



EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL NIVEL DE REMOCIÓN DE DAÑO EN EL YACIMIENTO CAUSADO POR INCRUSTACIONES ORGÁNICAS E INORGÁNICAS. CASO APLICADO

JORGE ANDRÉS SUÁREZ CAMPOS

ISAIAS HERNANDEZ TELLEZ



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

2014



ESCUELA INGENIERIA DE PETRÓLEOS



EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE  
EL NIVEL DE REMOCIÓN DE DAÑO EN EL YACIMIENTO CAUSADO POR  
INCRUSTACIONES ORGÁNICAS E INORGÁNICAS. CASO APLICADO

JORGE ANDRÉS SUÁREZ CAMPOS

ISAIAS HERNANDEZ TELLEZ

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

Director

M. SC Luis Felipe Carrillo

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

2014



## DEDICATORIA

*Son tantas las palabras que llegan a mi mente al momento de pensar a quién dedicar todo mi esfuerzo y me empeño en terminar esta etapa de mi vida.*

### **PRINCIPALMENTE A DIOS:**

*Ha sido la fuerza del cielo, la que me ha permitido permanecer en pie aún en medio de las dificultades, es Dios quién ha estado al frente de mi vida guiándome hasta donde estoy y ayudándome a tomar las mejores decisiones siempre.*

### **A MIS PADRES Y A MI HERMANO:**

*Son Elsa, Carlos y Mauricio el motor de mi vida. Por ellos 3 esta y mil vidas más. Finalizo esta etapa gracias a todo su apoyo y amor incondicional. No podría estar más feliz y orgulloso de la familia que tengo, serán siempre la razón de mis largas noches de estudio y de mi esfuerzo por salir adelante. A mi tía Maru y a mis primas infinitas gracias por estar siempre ahí. ¡Vamos con toda por el resto de cosas que faltan!*

### **A MIS AMIGOS:**

*Clau, David, Catalina, Katherine, Adriana, Erik, Isabel, Leo, Alejo, Indira son y han sido en todos estos años una segunda familia para mí. Gracias por los regaños, las risas, los almuerzos comunitarios, las largas horas de estudio pero sobre todo por siempre creer en mí y pues por el aguante. Vivirán por siempre en el corazón de SUCA.*

**JORGE ANDRÉS SUÁREZ CAMPOS "SUCA"**



## DEDICATORIA

*Tantos momentos, situaciones, lugares y personas en especial que hicieron parte de esta etapa de la vida durante toda mi carrera.*

*Dedicarle a Dios este triunfo por ser la base y guía en mi trasegar, que me brindo apoyo en los momentos difíciles, dándome ese rayo de luz necesario para levantarme y seguir luchando.*

*Mi familia que es siempre el más incondicional apoyo en la vida, Francisco y Fraxedy mis padres son lo que más amo en la vida junto con mis hermanos, que son la razón por la cual me esfuerzo cada día mas para que se sientan orgullosos y sentirme orgulloso para seguir cosechando objetivos y encontrar la felicidad.*

*Siempre presente River Black mis más incondicionales amigos que gracias al deporte se fueron convirtiendo en hermanos de otra madre con los que compartí toda clase aventuras y momentos, que por más difíciles, siempre afrontamos y superamos con creces y que ahora como profesionales seguiremos siendo hermanos y que siempre los llevare en mi corazón.*

**ISAIAS HERNANDEZ TELLEZ**



## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Al Ingeniero Luis Felipe Carrillo, por dirigirnos en este proceso y siempre tener la disposición de enseñarnos como hacer las mejor las cosas, por compartir sus conocimientos y por la oportunidad de poder trabajar con él.

Al Ingeniero Hernando Buendía y al personal Técnico del Laboratorio de Análisis petrofísico y daño a la formación de la UIS, a Jenny a John, gracias a su colaboración pudimos llevar a cabo con éxito todas nuestras pruebas.

A la Universidad Industrial de Santander, por hacernos parte de esta gran familia por habernos brindado las mejores bases en este proceso de aprendizaje.

Finalmente a la Escuela Ingeniería de Petróleos y a todos sus profesores, por todos estos años de formación profesional en la industria por ser el pilar de nuestro futuro como Ingenieros.



## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	16
<b>1. MARCO TEÒRICO</b>	17
<b>1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN</b>	17
<b>1.2 ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS</b>	20
1.2.1 Escamas inorgánicas	21
1.2.1.1 Carbonato de Calcio	21
1.2.1.2 Sulfato de Bario	23
1.2.2 Incrustaciones Orgánicas	25
1.2.2.1 Parafinas	25
1.2.2.2 Asfaltenos	27
<b>1.3 DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS</b>	31
<b>1.4 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL PIDEMONTE LLANERO</b>	32
1.4.1 Cuenca de los Llanos Orientales	33
<b>2. SOLVENTES QUÍMICOS DE INCRUSTACIONES</b>	39
<b>2.1 AGENTES QUELANTES</b>	39
2.1.1 Teoría de la Quelación	39
<b>2.2 SAL DISÓDICA DE EDTA</b>	40
2.2.1 Efecto de la temperatura en el EDTA	42
<b>2.3 ÁCIDO DIETILENTRIAMINOPENTAACETICO (DTPA)</b>	44
2.3.1 Efecto de la temperatura en el DTPA	45
<b>2.4 PRODUCTOS QUÍMICOS PARA DISOLVER ASFALTENOS</b>	46
2.4.1 Efecto de la temperatura en los solventes de asfaltenos	46



<b>3.</b>	<b>PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS</b>	<b>48</b>
<b>3.1</b>	<b>PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL</b>	<b>48</b>
<b>3.1.1</b>	Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción de Calcita utilizando Solvente A	48
<b>3.1.2</b>	Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción de Barita utilizando Solvente B	49
<b>3.1.3</b>	Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción de Asfaltenos utilizando Solvente C	50
<b>3.2</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>51</b>
<b>3.2.1</b>	<b>RESULTADOS PARA INCRUSTACIONES DE CALCITA</b>	<b>52</b>
<b>3.2.1.3</b>	Porcentaje de remoción de daño vs temperatura 137°C y 71°C	56
<b>3.2.2</b>	<b>RESULTADOS PARA INCRUSTACIONES DE BARITA</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2.3</b>	Porcentaje de remoción de daño vs temperatura 137°C y 71°C	62
<b>3.2.3</b>	<b>RESULTADOS PARA INCRUSTACIONES ASFALTENOS</b>	<b>63</b>
<b>3.2.3.3</b>	Porcentaje de remoción de daño vs temperatura 137°C y 71°C	67
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>69</b>
<b>5.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>71</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>72</b>



## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>TABLA1.</b> Columna litológica de la cuenca de los Llanos Orientales.	36
<b>TABLA2.</b> Constante de estabilidad de los agentes quelantes.	41
<b>TABLA3.</b> Eficacia de la remoción de Asfaltenos	47
<b>TABLA4.</b> Datos de la muestra a estudiar.	52
<b>TABLA5.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 71°C Calcita.	52
<b>TABLA6.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente A a 71°C.	53
<b>TABLA7.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 137°C Calcita.	54
<b>TABLA8.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente A a 137°C.	55
<b>TABLA9.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 71°C Barita.	58
<b>TABLA10.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente B a 71°C.	59
<b>TABLA11.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 137°C Barita.	60
<b>TABLA12.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente B a 137°C.	61
<b>TABLA13.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 71°C Asfaltenos.	63
<b>TABLA14.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente C a 71°C.	64
<b>TABLA15.</b> Valores de $\Delta P$ para los ciclos de crudo y agua 137°C Asfaltenos.	65
<b>TABLA16.</b> Valores de $\Delta P$ para evaluar la efectividad del solvente C a 137°C.	66



## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>FIGURA1.</b> Zona de daño en la vecindad del pozo.	17
<b>FIGURA2.</b> Comportamiento de la presión en la zona dañada.	20
<b>FIGURA3.</b> Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.	26
<b>FIGURA4.</b> Ubicación geográfica del Piedemonte Llanero.	33
<b>FIGURA5.</b> Acción Quelante.	40
<b>FIGURA6.</b> Efecto del EDTA en la solubilidad de Calcio.	43
<b>FIGURA7.</b> Disolución del sulfato de Bario vs Tiempo.	45
<b>FIGURA8.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Calcita a 71°C.	53
<b>FIGURA9.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Calcita a 137°C.	56
<b>FIGURA10.</b> Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Calcita.	57
<b>FIGURA11.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Barita a 71°C.	59
<b>FIGURA12.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Barita a 137°C.	61
<b>FIGURA13.</b> Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Barita.	62
<b>FIGURA14.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Asfaltenos a 71°C.	65
<b>FIGURA15.</b> Valores de $\Delta P$ para prueba de desplazamiento de Asfaltenos a 137°C.	67
<b>FIGURA16.</b> Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Asfaltenos.	68



## RESUMEN

**TÍTULO:** “EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL NIVEL DE REMOCIÓN DE DAÑO EN EL YACIMIENTO CAUSADO POR INCRUSTACIONES ORGÁNICAS E INORGÁNICAS. CASO APLICADO”.\*

**AUTORES:** JORGE ANDRÉS SUÁREZ CAMPOS. \*\*

ISAIAS HERNÁNDEZ TELLEZ. \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Equipo de desplazamiento, escamas, Asfaltenos, Calcita, Barita, daño a la formación.

### DESCRIPCIÓN

La presente investigación tiene como objetivo evaluar el efecto de la temperatura, en la remoción de las escamas inorgánicas como la calcita, barita y la escama orgánica asfaltenos, cuando se encuentran en presencia de diferentes solventes químicos; este trabajo se hace para un campo del Piedemonte Llanero. Todo se realizó a escala de laboratorio en el Parque Tecnológico Guatiguará en las instalaciones del Laboratorio de Análisis Petrofísico y daño a la Formación UIS, utilizando el EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO “Liquid Flood System”. Las pruebas se realizaron evaluando la interacción roca-fluido. Se inició con un sustento teórico acerca de las incrustaciones mencionadas y del efecto de la temperatura en su remoción empleando solventes químicos muy populares en la industria posteriormente se validó con los experimentos realizados en el laboratorio de petrofísica. Se trabajaron dos temperaturas de campo 71°C Y 137°C para cada una de ellas se evaluaron las 3 escamas. Los resultados muestran que a mayores temperaturas el Carbonato de Calcio y el Sulfato de Bario, en contacto con el solvente químico presentan mejor solubilidad. Por otra parte los asfaltenos muestran una mayor sensibilidad a la temperatura, consiguiendo remover gran cantidad de ellos en presencia del solvente químico. Finalmente se calcularon tendencias de remoción en cada incrustación.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Faculta de Ingenierías Físico-Químicas.  
Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo



## ABSTRACT

**TITLE:** “EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE TEMPERATURE EFFECT ON THE REMOVAL LEVEL OF DAMAGE OF THE RESERVOIR CAUSED BY ORGANIC AND INORGANIC INLAYS. APPLIED CASE”. \*

**AUTHORS:** JORGE ANDRÉS SUÁREZ CAMPOS. \*\*

ISAIAS HERNÁNDEZ TELLEZ. \*\*

**KEY WORDS:** Displacement equipment, Flakes, Asphaltenes, Calcite, Barite, Damage to formation.

### DESCRIPTION

The present research has the objective to evaluate the effect of the temperature in the removal of inorganic flakes as calcite, barite and the organic asphaltenes flake, when they in presence of different chemical solvents; this work is done for the field of Piedemonte Llanero. Everything was done on a laboratory scale in the Guatiguará Technology Park in the Petrophysical and damage to the Formation UIS Analysis Laboratory, using the DISPLACEMENT equipment “Liquid Flood System”. The tests were done evaluating the rock-fluid interaction. It was started with a theoretical support over the mentioned inlays and effect of its removal using very popular chemical solvents in the industry and was validated with the performed experiments in the petrophysical laboratory. Two field temperatures were worked 71°C and 137°C for each of them, 3 flakes were evaluated. The results show that at high temperatures the Calcium Carbonate and the Barium Sulfate, in contact with the chemical solvent presented more solubility. Moreover, the asphaltenes show a higher sensibility to the temperature, achieving the removal of a big quantity of them in presence of the chemical solvent. Finally tendencies of removals were calculated on each inlay.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering.  
Petroleum Engineering.  
Director: M.Sc. Luis Felipe Carrillo



## INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente escasez y demanda de los combustibles fósiles y sus derivados, la industria del petróleo ha venido realizando investigaciones con el fin de perfeccionar las técnicas de explotación de los yacimientos para obtener el máximo factor de recobro. Este factor depende en gran parte de la forma como se lleven a cabo las operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos.

Hoy por hoy, en la totalidad de los campos petroleros, no solo en Colombia sino en el mundo entero, se deben realizar una serie de operaciones posteriores a la perforación con el fin de contrarrestar los daños causados a la formación durante la perforación o puesta en marcha del pozo.

Se ha evidenciado que la depositación de escamas orgánicas e inorgánicas ocasiona reducción en la permeabilidad absoluta, lo que constituye un mecanismo de daño a la formación, generando una disminución en la productividad de los pozos.

Una forma de hacer frente a este problema es el uso de tratamientos químicos, que remueve el daño al ser inyectado dentro de la formación. La remediación del daño causado por las escamas orgánicas e inorgánicas depende de diversos factores tales como la presencia de sales, la temperatura y la presión, entre otras.

Para esta evaluación, en el Laboratorio de Petrofísica de la sede UIS Parque Tecnológico Guatiguará, se reprodujo el tratamiento que se realiza en campo para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio, Sulfato de Bario y Asfaltenos, logrando con éxito inducir el daño a la formación y realizar su respectiva remoción. En este caso específico se desea evaluar el efecto de la temperatura, por lo que se hace necesario realizar pruebas para medir la permeabilidad, a fin de poder determinar qué tan efectivos son los fluidos de estimulación utilizados en la remediación del daño causado a la formación y que serán objeto de este estudio en el presente trabajo.



## CAPITULO 1

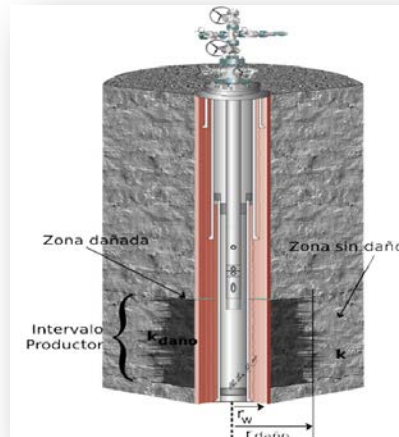
### 1. MARCO TEÓRICO

#### 1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN.

Usualmente ocurre porque la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales, restricciones al flujo en el medio poroso, y es causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo. La zona donde se presenta dicha alteración de la permeabilidad es la zona aledaña a la cara del pozo.

El daño a la formación es un fenómeno indeseable que puede ocurrir en varias fases durante la recuperación de hidrocarburos incluyendo, la producción de fluidos o inyección de fluidos durante las operaciones de perforación, fracturamiento hidráulico y las operaciones de reacondicionamiento.<sup>1</sup>

**FIGURA 1.** Zona de daño en la vecindad del pozo.



**FUENTE:** GUTIÉRREZ JIMÉNEZ Héctor., "Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso". Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F., Noviembre 2010.

<sup>1</sup> CIED., "Daño a la formación", INTEVEP, S.A. Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Primera edición, 1997.



Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamentalmente del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Entre las más influyentes están: baja permeabilidad natural del yacimiento, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas y restricciones a nivel de pozo.

Es importante distinguir entre la baja tasa de producción y el bajo índice de productividad. La baja tasa de producción es un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el bajo índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva.

Cuando se halla el índice de productividad, y es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo, para esto, se realizan pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento, la presión en el fondo fluyendo del pozo, la capacidad de flujo,  $kh$  y el factor de daño; y así definir que causa la baja productividad.

El índice de productividad se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo, como sigue:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad (1)$$

Dónde:

$$q = \text{Tasa de producción, } \frac{\text{bbl}}{\text{d}}$$

$$P_e = \text{Presión del yacimiento, } P_{sia}$$



$P_{wf}$  = Presión fluyente del pozo, Psia

La tasa de producción, para estado pseudo-estabilizado, viene dada por la ecuación de Darcy para flujo radial, como sigue:

$$q = \frac{0,0070kh(P_e - P_{wf})}{\mu\beta_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (2)$$

Dónde:

$r_e$  = Radio de drenaje del pozo, ft

$r_w$  = Radio del pozo, ft

$\mu$  = Viscosidad del petróleo, cP

$\beta_o$  = Factor volumétrico del petróleo

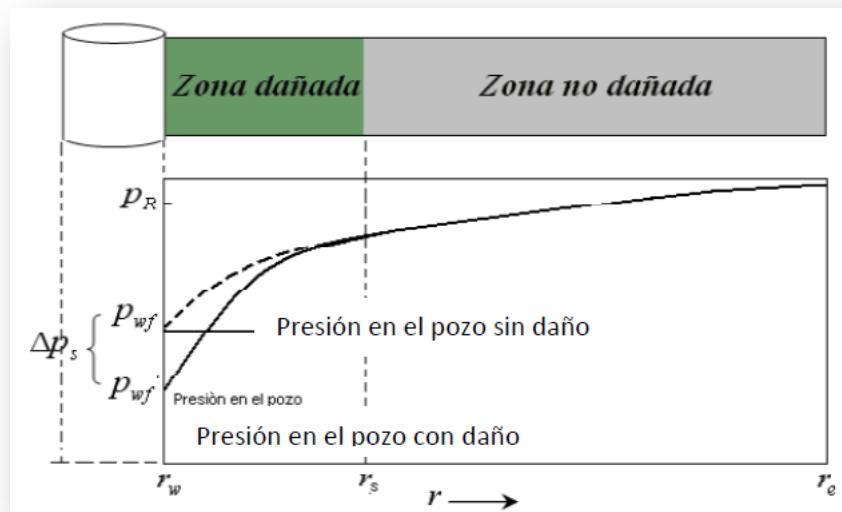
$S$  = Factor de daño

$k$  = Permeabilidad efectiva, mD

$h$  = Espesor de la zona, ft

Como puede verse en la ecuación anterior, hay varios factores que influyen en la productividad del pozo. Es importante descartar factores tales como la baja presión del yacimiento, la baja permeabilidad natural y defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo. Esta restricción que se llama daño a la formación, que viene representada por "S" en la ecuación 2.

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída adicional de la presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento. Esto reduce el valor de la presión de fondo fluyente, y hace que la diferencia  $P_e - P_{wf}$  incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo disminuye.<sup>1</sup>

**FIGURA 2.** Comportamiento de la Presión en la zona dañada

**Fuente:** GOLAN M., "Well performance", Prentice Hall, EnglewoodsCliffs, NJ, Second edition 1991.

## 1.2 ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS:

Las incrustaciones<sup>2</sup> son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que está asociada en los yacimientos de petróleo; estos iones tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a que se ven sometidos por la depleción de líquidos.

Las incrustaciones se originan<sup>3</sup> cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo, sobrepasan el límite de solubilidad que tienen el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y precipitan formando depósitos sólidos, al tener agua súper-saturada de iones positivos y negativos, al estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clúster o

<sup>2</sup> VALENCIA; F.A y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad de América, 1992.



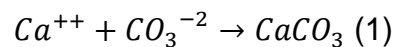
racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las incrustaciones o costras, las cuales pueden apreciarse a simple vista y se adhieren a la estructura que las contienen.

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería con lo cual hace muy difícil su remoción.

### 1.2.1 Escamas Inorgánicas.

#### 1.2.1.1 Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ )<sup>3</sup>

La incrustación de carbonato de calcio es una de las más frecuentes encontradas en la industria. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando las incrustaciones contienen impurezas en forma de cristales divididos, con apariencia uniforme. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



Existen diferentes tipos de factores que contribuyen a la precipitación de carbonatos de calcio entre ellos encontramos:

---

<sup>3</sup> FERNANDEZ V. JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2001.



### ❖ Efecto de la presión

La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial de  $\text{CO}_2$ , temperatura y concentración de sales en la solución. Cuando el dióxido de carbono entra en contacto con el agua, este se disuelve y forma ácido carbónico.

Cuando la presión parcial del  $\text{CO}_2$  aumenta, la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  también lo hace. El efecto llega a ser menos pronunciado a medida que la temperatura incrementa. Lo contrario también es cierto esta es una de la principales causas de depositación de calcita.

En cualquier punto del sistema donde ocurra caída de presión, la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. Caídas de presión a través de una restricción tales como las válvulas u orificios pueden incluir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de la incrustación.

### ❖ Efecto de la temperatura<sup>4</sup>

Contrario al comportamiento de muchos materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta; a medida que el agua se calienta hay mayor probabilidad de que se forme la incrustación. Agua que en superficie no es incrustante puede serlo en el pozo si la temperatura de fondo es lo suficientemente alta. Esta también es una de las razones por la cual la calcita es encontrada con frecuencia.

---

<sup>4</sup> FERNANDEZ V.JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander,2001



El agua del yacimiento disminuirá su temperatura a medida que esta ascienda hacia la superficie; esto ayuda a incrementar la solubilidad del carbonato de calcio. La disminución de la temperatura cerca a la superficie incrementa la solubilidad, pero la disminución de la presión causa pérdidas de  $\text{CO}_2$  para rebajar la ganancia de influencia de temperatura. La disminución de la presión es causada por la disminución de temperatura; la disminución en la solubilidad debido a la baja presión de  $\text{CO}_2$  es menor que el incremento de la solubilidad causado por la disminución de la temperatura.

- **Efecto de las sales minerales**

La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de los sólidos totales disueltos (sin incluir los iones de calcio o carbonato), aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de 200,000 mg/l.

### 1.2.1.2 Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ )<sup>5</sup>

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combina el ión bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  es tan baja, que una vez se combinan los iones de bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están

---

<sup>5</sup> FERNANDEZ V.JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander,2001



presentes, normalmente es el resultado de la mezcla de dos o más aguas debido a la fuga o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas de proyectos de inyección.

Existen diferentes tipos de factores que contribuyen a la precipitación de sulfato de bario entre ellos encontramos:

- **Efecto de la temperatura**

La solubilidad del sulfato de bario incrementa con la temperatura. En un campo con problemas de sulfato de bario, este no precipitara en el fondo del pozo inyector sino en condiciones de superficie, por lo tanto son más comunes los problemas en los pozos productores y el tratamiento químico que debe hacerse dowhole.

- **Efecto de las sales disueltas**

La solubilidad del sulfato de bario en agua es aumentada por las sales disueltas como el caso del carbonato de calcio y el sulfato de calcio.

- **Efecto de la presión**

La presión incrementa la solubilidad del sulfato de bario mediante el mismo mecanismo que incrementa la solubilidad del sulfato de calcio. En resumen el sulfato de bario tiende a presentarse cuando se disminuye la temperatura el contenido de sales disueltas y la presión.



## 1.2.2 Incrustaciones Orgánicas<sup>6</sup>

### 1.2.2.1 Parafinas

Las parafinas pertenecen a una familia de compuestos conocidos como alcanos, los cuales se caracterizan por tener cadenas lineales denominadas n-alcanos, o cadenas ramificadas llamadas iso-alcanos. Estas cadenas se componen en átomos de hidrogeno y átomos de carbono que se encuentran saturados, es decir, que las cuatro valencias de dicho átomo se encuentran formando parte de enlaces de tipos covalentes. La fórmula química general que define a los hidrocarburos de esta familia es  $C_nH_{2n+2}$ .

- **Factores que causan la precipitación de parafinas<sup>7</sup>**

Las parafinas pueden precipitarse a partir del petróleo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de solubilidad de la parafina en el crudo.

El punto de depositación en yacimiento normalmente se determina por la cercanía existente entre el crudo en su punto de saturación y la cantidad de parafina en ese crudo.

La pérdida de solubilidad de la parafina sin embargo, no necesariamente causa precipitación. Los cristales individuales separados, tienden a dispersarse en el crudo en vez de precipitarse en algún punto del sistema productivo.

---

<sup>6</sup> FERWORN, K.A. HAMMAMI, A. Control of wax Deposition An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvens. SPE 37240. 1997

<sup>7</sup> ALLEN, T.O, ROBERTS, A.P. Production Operation: Well Completions, Workover and Stimulation. Fourth Edition. 1997.

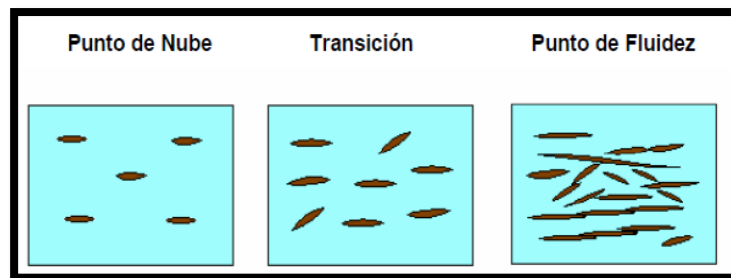


La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante en la depositación de las parafinas debido a que la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende. La expansión del aceite y el gas asociado en puntos cercanos a la cara de la formación causan enfriamiento.

En algún punto de la trayectoria hacia el fondo del pozo, la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir disminuyendo la temperatura, llegara un momento en que los cristales de parafina formaran una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento crudo, denominándose ese valor de temperatura como el punto de fluidez.

Normalmente el punto de fusión es superior por 10 o 20 °F al punto de fluidez. La agrupación de los cristales de parafina en cada uno de estos puntos puede verse en la Figura 3.

**FIGURA 3.** Esquematización del punto de nube, transición y punto de fluidez.



**FUENTE:** RODRIGUEZ, L.CASTAÑEDA.M. Estudios de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento dinámico de crudos parafínicos. Ciencia, Tecnología Y Futuro. Vol 2 .Dic 2001.

La depositación de compuestos parafínicos también puede ocurrir en otros puntos del sistema de producción tales como el tubing o el casing. La parafina en estos puntos puede erradicarse y forzar su desplazamiento hacia la zona cañoneada del



pozo o hacia la formación durante las operaciones de limpieza o remoción de sólidos orgánicos. Muchos pozos han sido dañados parcial o totalmente de esta forma y una vez causado el daño, la restauración del pozo a tasas óptimas es difícil de alcanzar. En resumen, la precipitación de los cristales de parafina es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, en donde las moléculas de parafina inicialmente están disueltas en el crudo bajo un estado molecular caótico, al ocurrir cambios termodinámicos de estado, ya sea liberación de livianos desde el crudo o cambios de presión y temperatura, la fase líquida comenzará a saturarse de los cristales y se precipitará la cantidad de moléculas en exceso de la solución.

#### 1.2.2.2 ASFALTENOS<sup>8</sup>

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kg-mol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón. Los asfaltenos son partículas sólidas semi-cristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos.

Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio  $C_{74}H_{87}NS_2O$ . Bajo el término “asfaltenos” se agrupa a los componentes que quedan como

---

<sup>8</sup>Los Asfaltenos Y Sus Efectos En La Producción De Petróleo, <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html> [Consulta: Jueves, 03 de julio de 2014].



fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc.).

La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.

- **Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos<sup>9</sup>:**

La desestabilización de los asfaltenos, que causan la floculación y precipitación de asfaltenos, se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos, entre otros.

Los principales parámetros que controlan la estabilidad de los asfaltenos se componen de la presión, temperatura y la composición del crudo por lo tanto ante cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que modifique dichos parámetros se ocasiona la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo.

- **Efecto de la presión**

Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-

---

<sup>9</sup> OSPINO CARO Teddys Guillermo, "Aspectos general del daño a la formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo".UNAL. 2009.



alcanos se expandan más que los componentes pesados. El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración de los n-alcanos en el crudo.

La disminución de la presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos.

El problema de los depósitos de asfaltenos por cambios de presión se produce cuando la presión natural del pozo se agota o cuando existe alguna modificación en las condiciones operacionales y se manifiesta tanto en el yacimiento como en el pozo y facilidades de superficie. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a los depósitos orgánicos.

- **Efecto de la temperatura**

En general la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los asfaltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas.

Cuando la temperatura [10] de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta también y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo.

Cuando ocurre una disminución en la temperatura, se desencadena la precipitación de parafinas, las cuales atrapan a los asfaltenos durante su solidificación.



- **Factores Químicos**

Los distintos factores que producen la precipitación del asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.

Así por ejemplo el dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo el CO<sub>2</sub> representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El CO<sub>2</sub> produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.

Los cambios en el pH se producen por la presencia de CO<sub>2</sub>, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenara los depósitos de asfaltenos.

- **Factores Mecánicos.**

Los factores mecánicos incluyen los esfuerzos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo como bombas de varilla y bombas electrosomergible además de fuerzas de fricción y fuerzas de impacto entre partículas. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie.



## 1.3 DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS

### 1.3.1 DEPOSITACIÓN O DEPOSICIÓN

El término depositación ha sido utilizado a menudo para describir el proceso de precipitación. Por esto es importante hacer claridad de la diferencia entre ellos. Mientras que la precipitación puede ser definida como la formación de una fase sólida a partir de una fase líquida, la depositación puede ser definida como la formación y crecimiento de una capa de precipitado en una superficie.

La precipitación de sólidos en una fase líquida es una condición necesaria pero no suficiente para que la depositación ocurra. Esto significa que la precipitación, a pesar de ser una precursora de la depositación no garantiza necesariamente que la depositación ocurra. Esto se debe a que, mientras la precipitación es principalmente una función de las variables termodinámicas tales como la presión, temperatura y composición, la depositación también depende de las dinámicas del flujo, las transferencias de masa y energía, y las interacciones entre las fases sólidas y líquidas presentes.<sup>10</sup>

### 1.3.2 AUTOSEDIMENTACIÓN

Este es uno de los escenarios en que normalmente en la producción de hidrocarburos, se da lugar a la aparición de incrustaciones.

El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, este se precipita en forma de

---

<sup>10</sup> MULLINS et al. Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics. Primera Edición. Springer & Business Media. 2007.



incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de autosedimentación. Las incrustaciones de sulfato y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presiones ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo del pozo.

En el caso de incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, la reducción de la presión en el punto de entrada al pozo puede llevar a incrustaciones en la matriz. A medida que el fluido avanza por la tubería hacia las temperaturas de superficie y la presión de cabezal de pozo, la caída de temperatura resultante puede anular el efecto de la presión, con lo cual se reduce la formación de incrustaciones en la tubería de producción.

Cuando nos referimos a asfaltenos, no solo tenemos en cuenta la formación puesto que los depósitos también pueden ser encontrados a lo largo del sistema de producción y facilidades de superficie, estos depósitos contienen grandes cantidades de parafinas y asfaltenos, alguna cantidad de petróleo atrapado entre los depósitos orgánicos y variedad de sustancias inorgánicas, incluyendo arcillas, arenas y otros materiales.<sup>11</sup>

#### **1.4 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL PIEDEMONTA LLANERO**

El piedemonte llanero hace parte de la cuenca sedimentaria de los llanos orientales y se hará una breve descripción general de esta cuenta. El piedemonte llanero se encuentra al occidente de la cuenca y limita con el sistema montañoso de la cordillera oriental, lo que hace que la litología de esta zona sea compleja comparada con otras cuentas debido a la presencia de un sistema de fallas que hacen que las formaciones no estén dispuestas continuamente sino que por el

---

<sup>11</sup> Faruk CIVAN, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.



contrario se presentan de forma intercalada, haciendo difícil establecer los tipos y bases de las formaciones que conforman esta área.

### 1.4.1 Cuenca de los llanos orientales<sup>12</sup>

#### 1.4.1.1 Ubicación

La cuenca de los llanos orientales se encuentra en la región centro oriental del país y está conformada por los departamentos del Meta, Arauca, Guainía y Guaviare. La cuenca de los llanos orientales tiene una extensión de 220.000 Km<sup>2</sup> de los cuales 153.000 Km<sup>2</sup> corresponden al área de prospectividad de Crudos Pesados. En la Figura 4 se muestra el piedemonte llanero está localizado en el departamento del Casanare, linda al norte con el bloque Niscota y al sur con la ciudad de Yopal.

**FIGURA 4.** Ubicación geográfica del Piedemonte llanero Colombiano



**FUENTE.** Tomado WellReview 2005.

<sup>12</sup> Portal Web Agencia nacional de Hidrocarburos, Disponible en línea. [http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS UIS\\_2009.pdf](http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS UIS_2009.pdf). Consultado 15 de abril de 2013.



#### 1.4.1.2 Límites

Por el norte: se prolonga en Venezuela más allá del río Arauca, Por el sur: saliente del Vaupés o arco del Guaviare, Por el oriente: escudo guayanés y por el occidente: Cordillera oriental.

#### 1.4.1.3 Eventos geológicos

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico-Cretácico tardío la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina. En cuanto a la madurez, las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este, aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico tardío y Paleoceno. Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MMBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apia y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

#### 1.4.1.4 Roca generadora

La principal roca generadora en esta área es la lutita marino-continental de la Formación Gachetá, localizada por debajo del flanco oriental de la Cordillera



Oriental. En estas rocas poseen un Kerógeno<sup>13</sup> tipo II y III, rangos de TOC<sup>14</sup> entre 1-3 % y un espesor efectivo de 150-300 pies.

#### 1.4.1.5 Migración

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

#### 1.4.1.6 Roca reservorio

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador (Paleógeno) son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. EN la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de Porosidad varía entre el 10 % y el 30 %.

#### 1.4.1.7 Roca sello

El sello regional de la cuenca es la Formación León, Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la formación Carbonera son reconocida como sellos locales. Las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. En la tabla 1 se muestra completa la columna litológica de los llanos orientales:

---

<sup>13</sup> Fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

<sup>14</sup> Total Organic Carbon



**TABLA 1.** Columna litológica de la cuenca de los llanos orientales.

EDAD		FORMACION	ESPESOR (ft)	DESCRIPCION	
CUARTERNARIO		ALUVION		Aluviones y terrazas	
TERCIARIO	MIOCENO-PLIOCENO	NECESIDAD	50 a 100	Arcillolitas varicoloreadas y areniscas arcillosas finas	
		GUAYABO	400 A 1500	Arcillolitas abigarradas y lutitas y grises con intercalaciones de arenisca arcillosa en parte conglomerada	
		LEON	400 a 1500	Shale gris y pardo, moteado, con niveles de arenisca arcillosa.	
	OLIGOCENO	CARBONERA	C1	400 a 2300	Arcillolitas grises moteadas alternando con areniscas grises y gris verdosas y limolitas grises. Abundantes niveles de carbón con restos vegetales.
			C2		
			C3		
			C4		
			C5		
			C6		
			C7		
C8					
EGOCENO	MIRADOR	100 a 250	Areniscas grises y blancas, arcóscicas, masivas en interestratificaciones de lutita gris a la parte media.		
	PALEOCENO	LOS CUERVOS	80 A 100	Lutitas y arcillolitas grises, verdosas y pardo-amarillas con mantos de carbón y niveles de areniscas con restos vegetales.	
BARCO		100 A 350	Areniscas cuarcíticas en parte arcillosas, con delgadas intercalaciones de lutita nodular gris.		



CRECETACIO	SUPERIOR	GUADALUPE	130 a 350	Areniscas finas, cuarzosas, intercalaciones de limolitas y arcillosas grises y grises- verdosas.
		GACHETA	200 a 400	
		UNE	800	Areniscas, arcillolitas y areniscas.
PALEOZOICO	SUPERIOR		0 a 2000	Shales negros con intercalaciones de areniscas finas, cuarzosas y calizas dolomíticas.
	INFERIOR			
PRECÁMBRICO				Rocas del escudo Guayanés

**FUENTE:** Bueno y Aguilera (1994) Pérez E. (1984).

#### 1.4.1.8 Trampas

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas<sup>15</sup>. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas pueden presentar un importante objetivo exploratorio.

Hay un amplio rango de crudos en la cuenca, variando de aceite pesado a condensado. No hay una relación directa entre la profundidad del reservorio y la gravedad API. Los aceites de mejor calidad están localizados en el piedemonte (Condensado de Cusiana) y en la parte norte de la cuenca (aceite liviano de Caño Limón). La mayoría de la secuencia estratigráfica es inmadura. Sin embargo en el Piedemonte la secuencia alcanza la ventana de generación de aceite y gas tardíamente produciendo el condensado encontrado en Cusiana. El tipo de

<sup>15</sup> Fallas Antitéticas: Es una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas.



Kerógeno varía entre II y III, perteneciendo el tipo II al Piedemonte y el tipo III a la zona de ante país. La mayoría de las muestras tienen menos que el 2% del TOC, pero hay unos intervalos con valores más altos. EL potencial generador varia o y 90 mg HC/g Roca, con las mayorías de las rocas bajo 10 mg HC/g.



## CAPITULO 2

### SOLVENTES QUÍMICOS DE INCRUSTACIONES

#### 2.1 AGENTES QUELANTES

Existen compuestos que permiten la inhibición de escamas, estos son químicos solubles en agua que previenen y/o retardan la nucleación o el crecimiento del cristal de escamas inorgánicas.

Una forma de evitar problemas de corrosión y sedimentación en la remoción de escamas de carbonato es el uso de un agente quelante en lugar de los ácidos que permiten la re-precipitación de incrustaciones. Sales de EDTA y otros aminocarboxilatos son agentes quelantes, también conocidos como secuestrantes, utilizados en alguna medida para eliminar las escamas de carbonato, especialmente en entornos de alta temperatura.

La quelación es la habilidad que tienen ciertos compuestos (agentes quelantes), para formar una estructura en anillo con un ión metálico, obteniéndose de esta forma un compuesto con propiedades químicas diferentes a las del metal original (complejo de quelato metálico).

##### 2.1.1 TEORÍA DE LA QUELACIÓN

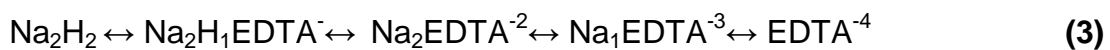
En solución acuosa un ión metálico ( $M^{++}$ ) tiene un número específico de sitios de coordinación a través de los cuales puede entrar en las reacciones químicas. Los agentes quelantes tienen suficientes sitios de enlaces con el correcto espaciamiento para ocupar todos los sitios de coordinación metal-ión. El resultado del componente metal/quelato tiene la razón estequiométrica de un átomo metal a una molécula de agente quelante.



## 2.2 SAL DISÓDICA DE EDTA

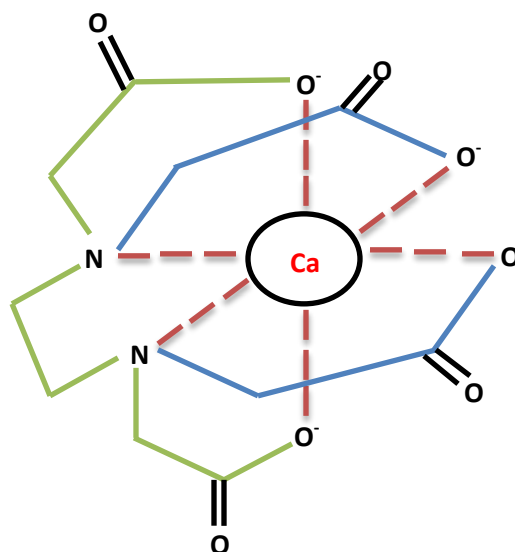
El ácido etilendiaminotetracético (EDTA) es uno de los agentes quelantes más utilizados en la industria. Este agente quelante es muy utilizado en química analítica debido a que forma complejos con la mayoría de los cationes metálicos estables en una proporción molar 1:1.

Este ácido es un polvo blanco que debido a su limitada solubilidad en agua (0.02 g en 100 ml) se emplea su respectiva sal disódica ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$ ). Esta sal tiene dos átomos de hidrógeno ionizables además de los sodios presentes, de tal manera se produce una especie que permite coordinar efectivamente con el metal-ion, como se muestra en la ecuación 3:



Estos complejos son de gran estabilidad debido a que esta especie posee un par de electrones solitarios pertenecientes a cada nitrógeno y a cada átomo de oxígeno, que permite la unión de varios sitios de la molécula con dicho catión formando un anillo como se ilustra a continuación

**FIGURA 5.** Acción Quelante



**FUENTE:** Los Autores.



Algunos estudios realizados indican que el EDTA comparado con otros agentes quelantes como el HEDTA, GLDA, presenta constantes de estabilidad mayores para metales como el calcio, hierro y magnesio, lo cual podemos ver en la siguiente tabla.

El valor de Kf (constante de estabilidad) indica la afinidad entre el metal y el agente quelante y es proporcional a la relación del ion metal quelado y no quelado. Existe una gran dependencia entre el agente quelante y el pH. El agente quelante existe en forma ácida a pH bajos y no enlaza efectivamente con los iones metálicos. Por encima de los rangos medios de pH este se ioniza completamente y se alcanza un valor máximo para Kf.

**TABLA 2.** Constante de estabilidad de los agentes quelantes

AGENTE QUELANTE	Log (Constante de Estabilidad) Kf o Keff		
	Ca <sup>+2</sup>	Fe <sup>+3</sup>	Mg <sup>+2</sup>
EDTA	10.7	25	8.83
HEDTA	8.4	19.8	7
GLDA	5.9	11.7	5.2

**FUENTE:** MAHMOUD M.A. Novel Environmentally Friendly Fluids to Remove Carbonate Minerals from Deep Sandstone Formation. SPE 143301.

De acuerdo con estos datos el complejo<sup>16</sup> formado entre el EDTA para los iones calcio, hierro y magnesio es más estable respecto a los otros agentes quelantes<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> En química se denomina complejo a una entidad que se encuentra formada por una asociación que involucra a dos o más componentes unidos por un tipo de enlace químico.

<sup>17</sup> SIMANCAS, DIANA. VILLABONA, CINDY. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Tesis de Grado UIS. Bucaramanga.2012.



### 2.2.1 Efecto de la Temperatura en el EDTA

Uno de los principales factores que alteran el comportamiento de cualquier tipo de sustancia química es la temperatura es por ello que surge la curiosidad por conocer el efecto que tiene esta en la efectividad y estabilidad de este agente quelante removiendo incrustaciones de calcita.

Un estudio realizado por la Universidad de Estambul, analiza la solubilidad de diferente minerales de calcio en una solución acuosa 0.1N y 0.2 N de EDTA. Este trabajo de solubilidad mostró una vez más que los minerales de CA-Carbonato y los precipitados de  $\text{CaCO}_3$  son descompuestos térmicamente sobre los  $650^\circ\text{C}$ .

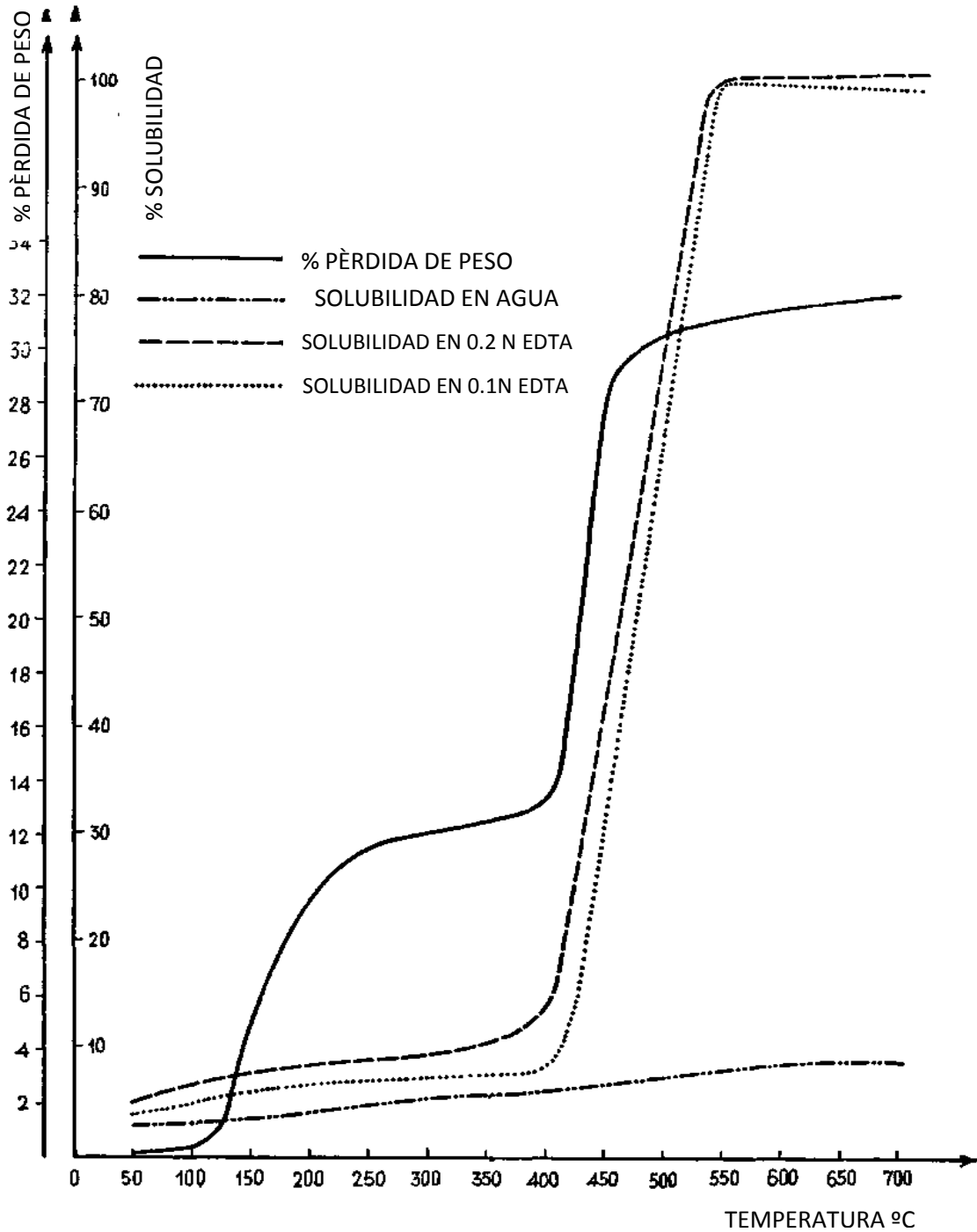
Se dará una mirada a los resultados obtenidos en solubilidad de solidos de  $\text{CaC}_2\text{O}_4$  los cuales se descomponen en Carbonato de Calcio  $\text{CaCO}_3$ <sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> SACVI, Hikmet y GULENSOY, Huseyin. SOLUBILITIES OF SOME CALCIUM MINERALS AND PREPARED CALCIUM COMPOUNDS IN EDTA (ETHYLENE DIAMINE TRETAACETIC ACID) SOLUTIONS. Paper.



FIGURA 6. Efecto del EDTA en la solubilidad de Calcio



FUENTE: SACVI, Hikmet y GULENSOY, Huseyin. Solubilities of some calcium minerals and prepared calcium compounds in edta (ethylene diamine tretaacetic acid) solutions. Paper.



En la Figura 6 se puede observar la baja solubilidad que tiene el Calcio en el agua, la cual para temperaturas de 600°C o 700°C no supera el 10%. Por el contrario para las soluciones de 0.1 N y 0.2 N EDTA la solubilidad del calcio aumenta de manera exponencial con el cambio de temperatura y alcanza el 100% cerca de los 550°C.

### 2.3 ÁCIDO DIETILENTRIAMINOPENTAACÉTICO (DTPA)

La eliminación química de incrustaciones de carbonato tradicionalmente se ha llevado a cabo utilizando ácidos tanto minerales como carboxílicos, que reaccionan rápidamente con las incrustaciones para formar dióxido de carbono y una solución de sal de calcio. Sin embargo, la eliminación química de incrustaciones de sulfatos es más difícil, ya que las formaciones deben ser disueltas utilizando agentes quelantes, y por tanto la velocidad de disolución como los niveles de incrustaciones que pueden ser secuestrados son limitados.

El ácido pentético o ácido dietilentriaminopentaacético es un ácido carboxílico poliamino que consiste en una cadena de dietilentriamina con cinco grupos de carboximetilo. La molécula puede ser vista como una versión ampliada de EDTA y se utiliza de manera similar. Es un sólido de color blanco, soluble en agua.

La base conjugada de DPTA tiene una alta afinidad por cationes metálicos. Como agente quelante, DPTA se envuelve alrededor de un ion metálico mediante la formación de ocho enlaces de coordinación. Así, después de formar un complejo con un metal, el DPTA todavía tiene la capacidad de unirse a otros reactivos.<sup>19</sup>

Hoy en día, los tratamientos más efectivos implican la utilización de soluciones DTPA Pentapotásico. Es preferible la utilización de DTPA en la disolución de

---

<sup>19</sup> Ácido pentético, propiedades de coordinación, aplicaciones, compuestos relacionados. 2012-2014. [http://centrodeartigos.com/articulos-utiles/article\\_104931.html](http://centrodeartigos.com/articulos-utiles/article_104931.html). (CONSULTA: 10 Julio 2014).



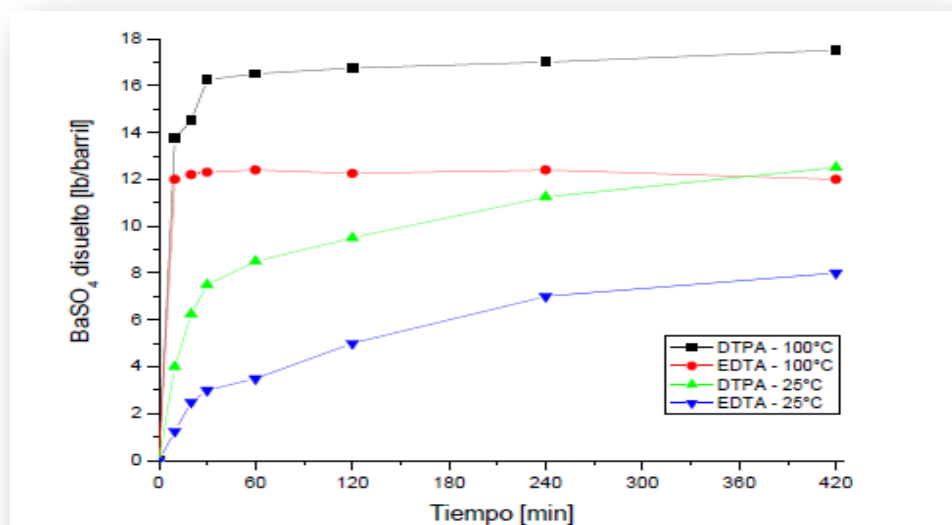
incrustaciones de sulfato de Bario, ya que se forman quelatos más solubles que los formados con EDTA y las velocidades de reacción son mayores.<sup>20</sup>

### 2.3.1 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL DTPA

La temperatura tiene un impacto significativo en la velocidad de todos los procesos químicos, y disolución no es la excepción. Esto es especialmente aplicable para la disolución de escamas de sulfatos, cuando se presentan temperaturas por debajo de los 40°C la velocidad de disolución es muy pobre.

En la Figura 7 se comparan las capacidades de remoción de incrustaciones de sulfato de bario, con soluciones de DTPA Y EDTA, para dos temperaturas de operación diferentes.

**FIGURA 7.** Disolución de sulfato de bario vs Tiempo



**FUENTE:** Químicos ESSIOD. Agentes quelantes industria petrolera. Argentina.

<sup>20</sup> Químicos ESSIOD. Agentes quelantes industria petrolera. Argentina.



El DTPA logra eliminar mayor cantidad de incrustaciones respecto al EDTA para ambas temperaturas de trabajo. Además, se observa que las operaciones a mayor temperatura resultan con una mayor eficiencia del proceso de remoción.<sup>14</sup>

## 2.4 PRODUCTOS QUÍMICOS PARA DISOLVER ASFALTENOS

Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales son utilizados para disolver las depositaciones de asfaltenos.

- *Solventes:* Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y el bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso se ha limitado debido a su costo y consideraciones de seguridad.
- *Detergentes de Asfaltenos:* los detergentes son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfaltenos y también les impide re-aglomerarse.<sup>21</sup>

### 2.4.1 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LOS SOLVENTES DE ASFALTENOS

Investigaciones realizadas muestran que el grado de asfaltenos, resinas y parafinas removidas por solventes hidrocarburos dependen del agua de saturación del medio poroso, solventes naturales y la temperatura.<sup>22</sup>

En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos en uno de estos estudios al remover asfaltenos a diferentes temperaturas utilizando diferentes solventes.

---

<sup>21</sup> DIAZ, DAVID. CANCHANO RICARDO. Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el campo colorado. Tesis de grado UIS. Bucaramanga.2013

<sup>22</sup> VOLOSHIN, ALEXANDER I. Desarrollo e introducción de la depositación de compuestos orgánicos pesados diagnósticos, prevención y remoción. SPE 93128.



TABLA 3. Eficacia de la remoción de asfaltenos a diferentes temperaturas.

SOLVENTE	TEMPERATURA °C	Grado de Asfaltenos removidos (%)	
		INICIAL	FINAL
Casing-head gasolina	30	10.6	7.2
	70	38.5	20.9
Fracción Hexano	30	23.3	13.4
	70	59.0	32.1
Nefras C <sub>3</sub> 70/150	30	74.5	60.2
	70	85.4	69.1
Fracción Tolueno	30	78.3	65.8
	70	88.5	69.7
Nefras <sup>23</sup> C <sub>4</sub> 130/350	30	90.2	76.0
	70	94.4	79.9

**FUENTE:** Voloshin, Alexander I. Desarrollo e introducción de la depositación de compuestos orgánicos pesados diagnósticos, prevención y remoción. SPE 93128.

<sup>23</sup> El disolvente NEFRAS es una mezcla de hidrocarburos aromáticos y alifáticos, co-disolventes altamente eficaces y surfactantes. Tanto el NEFRAS C<sub>3</sub> Y C<sub>4</sub> son utilizados para la remoción de asfaltenos y parafinas.



## CAPITULO 3

### PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS

#### 3.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Una vez finalizado el sustento teórico y para dar cumplimiento a los objetivos propuestos en esta investigación, se propone realizar 3 ensayos para conocer el efecto de la temperatura en cada una de las incrustaciones (orgánicas e inorgánicas) a estudiar. Todos los ensayos se realizarán a condiciones de presión de sobrecarga de 3000 Psi y para dos Temperaturas de yacimiento: 71°C y 137°C, basándose en protocolos previamente establecidos

Para el desarrollo de la parte experimental se realizará el mismo procedimiento y se mantendrán las mismas condiciones de presión de sobrecarga y contrapresión para las dos temperaturas para así poder establecer bajo cuál de las dos condiciones de temperatura los solventes A, B Y C presentan la mejor remoción de daño.

##### **3.1.1 Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción Calcita utilizando Solvente A.**

**3.1.1.1 Ensayo 1** En esta primera prueba se someterá una muestra del campo a las condiciones anteriormente mencionadas utilizando el EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO “ Liquid Flood Sistem” se realiza una completa simulación del tratamiento real que se realiza en campo para remover el daño causado por incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ .

##### **❖ Etapa 1**

Una vez conocidas las condiciones de Porosidad y Permeabilidad de la muestra, se satura la misma con 100% de agua de formación. La muestra es ubicada en el Equipo de Desplazamiento y se fija la temperatura en 71°C, inicialmente se



desplaza salmuera para determinar la **Kabs** de la muestra, posteriormente se mide K efectiva al aceite hasta condiciones de agua irreducible **Swirr**. Para determinar esta K de referencia, se realizan ciclos de inyección de crudo y salmuera sintética hasta encontrar diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección de crudo.

Se realiza la inducción del daño inyectando una solución de Bicarbonato de Sodio y Cloruro de Calcio y se mide la permeabilidad de retorno del crudo a condiciones de **Swirr**; para remover el daño causado se inyectan preflujos y finalmente el **Solvente A** aplicando un tiempo de cierre de 8 horas.

Finalmente se mide la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de agua irreducible y la permeabilidad efectiva del agua a condiciones de aceite residual con el fin de conocer que tan eficiente fue el solvente para remover el daño causado por el carbonato de calcio.

## ❖ Etapa 2

Una vez finalizado el desplazamiento a 71°C se procede a incrementar la temperatura a 137°C y se da inicio al desplazamiento siguiendo el mismo protocolo anteriormente descrito.

### **3.1.2 Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción Barita utilizando Solvente B.**

**3.1.2.1 Ensayo 2.** Este ensayo permitirá recrear el tratamiento que se realiza en este campo al daño causado por las incrustaciones de  $BaSO_4$  se empleará igualmente el EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO “Liquid Flood Sistem” a las condiciones de Presión y Temperatura ya mencionadas.



**Etapa 1** Una vez conocidas las condiciones de Porosidad y Permeabilidad de la muestra, se satura la misma con 100% de agua de formación. La muestra es ubicada en el Equipo de Desplazamiento y se fija la temperatura en 71°C, inicialmente se desplaza salmuera para determinar la **K<sub>abs</sub>** de la muestra, posteriormente se mide K efectiva al aceite hasta condiciones de agua irreducible **Swirr**. Para conocer esta K de referencia, se realizan ciclos de inyección de crudo y salmuera sintética hasta encontrar diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección de crudo.

Se realiza la inducción del daño inyectando una solución de Sulfato de Sodio y Cloruro de Bario y se mide la permeabilidad de retorno del crudo a condiciones de **Swirr**; para remover el daño causado se inyectan preflujos y finalmente el **Solvente B** aplicando un tiempo de cierre de 24 horas.

Finalmente se mide la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de agua irreducible y la permeabilidad efectiva del agua a condiciones de aceite residual con el fin de conocer que tan eficiente fue el solvente para remover el daño causado por el sulfato de Bario.

- ❖ **Etapa 2.** Una vez finalizado el desplazamiento a 71°C se procede a incrementar la temperatura a 137°C y se da inicio al desplazamiento siguiendo el mismo protocolo anteriormente descrito.

### **3.1.3 Procedimiento experimental pruebas de desplazamiento remoción Asfaltenos utilizando Solvente C.**

**3.1.3.1 Ensayo 3.** En este último ensayo se reproducirá el tratamiento que se realiza en campo al daño causado por las incrustaciones de Asfaltenos.



**Etapa 1** Una vez conocidas las condiciones de Porosidad y Permeabilidad de la muestra, se satura la misma con 100% de agua de formación. La muestra es ubicada en el Equipo de Desplazamiento y se fija la temperatura en 71°C, inicialmente se desplaza salmuera para determinar la **K<sub>abs</sub>** de la muestra, posteriormente se mide K efectiva al aceite hasta condiciones de agua irreducible **Swirr**. Para determinar esta K de referencia, se realizan ciclos de inyección de crudo y salmuera sintética hasta encontrar diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos consecutivos con respecto a la inyección de crudo.

Se realiza la inducción del daño inyectando una solución de Asfaltenos dispersos en n-Heptano y se mide la permeabilidad de retorno del crudo a condiciones de **Swirr**; para remover el daño causado se inyectan preflujos y finalmente el **Solvente C** aplicando un tiempo de cierre de 12 horas.

Finalmente se mide la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de agua irreducible y la permeabilidad efectiva del agua a condiciones de aceite residual con el fin de conocer que tan eficiente fue el solvente para remover el daño causado por el carbonato de calcio.

❖ **Etapa 2.** Una vez finalizado el desplazamiento a 71°C se procede a incrementar la temperatura a 137°C y se da inicio al desplazamiento siguiendo el mismo protocolo anteriormente descrito.

### 3.2 RESULTADOS

Una vez finalizados los ensayos, tanto a la temperatura de 71°C como la de 137°C se determinó el porcentaje de daño que se logró inducir con las soluciones preparadas, también haciendo uso de la permeabilidad obtenida antes y después de utilizar el tratamiento se pudo realizar un estimado de la cantidad de daño



removido al aplicarlo, obteniendo así los resultados experimentales que permitirán evidenciar la eficiencia de cada solvente al ser sometido a diferentes temperaturas.

### 3.2.1 Resultados para incrustaciones de Calcita

#### 3.2.1.1 Etapa 1. Temperatura 71°C

Antes de dar comienzo a la prueba de desplazamiento es importante conocer algunas características de la muestra a estudiar.

**TABLA 4.** Datos de la Muestra a estudiar

MUESTRA	PROFUNDIDAD [ft]	DIÁMETRO [Cm]	LONGITUD [Cm]
M1	13792,05	3,80	7,20

Una vez realizados los ciclos de estabilizaciones (crudo-salmuera sintética) hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo.

**TABLA 5.** Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 71°C Calcita

TEMPERATURA 71°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO 1	Crudo	1	15.8
	CICLO 1	Agua	1	10.4
	CICLO 2	Crudo	1	17.7
	CICLO 2	Agua	1	10.4
	CICLO 3	Crudo	1	17.7



De la Tabla 5 se toman como *valores de referencia* antes de realizar la inducción del daño, para el crudo 17,7 Psi y 10,4 Psi para el agua. Posteriormente se realiza la inducción del daño y se desplaza otro ciclo de crudo para conocer la nueva permeabilidad obteniendo un  $\Delta P$  de 72,1 Psi.

Con la ayuda de una regla de 3 sencilla se encuentra que existe una reducción en la permeabilidad de 75.46%, lo cual evidencia la depositación de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).

Se aplica el *Solvente A* y de nuevo se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 28.1 Psi.

Basándose en la ecuación de Darcy, en la cual el  $\Delta P$  es inversamente proporcional a la permeabilidad, se puede decir que existe una disminución en la permeabilidad efectiva al aceite al aplicar el tratamiento, de igual manera haciendo un cálculo simple con los datos de la Tabla 6 se estima dicha disminución, obteniendo una remoción del daño del 63.29%.

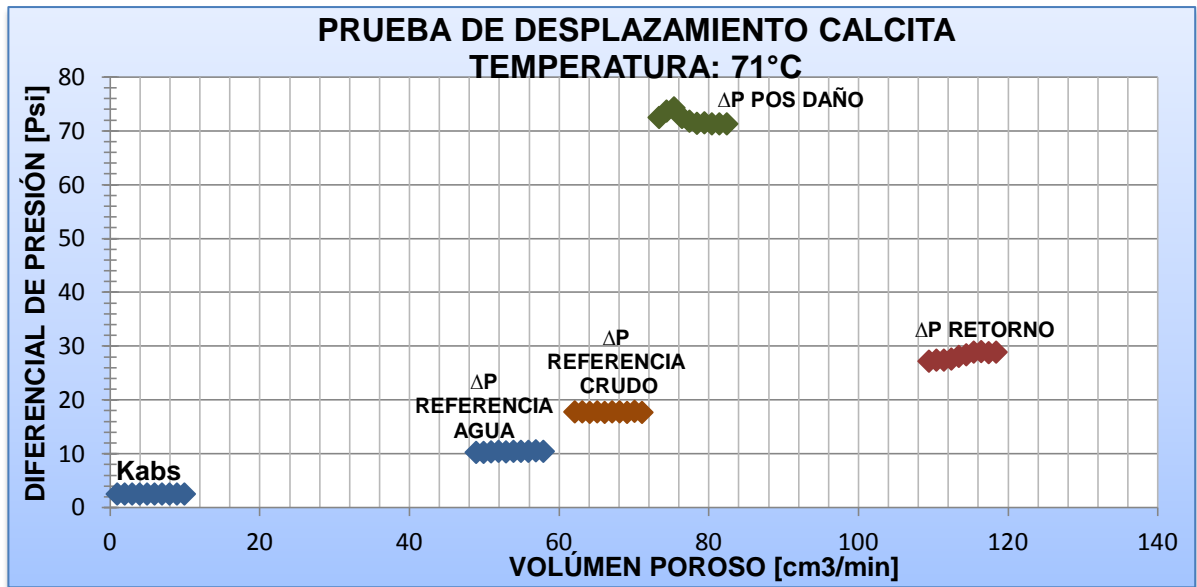
**TABLA 6.** Valores de  $\Delta P$  para evaluar la efectividad del solvente A a 71°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	1	17.7
$\Delta P$ de daño	Crudo	1	72.1
$\Delta P$ de retorno	Crudo	1	28.1

Otra manera de visualizar los resultados es mediante la Figura 8, en la cual se encuentran los  $\Delta P$  obtenidos en cada etapa de la prueba como una función del volumen poroso. Para la realización de esta prueba se desplazaron 120 volúmenes porosos.



FIGURA 8. Valores de  $\Delta P$  para la prueba de desplazamiento Calcita a 71°C



### 3.2.1.2 Etapa 2. Temperatura 137°C

Teniendo en uso la muestra anteriormente descrita se realizan los ciclos de estabilizaciones (crudo-salmuera sintética) hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo.

TABLA 7. Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 137°C Calcita

TEMPERATURA 137°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO 1	Crudo	1	3.8
CICLO 1	Agua	1	8.9	
CICLO 2	Crudo	1	7.9	
CICLO 2	Agua	1	9.1	
CICLO 3	Crudo	1	8.2	



Se toman de la Tabla 7 como *valores de referencia* antes de realizar la inducción del daño, para el crudo 8.2 Psi y 9.1 Psi para el agua. Posteriormente se realiza la inducción del daño y se desplaza otro ciclo de crudo para conocer la nueva permeabilidad obteniendo un  $\Delta P$  de 34.7 Psi, correspondiendo a una reducción en la permeabilidad de 76.37%.

Se aplica el *Solvente A* y de nuevo se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 10.01 Psi.

Dado que el  $\Delta P$  es inversamente proporcional a la permeabilidad (Ecuación de Darcy) se evidencia que la permeabilidad efectiva al aceite disminuye al aplicar el tratamiento, de igual manera con un cálculo simple utilizando los datos de la TABLA 8 se estima dicha disminución, obteniendo que se logra una remoción del daño del 82.64%.

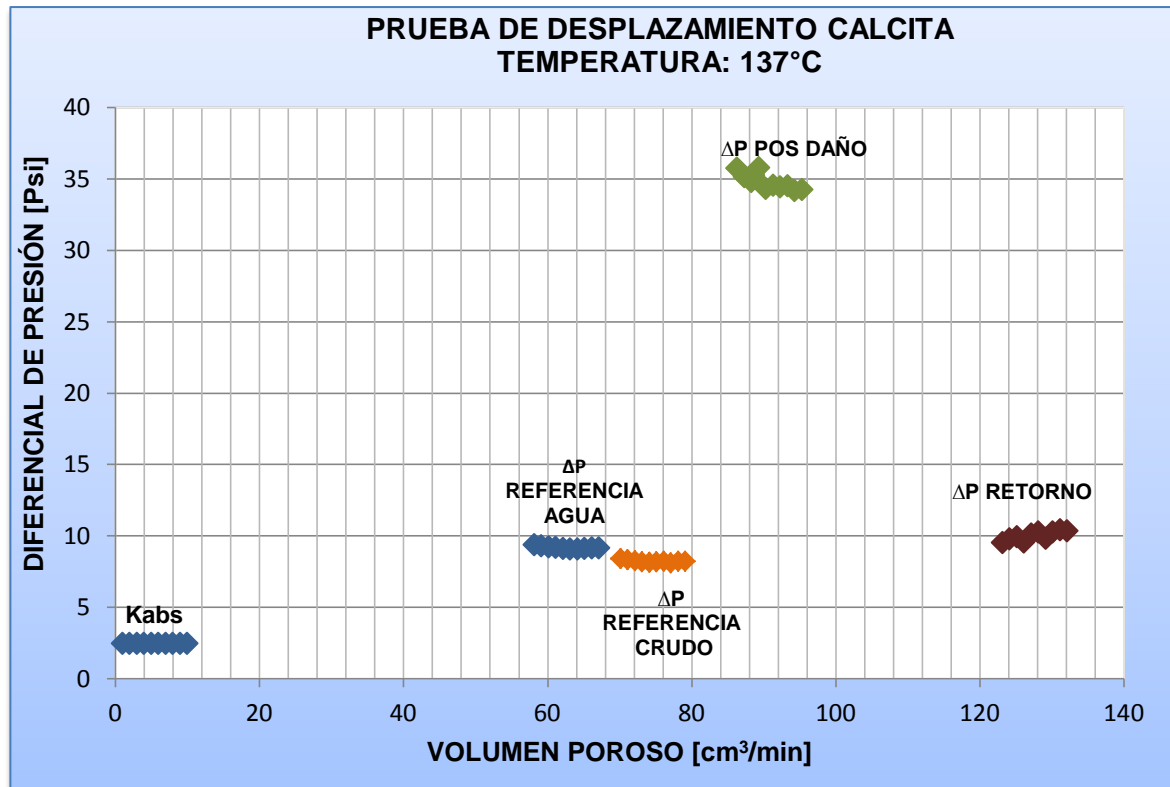
**TABLA 8.** Valores de  $\Delta P$  para evaluar la efectividad del solvente A a 137°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	1	8.2
$\Delta P$ de daño	Crudo	1	34.7
$\Delta P$ de retorno	Crudo	1	10.01

En la Figura 9 encontramos que para esta nueva temperatura se desplazaron 135 volúmenes porosos. Esta figura nos ayuda a visualizar los resultados de la prueba de una manera más sencilla y es evidente la forma como se logra reducir el daño causado por las incrustaciones de Calcita.



FIGURA 9. Valores de  $\Delta P$  para la prueba de desplazamiento Calcita a 137°C

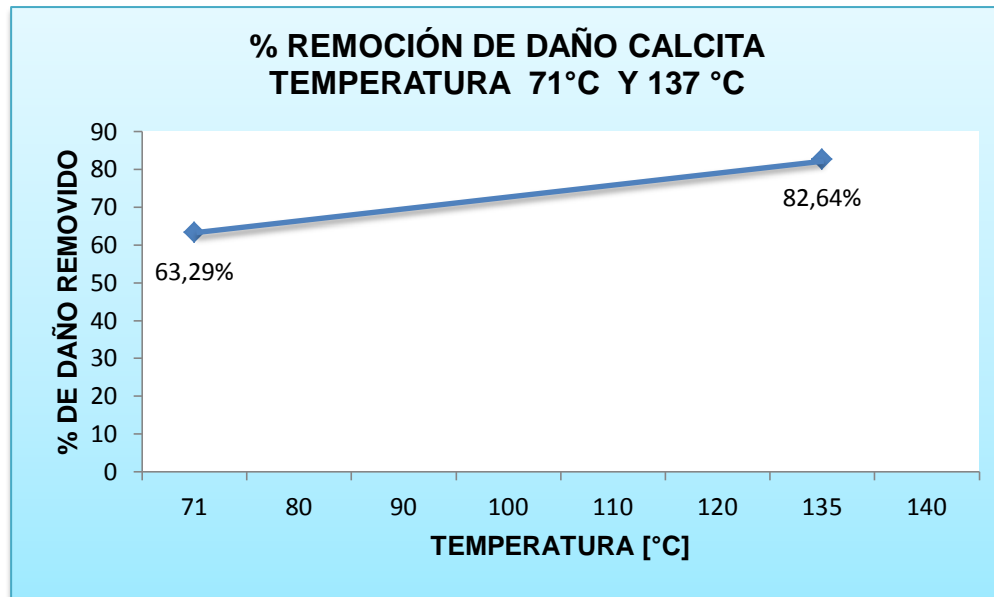


### 3.2.1.3 Porcentaje de remoción de daño vs Temperaturas 137°C y 71°C

Para tener una idea general de los resultados obtenidos en la remoción de Calcita, la Figura 10 presenta el porcentaje de daño removido para cada una de las dos temperaturas de estudio, evidenciando un mayor porcentaje a medida que aumenta la temperatura.



**FIGURA 10.** Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Calcita



Como se puede ver en la Figura 10 existe una tendencia lineal en los datos, la cual nos permite conocer que porcentaje de daño es removido por grado de temperatura que se aumenta.

*Pendiente de la Recta.*

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$m = \frac{0,8264 - 0,6329}{137 - 71}$$

$$m = 0.0029$$

$$m = 0.29 \left[ \frac{\%}{^\circ\text{C}} \right]$$

Entonces en la remoción de Calcita por cada grado centígrado que se aumente, el Solvente A removerá 0,29% de daño adicional.



### 3.2.2 Resultados para incrustaciones de Barita

#### 3.2.2.1 Etapa 1. Temperatura 71°C

Para dar inicio a esta nueva prueba se tienen en consideración la muestra M1 anteriormente descrita.

Una vez realizados los ciclos de estabilización (crudo-salmuera sintética) hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo .

**TABLA 9.** Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 71°C Barita

TEMPERATURA 71°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO 1	Crudo	1	9.6
	CICLO 1	Agua	1	6.6
	CICLO 2	Crudo	1	10.9
	CICLO 2	Agua	1	6.9
	CICLO 3	Crudo	1	11.03

Se toman de la Tabla 9 como *valores de referencia* antes de realizar la inducción del daño, para el crudo 11.03 Psi y 6.9 Psi para el agua.

Posteriormente se realiza la inducción del daño y se obtiene la permeabilidad al crudo con un  $\Delta P$  de 80.9 Psi.

Existe una reducción en la permeabilidad de 86.37%, lo cual evidencia la depositación de Sulfato de Bario ( $BaSO_4$ ). Se aplica el *Solvente B* y de nuevo se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 26.0 Psi.



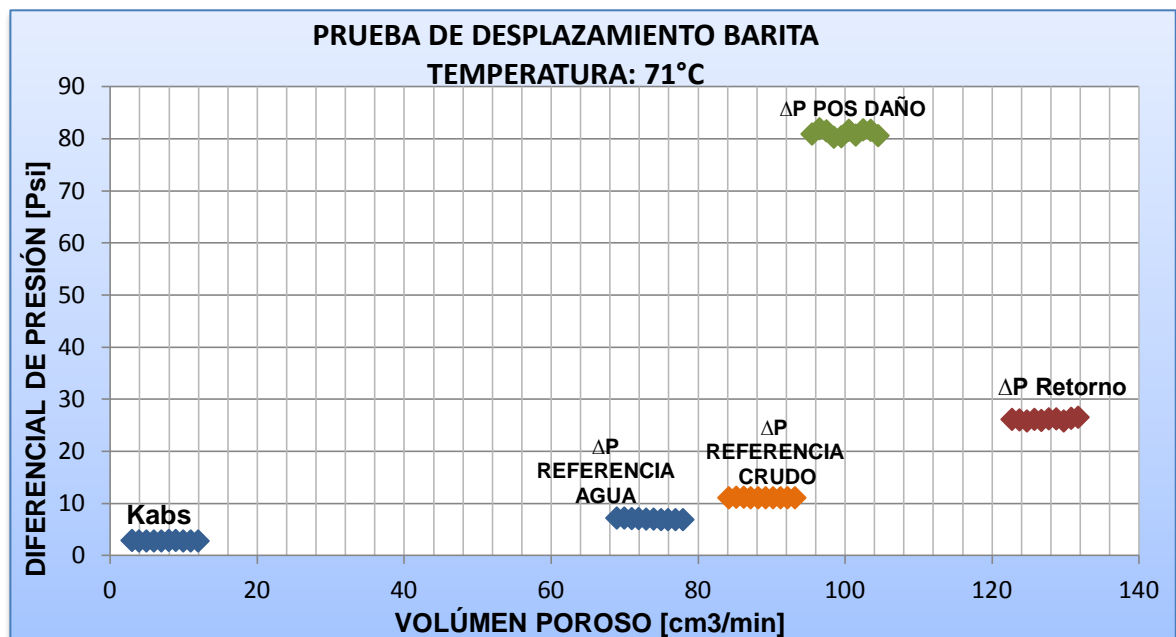
De acuerdo con esto la permeabilidad efectiva al aceite disminuye al aplicar el tratamiento, de igual manera con haciendo un cálculo simple con los datos de la Tabla 10 se puede estimas dicha disminución, obteniendo que se logra una remoción del daño del 42.6 %.

TABLA 10. Valores de ΔP para evaluar la efectividad del solvente B a 71°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	ΔP [Psi]
ΔP de referencia	Crudo	1	11.03
ΔP de daño	Crudo	1	80.9
ΔP de retorno	Crudo	1	26.02

Una manera sencilla de conocer los resultados de la prueba es mediante la Figura 11, en la cual se encuentran los ΔP obtenidos en cada etapa de la prueba como una función del volumen poroso. Para la realización de esta prueba se desplazaron 135 volúmenes porosos.

FIGURA 11. Valores de ΔP para la prueba de desplazamiento Barita a 71°C





### 3.2.2.2 Etapa 2. Temperatura 137°C

Haciendo uso de la muestra anteriormente descrita se realizan de nuevo los ciclos de estabilizaciones hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo.

**TABLA 11.** Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 137°C Barita

TEMPERATURA 137°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO 1	Crudo	1	26.01
	CICLO 1	Agua	1	11.7
	CICLO 2	Crudo	1	19.7
	CICLO 2	Agua	1	11.5
	CICLO 3	Crudo	1	19.3

Revisando los valores de la Tabla 11 se toman como *valores de referencia* antes de realizar la inducción del daño, para el crudo 19.3 Psi y 11.5 Psi para el agua. Posteriormente se realiza la inducción del daño y se desplaza otro ciclo de crudo para conocer la nueva permeabilidad obteniendo un  $\Delta P$  de 92.8 Psi, correspondiendo a una reducción en la permeabilidad de 79.21%.

Se aplica el *Solvente B* y de nuevo se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 29.3 Psi.

Por lo tanto la permeabilidad efectiva al aceite disminuye al aplicar el tratamiento, de igual manera utilizando los datos de la Tabla 12 se puede tratar de estimar dicha disminución, obteniendo que se logra una remoción del daño del 66.22%.

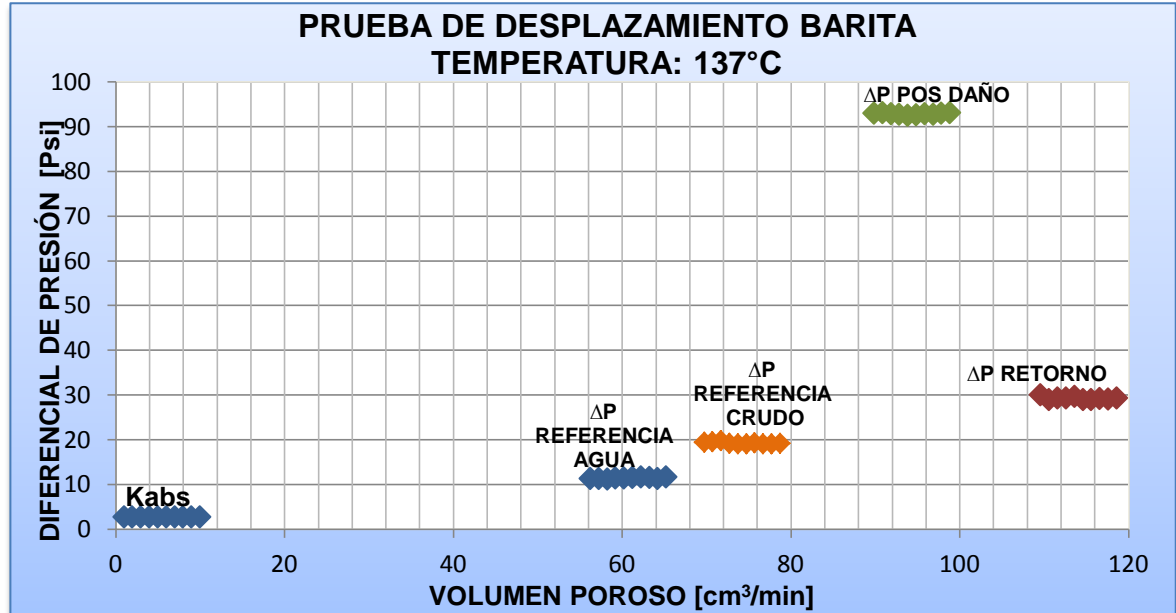


**TABLA 12.** Valores de  $\Delta P$  para evaluar la efectividad del solvente B a 137°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	1	19.3
$\Delta P$ de daño	Crudo	1	92.8
$\Delta P$ de retorno	Crudo	1	29.3

La Figura 12 muestra que para esta nueva temperatura se desplazaron 120 volúmenes porosos. Esta figura nos ayuda a visualizar los resultados de la prueba de una manera más sencilla y es evidente que se logra inducir y remover el daño causado por las incrustaciones de Barita.

**FIGURA 12.** Valores de  $\Delta P$  para la prueba de desplazamiento Barita a 137°C

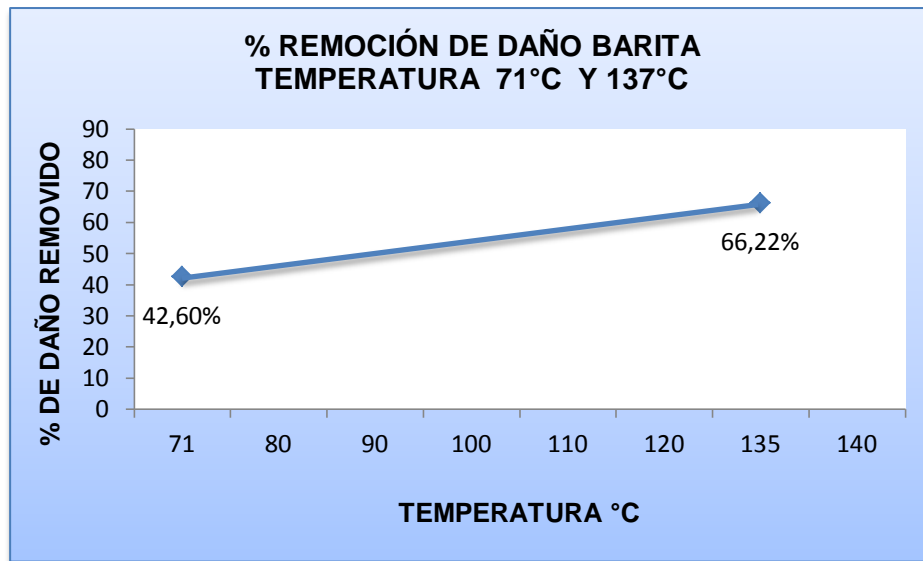




### 3.2.2.3 Porcentaje de remoción de daño vs Temperaturas 137°C y 71°C

La Figura 13 nos da una idea general de los resultados obtenidos en la remoción de Barita, presenta el porcentaje de daño removido para cada una de las dos temperaturas de estudio, al igual que en la Calcita se evidencia un mayor porcentaje a medida que aumenta la temperatura.

**FIGURA 13.** Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Barita



Como se puede ver en la Figura 13 existe una tendencia lineal en los datos, la cual nos permite conocer que porcentaje de daño es removido por grado de temperatura que se aumenta.

*Pendiente de la Recta.*

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$m = \frac{0,6622 - 0,4260}{137 - 71}$$



$$m = 0.0035$$

$$m = 0.35 \left[ \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$$

Entonces en la remoción de Barita por cada grado centígrado que se aumente, el Solvente B removerá 0,35% de daño adicional.

### 3.2.3 Resultados para incrustaciones de Asfaltenos

#### 3.2.3.1 Etapa 1. Temperatura 71°C

En la realización de esta última prueba se vuelve a utilizar la muestra utilizada en el desplazamiento de calcita.

Se realizan ciclos de estabilizaciones (crudo-salmuera sintética) hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo .

**TABLA 13.** Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 71°C Asfaltenos

TEMPERATURA 71°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO 1	Crudo	1	18,6
	CICLO 1	Agua	1	28,5
	CICLO 2	Crudo	1	40,8
	CICLO 2	Agua	1	27,2
	CICLO 3	Crudo	1	40,1

Antes de realizar la inducción del daño de la Tabla 13 se toman como *valores de referencia*, para el crudo 40.1 Psi y 27.2 Psi para el agua. Posteriormente se



realiza la inducción del daño y se obtiene la permeabilidad al crudo con un  $\Delta P$  de 209.4 Psi.

Existe una reducción en la permeabilidad de 80.8% lo cual evidencia la depositación de Asfaltenos. Una vez aplicado el *Solvente C* se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 102.6 Psi.

Por lo tanto la permeabilidad efectiva del aceite al aplicar el tratamiento disminuye, utilizando los datos de la Tabla 14 se obtiene una remoción del daño de 39,10%

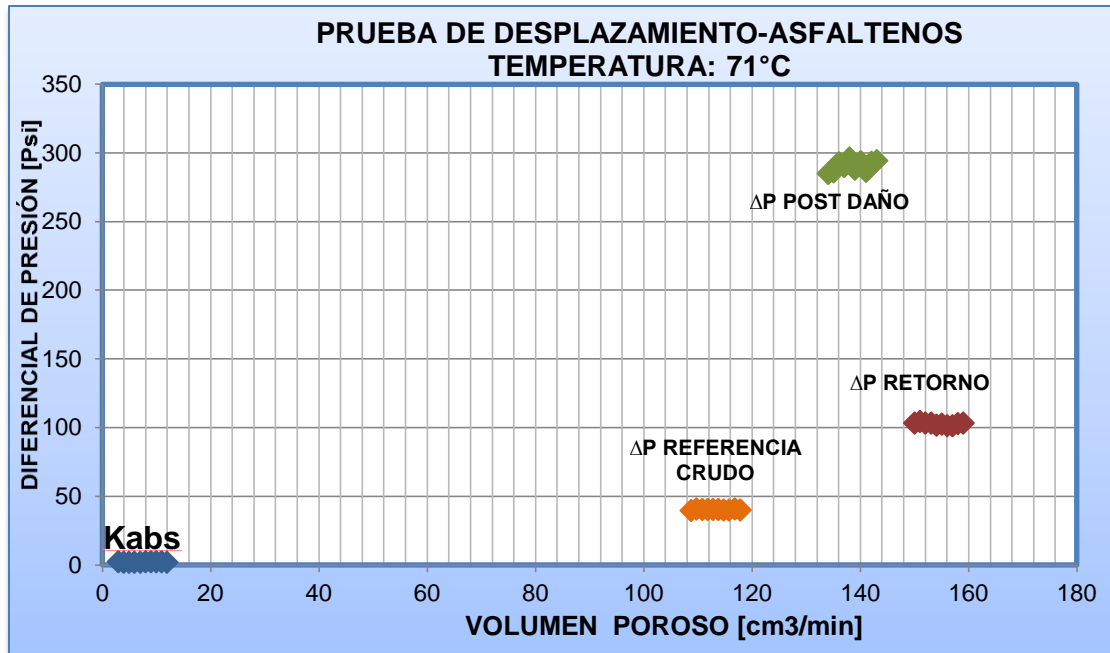
**TABLA 14.** Valores de  $\Delta P$  para evaluar la efectividad del solvente C a 71°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	1	40,1
$\Delta P$ de daño	Crudo	1	290,4
$\Delta P$ de retorno	Crudo	1	102,6

Los resultados de la prueba son presentados de una manera sencilla mediante la Figura 14, en la cual se encuentran los  $\Delta P$  obtenidos en cada etapa de la prueba como una función del volumen poroso. Para la realización de esta prueba se desplazaron 120 volúmenes porosos.



FIGURA 14. Valores de  $\Delta P$  para la prueba de desplazamiento Asfaltenos a 71°C



### 3.2.3.2 Etapa 2. Temperatura 137°C

Utilizando la muestra anteriormente descrita se realizan de nuevo los ciclos de estabilizaciones hasta encontrar que los diferenciales de presión entre los dos últimos ciclos consecutivos varían en menos del 5% entre ellos, se obtienen los siguientes  $\Delta P$  para cada ciclo.

TABLA 15. Valores de  $\Delta P$  para los ciclos de crudo y agua 137°C Asfaltenos

TEMPERATURA 137°C	CICLO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
	CICLO	Medio		
	CICLO 1	Crudo	1	22,3
	CICLO 1	Agua	1	30,5
	CICLO 2	Crudo	1	39,9
	CICLO 2	Agua	1	30,1
	CICLO 3	Crudo	1	40,01



De los valores de la Tabla 15 se toma como *valores de referencia* antes de realizar la inducción del daño, para el crudo 40.01 Psi y 30.1 Psi para el agua. Posteriormente se realiza la inducción del daño y se desplaza otro ciclo de crudo para conocer la nueva permeabilidad obteniendo un  $\Delta P$  de 167 Psi, correspondiendo a una reducción en la permeabilidad de 76.1%.

Se aplica el *Solvente C* y de nuevo se vuelve a desplazar crudo obteniendo un  $\Delta P$  de 45 Psi.

Por lo tanto la permeabilidad efectiva al aceite disminuye al aplicar el tratamiento, de igual manera utilizando los datos de la Tabla 16 en cálculo simple se puede tratar de estimar dicha disminución, obteniendo una remoción del daño del 89%.

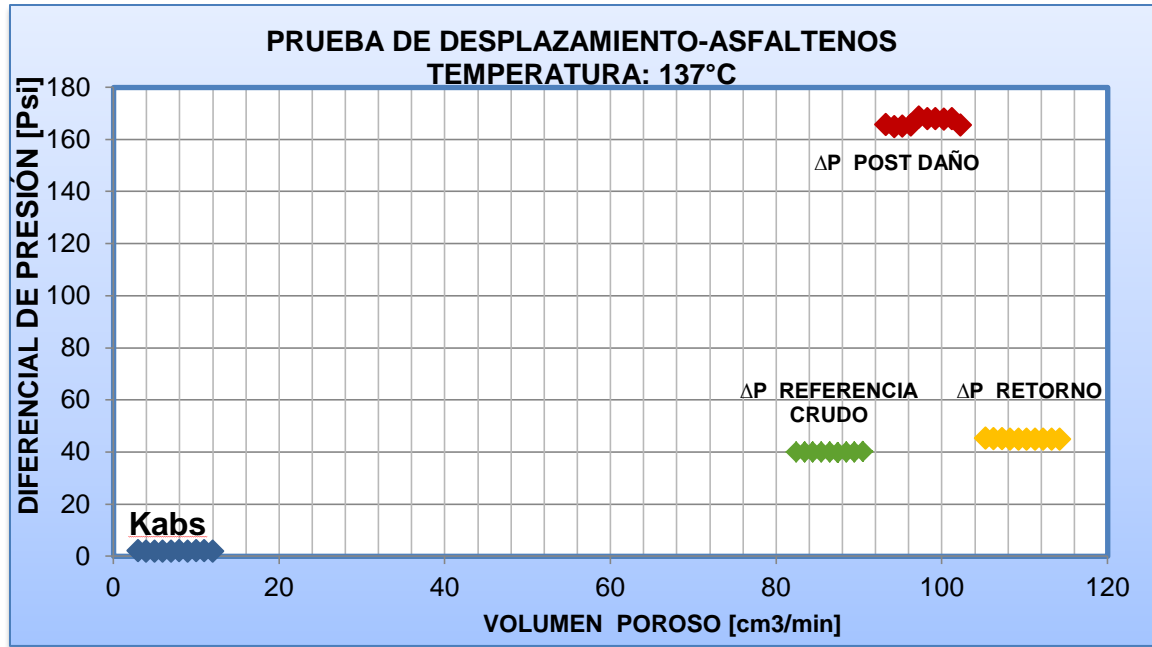
**TABLA 16.** Valores de  $\Delta P$  para evaluar la efectividad del solvente C a 137°C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	1	40,01
$\Delta P$ de daño	Crudo	1	167
$\Delta P$ de retorno	Crudo	1	45

La Figura 15 muestra que para esta nueva temperatura se desplazaron 120 volúmenes porosos igual que en la temperatura anterior, esta figura nos ayuda a visualizar los resultados de la prueba de una manera más sencilla y es claro que se logra remover el daño causado por las incrustaciones de Asfaltenos.



FIGURA 15. Valores de  $\Delta P$  para la prueba de desplazamiento Asfaltenos a 137°C

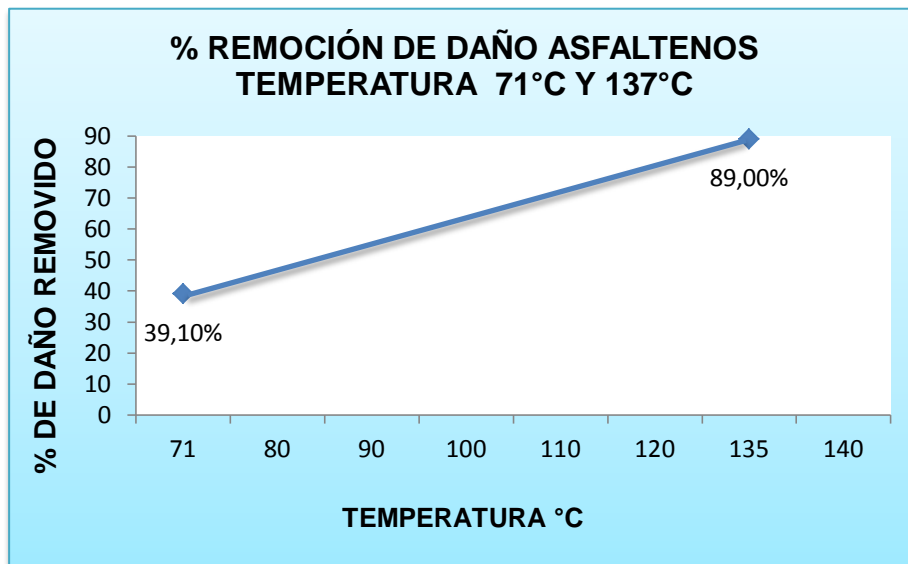


### 3.2.3.3 Porcentaje de remoción de daño vs Temperaturas 137°C y 71°C

La Figura 16 nos da una idea general de los resultados obtenidos en la remoción de Asfaltenos, presenta el porcentaje de daño removido para cada una de las dos temperaturas de estudio, al igual que en la Calcita y la Barita se evidencia un mayor porcentaje a medida que aumenta la temperatura, aunque en este caso es mucho mayor.



**FIGURA 16.** Porcentaje de remoción de daño para incrustaciones de Asfaltenos



Como se puede ver en la Figura 16 existe una tendencia lineal en los datos, la cual nos permite conocer que porcentaje de daño es removido por grado de temperatura que se aumenta.

*Pendiente de la Recta.*

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$m = \frac{0,89 - 0,3910}{137 - 71}$$

$$m = 0.0075$$

$$m = 0.75 \left[ \frac{\%}{^\circ\text{C}} \right]$$

Entonces en la remoción de Asfaltenos por cada grado centígrado que se aumente, el Solvente B removerá 0,75% de daño adicional. Siendo este el valor más alto de los 3.



#### 4. CONCLUSIONES

En esta evaluación, en el Laboratorio de Petrofísica de la sede UIS Parque Tecnológico Guatiguará, se reprodujo el tratamiento que se realiza en campo para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio, Sulfato de Bario y Asfaltenos, logrando con éxito inducir el daño a la formación y realizar su respectiva remoción; se concluye:

Los resultados muestran que los solventes químicos utilizados para el caso de estudio fueron efectivos al momento de la remediación del daño inducido; lo cual nos muestra la alta relación entre la remoción de incrustaciones orgánicas e inorgánicas con la temperatura.

El porcentaje de remoción del  $\text{CaCO}_3$  al ser sometido al Solvente A es mayor a medida que la temperatura de trabajo aumenta. Los porcentajes de daño removido son:

- 71°C: **63,29%**
- 137°C: **82,69%**

En la temperatura de 137°C se remueve un 19.4% más de daño que en la temperatura de 71°C. Utilizando el Solvente A el carbonato de Calcio es removido a una tasa de 0,29% por cada grado de temperatura que se aumenta en la prueba.

Para el **Sulfuro de Bario** se presenta la misma tendencia de la Calcita en la remoción de daño con unos porcentajes de:

- 71°C: **42,60%**
- 135°C: **66,22%**

Haciendo una comparación entre las dos temperaturas, en la de 137°C se remueve un 23,62% más que en la de 71°C. La Barita en presencia del Solvente B es removida a una tasa de 0.35% por cada grado que se incrementa.



Los **Asfaltenos** muestran mayor eficiencia de remoción de daño con el aumento de la temperatura, obteniendo los siguientes porcentajes:

- 71°C: **39,10%**
- 137°C: **89%**

En este caso en la temperatura de 137°C se consigue remover un 49.9% más de daño que en la temperatura de 71°C. Los Asfaltenos son disueltos por el Solvente C a una tasa de 0,75% por cada grado que se aumente en la temperatura.

Las escamas inorgánicas presentan menores valores de remoción de daño en comparación con la incrustación orgánicas, siendo la Calcita la más difícil de remover seguida muy de cerca por la Barita.

Cabe resaltar que estos resultados eran los esperados, puesto que la revisión bibliográfica, muestra como mejora la eficiencia de los solventes químicos en la remoción de incrustaciones a medida que aumenta la temperatura.

Con todo lo anteriormente expuesto, se demuestra que la temperatura juega un papel importante sobre la remoción de daño en el yacimiento causado por incrustaciones orgánicas e inorgánicas.



## 5. RECOMENDACIONES

Una vez alcanzados los objetivos propuestos y realizando una evaluación del trabajo hecho se recomienda la realización de futuros estudios en los cuales se amplíe el rango de temperaturas del perfil y se incluyan otros disolventes, para que de esa manera se pueda tener una mejor visualización del efecto de la temperatura en la remoción de incrustaciones.

Por otro lado sería importante complementar este estudio con el apoyo de un estado del arte acerca del uso, precauciones, casos de éxito en el mundo y efecto de la temperatura y demás características de cada uno de los solventes utilizados, con el fin de mostrar que son una buena opción al momento de manejar incrustaciones en un campo y que pueden ser un buen remplazo de los ácidos popularmente utilizados para esta tarea.

Cabe destacar que sería muy importante relacionar los resultados de estas pruebas, con otras similares donde se pueda evidenciar el contacto fluido-fluido y de esta manera poder concluir con mayor certeza acerca de los resultados aquí obtenidos.

De igual manera es de vital importancia siempre tener presente los protocolos de seguridad al momento de realizar este tipo de desplazamientos y siempre contar con el apoyo del personal técnico del laboratorio, la seguridad debe ser prioridad al realizar este trabajo.

Finalmente dado el efecto de la temperatura sobre la remoción del daño se recomienda en campo, inyectar los solventes a una menor tasa de flujo para así obtener mayores temperaturas al momento del contacto.



## BIBLIOGRAFÍA

- ✚ ALAYON, M. (2004). Asfaltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Consultado el 10 de Junio del 2014.[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf)
- ✚ ALLEN, T.O, ROBERTS, A.P. Production Operation: Well Completions, Workover and Stimulation. Fourth Edition. 1997.
- ✚ CIED., "Daño a la formación", INTEVEP, S.A. Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Primera edición, 1997.
- ✚ DIAZ, DAVID y CANCHANO, RICARDO. Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfaltenos en el campo colorado. Tesis de grado UIS. Bucaramanga.2013
- ✚ ESCOBAR, VÍCTOR. SÁNCHEZ, IVÁN .RESTREPO, DORA. LOPERA, SERGIO. Nueva metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa. Paper. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.2004.
- ✚ FERNANDEZ V.JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander,2001.
- ✚ FERNANDEZ V.JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander,2001
- ✚ FERWORN, K.A.HAMMAMI, A.Control of wax Deposition An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvens.SPE 37240.1997.



- ✚ JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiment sand Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 68752.
- ✚ LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.
- ✚ OSPINO CARO Teddys Guillermo, “Aspectos general del daño a la formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo.”.UNAL. 2009.
- ✚ SIMANCAS, DIANA. VILLABONA, CINDY. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Tesis de Grado UIS. Bucaramanga.2012.
- ✚ SOKHANVARIAN, KHATERE. Estabilidad térmica de varios agentes quelantes que son usados en el campo y el potencial daño causado por la descomposición de sus productos. SPE 157426
- ✚ TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long–Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038.
- ✚ VALENCIA; F.A y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad de América, 1992.
- ✚ VOLOSHIN, ALEXANDER I. Desarrollo e introducción de la depositación de compuestos orgánicos pesados diagnósticos, prevención y remoción. SPE 93128.