,20	151,98
3,94	113,01	99,91	150,90	85,12	5,23	100,35	150,23	77,43	5,75	98,58	152,93
3,99	111,68	99,00	152,28	84,81	5,25	102,43	147,19	77,07	5,78	101,46	148,59

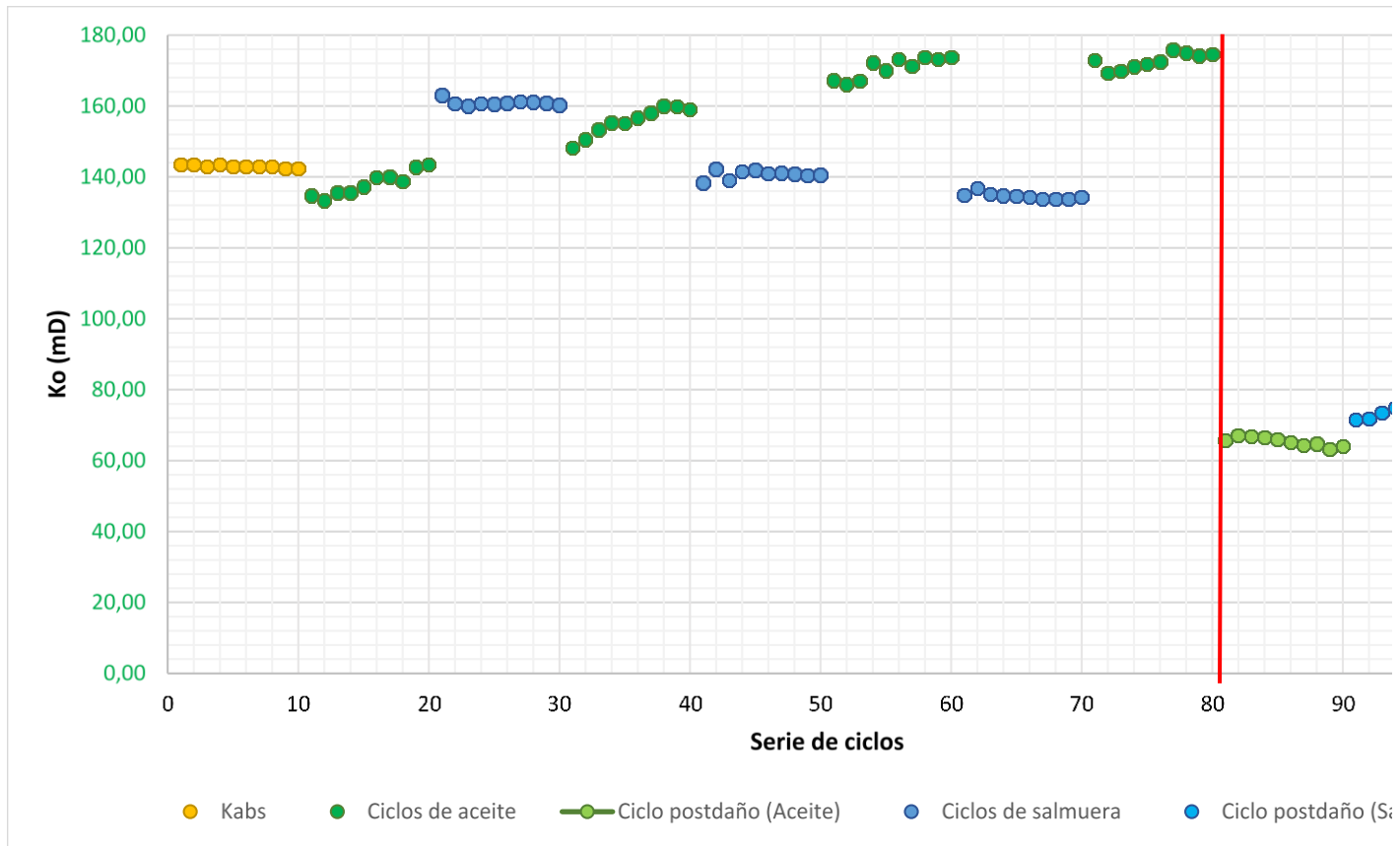
Ciclo 3 (Salmuera)		Ciclo 4 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
85,26	5,22	108,32	139,18	367,56	41,02	122,82	3,63	70,53	30,58
85,91	5,18	106,42	141,66	368,17	40,95	120,88	3,68	71,09	28,93
85,66	5,20	104,22	144,66	365,13	41,29	119,75	3,72	71,46	28,47
85,78	5,19	103,19	146,10	363,70	41,45	117,36	3,79	71,63	26,91
85,88	5,18	101,32	148,80	358,80	42,02	118,29	3,76	71,76	27,40
86,06	5,17	100,99	149,28	375,52	40,15	117,95	3,77	73,11	27,04
86,30	5,16	101,78	148,12	370,63	40,68	116,74	3,81	72,54	26,08
86,32	5,16	101,99	147,82	376,85	40,01	115,86	3,84	72,94	25,50
86,28	5,16	99,67	151,26	386,99	38,96	114,26	3,90	74,24	24,49
86,76	5,13	99,48	151,55	412,18	36,58	114,88	3,88	75,86	24,48
86,02	5,18	102,74	146,74	374,55	40,25	117,88	3,78	72,57	27,03



- Experimento 5.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)		Ciclo 3 (Aceite)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko
2,52	143,50	46,92	134,70	49,88	7,25	42,66	148,15	58,84	6,15	37,80	167,19
2,52	143,50	47,39	133,36	50,65	7,14	41,98	150,55	57,22	6,32	38,04	166,14
2,53	142,93	46,65	135,48	50,86	7,11	41,23	153,28	58,56	6,18	37,82	167,11
2,52	143,50	46,61	135,59	50,65	7,14	40,72	155,20	57,48	6,29	36,70	172,21
2,53	142,93	46,06	137,21	50,69	7,13	40,74	155,13	57,35	6,31	37,18	169,98
2,53	142,93	45,17	139,91	50,59	7,15	40,34	156,67	57,71	6,27	36,50	173,15
2,53	142,93	45,12	140,07	50,48	7,16	39,97	158,12	57,64	6,27	36,91	171,23
2,53	142,93	45,57	138,69	50,52	7,16	39,49	160,04	57,78	6,26	36,38	173,72
2,54	142,37	44,27	142,76	50,57	7,15	39,53	159,88	57,94	6,24	36,50	173,15
2,54	142,37	44,06	143,44	50,75	7,13	39,75	158,99	57,89	6,25	36,38	173,72
2,53	142,98	45,78	138,04	50,56	7,15	40,64	155,51	57,84	6,25	37,02	170,71

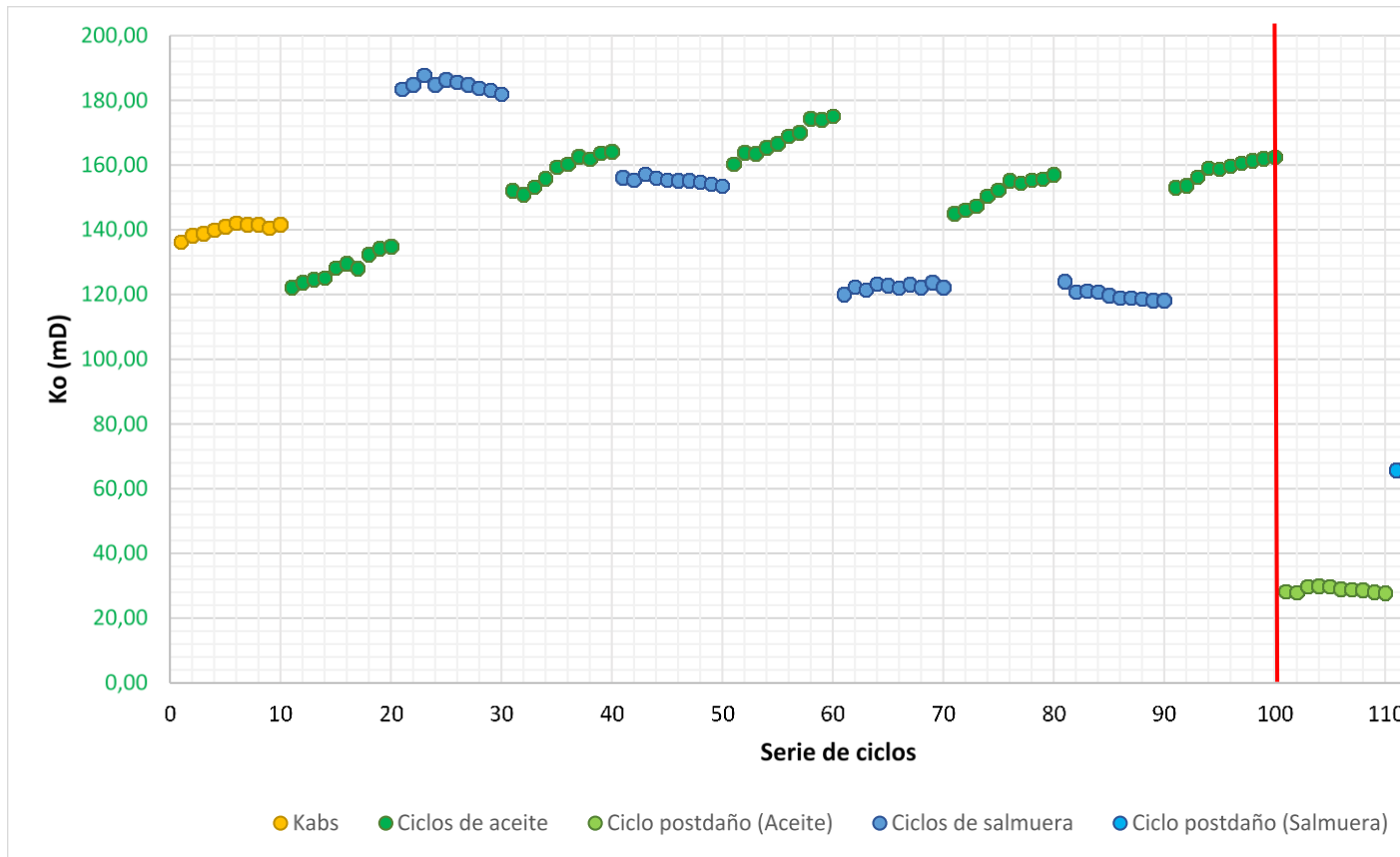
Ciclo 3 (Salmuera)		Ciclo 4 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
60,37	5,99	36,56	172,86	96,27	65,65	113,70	3,18	62,02	46,90
59,51	6,08	37,33	169,30	94,24	67,06	113,23	3,19	60,39	47,44
60,20	6,01	37,20	169,89	94,57	66,83	110,84	3,26	60,66	45,69
60,38	5,99	36,93	171,13	94,89	66,60	108,70	3,33	61,08	44,45
60,48	5,98	36,78	171,83	95,76	66,00	109,62	3,30	61,59	44,83
60,56	5,97	36,65	172,44	96,94	65,19	107,98	3,35	62,19	43,92
60,83	5,94	35,94	175,85	98,32	64,28	108,38	3,34	63,45	43,87
60,81	5,95	36,11	175,02	97,59	64,76	108,01	3,35	63,00	43,70
60,84	5,94	36,29	174,15	100,09	63,14	108,19	3,34	63,74	43,77
60,58	5,97	36,21	174,54	98,61	64,09	107,86	3,35	63,28	43,83
60,46	5,98	36,60	172,68	96,73	65,34	109,65	3,30	62,16	44,87



- Experimento 6.

Kabs		Ciclo 1 (Aceite)		Ciclo 1 (Salmuera)		Ciclo 2 (Aceite)		Ciclo 2 (Salmuera)		Ciclo 3 (Aceite)		Ciclo 3 (Salmuera)	
$\Delta P$	Kabs	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw
2,63	136,23	51,21	122,28	48,82	7,34	41,16	152,14	57,38	6,24	39,07	160,28	74,62	4,80
2,59	138,34	50,60	123,76	48,44	7,40	41,47	151,00	57,64	6,22	38,20	163,93	73,21	4,89
2,58	138,87	50,24	124,64	47,68	7,51	40,88	153,18	56,96	6,29	38,28	163,58	73,76	4,86
2,56	139,96	50,02	125,19	48,45	7,40	40,18	155,85	57,42	6,24	37,85	165,44	72,65	4,93
2,54	141,06	48,82	128,27	48,06	7,46	39,29	159,38	57,67	6,21	37,56	166,72	72,95	4,91
2,52	142,18	48,32	129,59	48,25	7,43	39,06	160,32	57,72	6,21	37,05	169,02	73,42	4,88
2,53	141,62	48,87	128,14	48,46	7,39	38,51	162,61	57,69	6,21	36,81	170,12	72,75	4,93
2,53	141,62	47,31	132,36	48,75	7,35	38,67	161,94	57,87	6,19	35,92	174,33	73,25	4,89
2,55	140,51	46,66	134,21	48,89	7,33	38,24	163,76	58,12	6,16	35,98	174,04	72,35	4,95
2,53	141,62	46,42	134,90	49,24	7,28	38,14	164,19	58,34	6,14	35,76	175,11	73,32	4,89
2,56	140,18	48,85	128,20	48,50	7,39	39,56	158,29	57,68	6,21	37,25	168,12	73,23	4,89

Ciclo 4 (Aceite)		Ciclo 4 (Salmuera)		Ciclo 5 (Aceite)		Ciclo postdaño (aceite)		Ciclo postdaño (salmuera)		Reducción	
$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Ko	$\Delta P$	Kw	Aceite	Salmuera
43,17	145,06	72,19	4,96	40,91	153,07	221,20	28,31	136,12	2,63	81,51	46,97
42,85	146,14	74,17	4,83	40,75	153,67	223,60	28,01	133,72	2,68	81,78	44,53
42,51	147,31	73,97	4,84	40,06	156,32	209,90	29,83	131,18	2,73	80,91	43,61
41,61	150,49	74,08	4,84	39,37	159,06	208,70	30,00	129,73	2,76	81,14	42,90
41,13	152,25	74,74	4,79	39,45	158,73	210,10	29,80	129,04	2,78	81,22	42,08
40,35	155,19	75,24	4,76	39,21	159,70	215,70	29,03	128,41	2,79	81,82	41,41
40,54	154,47	75,27	4,76	38,97	160,69	217,30	28,82	127,36	2,81	82,07	40,90
40,31	155,35	75,42	4,75	38,78	161,48	217,70	28,76	127,62	2,81	82,19	40,90
40,23	155,66	75,81	4,73	38,66	161,98	222,80	28,11	127,30	2,81	82,65	40,45
39,87	157,06	75,76	4,73	38,56	162,40	225,50	27,77	126,56	2,83	82,90	40,14
41,26	151,78	74,67	4,80	39,47	158,64	217,25	28,82	129,70	2,76	81,83	42,43



- Resumen de la reducción de las permeabilidades.

Experimentos	Kabs (mD)	Antes del daño		Después del daño		Reducción permeabilidad	
		Ko (mD)	Kw (mD)	Ko (mD)	Kw (mD)	Aceite (%)	Salmuera (%)
1	134,18	166,24	5,04	68,63	2,61	58,72	48,14
2	176,85	213,30	8,82	100,90	6,64	52,70	24,76
3	115,79	158,27	6,37	73,73	2,89	53,41	54,70
4	111,68	146,74	5,18	40,25	3,78	72,57	27,03
5	142,98	172,68	5,98	65,34	3,30	62,16	44,87
6	140,18	158,64	4,80	28,82	2,76	81,83	42,43

## Anexo D. Análisis de la concentración de los efluentes.

- Formación de depósitos de bario en el medio poroso.

Experimento 1			VP's	Experimentos									
VP's	[ ] Ba	masa Ba		2		3		4		5		6	
	(ppm)	(mg)		[ ] Ba (ppm)	masa Ba (mg)	[ ] Ba (ppm)	masa Ba (mg)	[ ] Ba (ppm)	masa Ba (mg)	[ ] Ba (ppm)	masa Ba (mg)	[ ] Ba (ppm)	masa Ba (mg)
1	180,00	3,06	1-2	94	3,50	150	5,24	90	3,02	147	5,22	133	4,80
2-3	140,00	4,76	3-4	94	3,50	195	6,82	86	2,89	146	5,19	130	4,69
4-5	130,00	4,42	5-6	89	3,32	185	6,47	88	2,95	133	4,73	140	5,05
6-7	160,00	5,44	7-8	94	3,50	200	6,99	76	2,55	144	5,12	141	5,09
8-9	160,00	5,44	9-10	87	3,24	185	6,47	74	2,48	145	5,15	133	4,80
10-11	170,00	5,77	11-12			190	6,64	75	2,52	134	4,76	135	4,87
12-13	180,00	6,11	13-14			195	6,82			131	4,66	137	4,94
14-15	183,33	6,23	15-16			180	6,29			130	4,62	138	4,98
16-17	116,67	3,96	17-18			190	6,64			127	4,51	143	5,16
18-19	183,33	6,23	19-20			190	6,64			132	4,69	136	4,91
20-21	191,67	6,51	21-22			190	6,64			131	4,66	139	5,02
22-23	183,33	6,23	23-24			185	6,47			125	4,44	128	4,62
24-25	175,00	5,94	25-26			190	6,64			132	4,69	127	4,58
26-27	183,33	6,23	27-28			196	6,85			125	4,44	128	4,62
28-29	166,67	5,66	29-30			198	6,92			122	4,34		
30-31	180,00	6,11	31-32			196	6,85			136	4,83		
32-33	165,00	5,61	33-34			194	6,78			136	4,83		
34-35	190,00	6,45	35-36			196	6,85			136	4,83		
36-37	175,00	5,94	37-38			194	6,78			139	4,94		
38-39	180,00	6,11	39-40			198	6,92			139	4,94		
40-41	190,00	6,45	41-42			197	6,89			132	4,69		
42-43	195,00	6,62	43-44			197	6,89			137	4,87		
44-45	195,00	6,62	45-46			197	6,89			135	4,80		
46-47	180,00	6,11	47-48			197	6,89			137	4,87		
48-49	190,00	6,45	49-50			197	6,89			135	4,80		
50-51	185,00	6,28	51-52			198	6,92			134	4,76		
52-53	185,00	6,28	53-54							134	4,76		
54-55	180,00	6,11	55-56							132	4,69		
56-57	190,00	6,45	57-58							138	4,91		
58-59	195,00	6,62	59-60							139	4,94		
			61-62							137	4,87		
			63-64							137	4,87		
			65-66							137	4,87		
			67-68							135	4,80		
			69-70							139	4,94		
Totales	5278,33	176,25		458,00	17,06	4980,00	174,10	489,00	16,40	4728,00	168,05	1888,00	68,12

- Formación de depósitos de sulfato de bario en el medio poroso (Exp 1, 2 y 3).

Experimento 1				VP's	Experimentos					
VP's	Experimento 1				2			3		
	[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)		[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)	[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)
1	305,83	305,83	5,19	1-2	368,46	184,23	5,95	509,72	254,86	8,91
2-3	475,74	237,87	8,08	3-4	368,46	184,23	5,95	662,63	331,32	11,58
4-5	441,76	220,88	7,50	5-6	348,86	174,43	5,63	628,65	314,33	10,99
6-7	543,70	271,85	9,23	7-8	368,46	184,23	5,95	679,62	339,81	11,88
8-9	543,70	271,85	9,23	9-10	341,02	170,51	5,51	628,65	314,33	10,99
10-11	577,68	288,84	9,81	11-12				645,64	322,82	11,29
12-13	611,66	305,83	10,39	13-14				662,63	331,32	11,58
14-15	622,99	311,49	10,58	15-16				611,66	305,83	10,69
16-17	396,45	198,22	6,73	17-18				645,64	322,82	11,29
18-19	622,99	311,49	10,58	19-20				645,64	322,82	11,29
20-21	651,31	325,65	11,06	21-22				645,64	322,82	11,29
22-23	622,99	311,49	10,58	23-24				628,65	314,33	10,99
24-25	594,67	297,34	10,10	25-26				645,64	322,82	11,29
26-27	622,99	311,49	10,58	27-28				666,03	333,02	11,64
28-29	566,35	283,18	9,62	29-30				672,83	336,41	11,76
30-31	611,66	305,83	10,39	31-32				666,03	333,02	11,64
32-33	560,69	280,35	9,52	33-34				659,24	329,62	11,52
34-35	645,64	322,82	10,97	35-36				666,03	333,02	11,64
36-37	594,67	297,34	10,10	37-38				659,24	329,62	11,52
38-39	611,66	305,83	10,39	39-40				672,83	336,41	11,76
40-41	645,64	322,82	10,97	41-42				669,43	334,72	11,70
42-43	662,63	331,32	11,25	43-44				669,43	334,72	11,70
44-45	662,63	331,32	11,25	45-46				669,43	334,72	11,70
46-47	611,66	305,83	10,39	47-48				669,43	334,72	11,70
48-49	645,64	322,82	10,97	49-50				669,43	334,72	11,70
50-51	628,65	314,33	10,68	51-52				672,83	336,41	11,76
52-53	628,65	314,33	10,68	53-54						
54-55	611,66	305,83	10,39	55-56						
56-57	645,64	322,82	10,97	57-58						
58-59	662,63	331,32	11,25	59-60						
Totales	17630,59	8968,21	299,46		1795,27	897,63	28,99	16922,65	8461,33	295,81
Promedio		298,94				179,53			325,44	

- Formación de depósitos de sulfato de bario en el medio poroso (Exp 4, 5 y 6).

VP's	Experimentos								
	4			5			6		
	[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)	[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)	[ ] BaSO <sub>4</sub> (ppm)	[ ] BaSO <sub>4</sub> X VP (ppm)	masa BaSO <sub>4</sub> (mg)
1-2	305,83	152,92	5,13	499,52	249,76	8,88	451,95	225,98	8,15
3-4	292,24	146,12	4,90	496,13	248,06	8,82	441,76	220,88	7,97
5-6	299,03	149,52	5,02	451,95	225,98	8,03	475,74	237,87	8,58
7-8	258,26	129,13	4,33	489,33	244,66	8,70	479,14	239,57	8,64
9-10	251,46	125,73	4,22	492,73	246,36	8,76	451,95	225,98	8,15
11-12	254,86	127,43	4,28	455,35	227,67	8,09	458,75	229,37	8,28
13-14				445,15	222,58	7,91	465,54	232,77	8,40
15-16				441,76	220,88	7,85	468,94	234,47	8,46
17-18				431,56	215,78	7,67	485,93	242,97	8,77
19-20				448,55	224,28	7,97	462,14	231,07	8,34
21-22				445,15	222,58	7,91	472,34	236,17	8,52
23-24				424,77	212,38	7,55	434,96	217,48	7,85
25-26				448,55	224,28	7,97	431,56	215,78	7,79
27-28				424,77	212,38	7,55	434,96	217,48	7,85
29-30				414,57	207,29	7,37			
31-32				462,14	231,07	8,21			
33-34				462,14	231,07	8,21			
35-36				462,14	231,07	8,21			
37-38				472,34	236,17	8,39			
39-40				472,34	236,17	8,39			
41-42				448,55	224,28	7,97			
43-44				465,54	232,77	8,27			
45-46				458,75	229,37	8,15			
47-48				465,54	232,77	8,27			
49-50				458,75	229,37	8,15			
51-52				455,35	227,67	8,09			
53-54				455,35	227,67	8,09			
55-56				448,55	224,28	7,97			
57-58				468,94	234,47	8,33			
59-60				472,34	236,17	8,39			
61-62				465,54	232,77	8,27			
63-64				465,54	232,77	8,27			
65-66				465,54	232,77	8,27			
67-68				458,75	229,37	8,15			
69-70				472,34	236,17	8,39			
Totales	1661,68	830,84	27,87	16066,32	8033,16	285,53	6415,66	3207,83	115,74
Promedio		138,47			229,52			229,13	