

**REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO EN FORMACIONES  
DE ARENISCAS, POR MEDIO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO**

**CARLOS ARTURO GALVIS RODRÍGUEZ**

**WILMER GERMÁN NOGUERA ARDILA**

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

**2013**

**REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO EN FORMACIONES  
DE ARENISCAS, POR MEDIO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO**

**CARLOS ARTURO GALVIS RODRÍGUEZ  
WILMER GERMÁN NOGUERA ARDILA**

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

*Director*

**M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno**

*Codirector*

**M.Sc. Hernando Buendía Lombana**

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

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Asesor para proyectos, docente de Daño a la formación en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (Universidad Industrial de Santander) y director de nuestro proyecto de investigación; por el tiempo, dedicación y orientación, por su exigencia y respaldo.

M.Sc. Hernando Buendía, docente de Análisis petrofísicos en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (Universidad Industrial de Santander) y codirector de nuestro proyecto de investigación; por su compromiso y total disposición.

A todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará); por su indispensable colaboración y apoyo durante todo el transcurso de nuestra investigación. En especial a la Química Camila Medina por ser una guía fundamental e incondicional en nuestro camino, por su confianza, entrega, y por brindarnos sus conocimientos y orientación. También a los Químicos Luis Ernesto Cortés y Jenny Rodríguez, por enseñarnos e instruirnos en los procedimientos de laboratorio, por su completo apoyo y dedicación.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) de la Universidad Industrial de Santander, por generar espacios y oportunidades de investigación y progreso; en especial a la M.Sc. Olga Patricia Ortíz Cancino, M.Sc. Emiliano Ariza León, M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales y al M.Sc. Julio César Pérez Angulo por sus aportes, críticas constructivas, sugerencias e importantes recomendaciones hechas a lo largo de nuestro proyecto.

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

## DEDICATORIA

A *Dios*, por todo lo que me ha dado *en la vida* y por *todas las bendiciones que* me ha permitido disfrutar, por *ser el motor* de mi vida y mi principal motivación.

A mis padres y a mis hermanas, por su amor incondicional, comprensión, apoyo, tiempo y dedicación; gracias por la formación que aún me siguen brindando, por sus consejos y sabias palabras. Los amo con todo mi corazón.

A todas las personas allegadas y familiares, los cuales fueron un gran soporte y me brindaron de su ayuda, gracias por el tiempo y los buenos momentos compartidos.

A mis amigos y compañeros: Andrea R, Juanita M, Diana M, Mafe R, Yeli S, Paola O, Marce F, Jose C, Fernando P, Miguel M, Wilmer N. y todos los que merecen estar en estas líneas; por su completo apoyo y por toda la ayuda recibida.

*Carlos Arturo Galvis Rodríguez*

## DEDICATORIA

A Dios, entregarle la Gloria y la Honra por cada victoria y bendición que me ha permitido disfrutar, por ser mi guía, financiador y protector en cada proyecto que desarrollo. Para Él Toda Mi Gritud.

A mis mejores amigos, “mis padres y hermanas” por ser mi mayor orgullo. Por su incomparable amor y paciencia. Además por cada consejo, valor, esfuerzo, enseñanza y porque por encima de cualquier circunstancia siempre están conmigo. Sencillamente, Son mi felicidad.

A mis familiares, la gente de mi tierra querida, aquellos que confían en mí y que con sus buenas intenciones buscan mi bienestar, a Juancho “mi cuñado”, a mis tíos, primos, y abuelitos.

Finalmente, a quienes el afecto, cariño y recuerdo no podrá borrar.

A mis amigas: Marce Fragozo, Yeli Suescun, Paito Osorio, Juanita Méndez, Mafe Rangel, Dianita Monroy, Lore Achury y Vane Thomas.

A mis amigos: Carlos Galvis, Miguel Martínez, José Cifuentes, Ismael Betancourt, Fernando Pava, Sergio Cárdenas, José Gómez y Luchín.

A mis compañeros de profesión y universidad.

*Wilmer German Noguera Ardila*

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
<b>1. DAÑO EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS. .</b>	<b>21</b>
1.1 ESCAMAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.....	23
1.1.1 Escamas orgánicas.....	24
1.1.1.1 Parafinas.....	24
1.1.1.2 Asfaltenos .....	24
1.1.1.3 Depósitos biológicos .....	24
1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS, FORMACIÓN Y PRECIPITACIÓN.....	25
1.2.1 Escenarios para la depositación de escamas inorgánicas.....	27
1.2.1.1 Mezclas de aguas incompatibles.. ..	27
1.2.1.2 Autosedimentación. ....	27
1.2.1.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación .....	28
1.2.1.4 Inundación con gas.....	28
1.2.2 Escamas de Carbonato de Calcio (CaCO <sub>3</sub> ).....	28
1.3 FACTORES QUE INCIDEN EN LA SOLUBILIDAD DEL CABONATO DE CALCIO.....	30
1.3.1 Efecto de la presión parcial del CO <sub>2</sub> . ....	30
1.3.2 Efecto de la presión total.....	32
1.3.3 Efecto del pH .....	33
1.3.4 Efecto de la temperatura.....	33
1.3.5 Efecto de las sales disueltas.....	34
1.3.6 Efecto del ion común. ....	34
<b>2. ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN.....</b>	<b>34</b>
2.1 LA COMPOSICIÓN DEL AGUA.....	35
2.2 ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF Y DAVIS.....	37

<b>3. REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.....</b>	<b>38</b>
3.1 REMOCIÓN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.....	38
3.1.1 Técnicas químicas.....	39
3.1.1.1 Remoción convencional de escamas de $\text{CaCO}_3$ usando HCl.....	40
3.1.1.2 Remoción de escamas de $\text{CaCO}_3$ con EDTA.....	41
3.2 PREVENCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.....	44
3.2.1 Mecanismos de prevención en la formación de escamas inorgánicas.....	44
3.2.1.1 Evitar mezcla de aguas incompatibles.....	44
3.2.1.2 Alteración de la composición del agua.....	45
3.2.1.3 Químicos para el control de incrustaciones.....	46
3.2.2 Inhibición de escamas inorgánicas.....	46
<b>4. DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.....</b>	<b>49</b>
4.1 RECEPCIÓN DE MUESTRAS.....	52
4.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA.....	54
4.2.1 Solubilidad.....	54
4.2.2 Densidad.....	55
4.2.3 pH.....	55
4.2.4 Espectro Infrarrojo.....	55
4.2.5 Índice de Refracción.....	56
4.3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN FLUIDO - FLUIDO.....	57
4.3.1 Sludge.....	57
4.3.2 Mojabilidad visual.....	59
4.3.3 Rompimiento de emulsiones.....	60
4.3.4 Compatibilidad fluido - fluido.....	61
4.4 PRUEBAS TÉCNICAS.....	64
4.4.1 Capacidad de disolución de calcita.....	64
4.4.2 Velocidad de disolución de calcita.....	69
4.4.3 Tensión interfacial.....	71

4.5 COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA.....	73
4.5.1 Restauración de la mojabilidad.....	73
4.5.2 Desplazamiento de fluidos.....	74
4.5.2.1 Resultados de la prueba de desplazamiento.....	79
4.5.3 Monitoreo de efluentes.....	80
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>84</b>
RECOMENDACIONES.....	87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	88
ANEXOS.....	91

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Condición del pozo respecto al valor del daño (S).....	22
Tabla 2. Tipo de daño, origen y mecanismo afectado. ....	22
Tabla 3. Escamas inorgánicas comunes. ....	29
Tabla 4. Análisis fisicoquímico del agua de formación.....	53
Tabla 5. Resultados caracterización básica.....	56
Tabla 6. Resultado rompimiento de emulsiones. ....	61
Tabla 7. Resultados de compatibilidad fluido – fluido. ....	62
Tabla 8. Libras de Calcita por galón disuelto para cada tiempo evaluado. ....	66
Tabla 9. Velocidad de disolución de Calcita a diferentes tiempos. ....	70
Tabla 10. Resultados de la evaluación de tensión interfacial. ....	72
Tabla 11. Características del Plug a trabajar. ....	73
Tabla 12. Protocolo de desplazamiento.....	74
Tabla 13. Valores de $\Delta P$ de los ciclos de crudo-agua salmuera. ....	75
Tabla 14. Valores de $\Delta P$ después de la inducción del daño y posterior a la aplicación del tratamiento BASE.....	76
Tabla 15. Valores de $\Delta P$ después de la inducción del daño N°2 y posterior a la aplicación del tratamiento C.....	77
Tabla 16. Concentración de iones calcio en efluentes de los tratamientos BASE y C, evaluados en la prueba de desplazamiento. ....	83

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evidencia de la caída de la presión como consecuencia del daño. ....	21
Figura 2. Depósitos minerales en la tubería. ....	23
Figura 3. Microscopía, Cristales de Carbonato de Calcio (CaCO <sub>3</sub> ). ....	25
Figura 4 y 5. Nucleación homogénea y Nucleación heterogénea. ....	26
Figura 6. Daño en un pozo de producción. ....	27
Figura 7. Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH. ....	31
Figura 8. Equilibrio de la reacción cuando aumenta la presión total. ....	32
Figura 9. Equilibrio de la reacción cuando disminuye la presión total. ....	32
Figura 10. Variación de la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> con respecto a la temperatura, a una presión parcial del CO <sub>2</sub> de 14.7 psig. ....	33
Figura 11. Procesos que pueden incidir en la evolución del agua de formación. .	36
Figura 12. Solubilidad EDTA (%) vs Tiempo (min) a 165 °F y Presión atm. ....	43
Figura 13. Tratamientos químicos para remover escamas de carbonato de calcio. ....	50
Figura 14. Tratamientos candidatos, según el tipo de alcohol. ....	50
Figura 15. Esquema general de la aplicación del tratamiento químico. ....	51
Figura 16. Resultados prueba de solubilidad. ....	55
Figura 17. Resultados pruebas de Sludges. ....	58
Figura 18. Pruebas de mojabilidad. ....	59
Figura 19. Compatibilidad fluido – fluido, a un periodo de tiempo de 24 horas. ....	63
Figura 20. Libras de Calcita disuelta por galón de tratamiento para cada tiempo evaluado. ....	66
Figura 21. Libras de Calcita disuelta por galón de tratamiento para cada tiempo evaluado. ....	67
Figura 22. Solución saturada de calcita y tratamiento A, al alcanzar la temperatura ambiente. ....	68

Figura 23. Re-precipitación de las soluciones saturadas de calcita y tratamiento A (derecha) y B (izquierda). .....	69
Figura 24. Velocidad de disolución de calcita para cada tratamiento. ....	71
Figura 25. Valores de $\Delta P$ promedio vs Volumen poroso de la Prueba de desplazamiento.....	78
Figura 26. Valores de $\Delta P$ vs Volumen poroso obtenidos en la Prueba de desplazamiento.....	78
Figura 27. Prueba de desplazamiento - Comparación del tratamiento Base con el tratamiento C. ....	79
Figura 28. Valoración complexométrica con indicador murexida a los efluentes de la prueba de desplazamiento .....	81
Figura 29. Valoración complexométrica con indicador murexida a los efluentes de la prueba de desplazamiento .....	83
Figura 30. Concentración de Calcio en los efluentes recolectados en la remoción de los tratamientos evaluados en la prueba de desplazamiento.....	84

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Recepción de muestras.....	91
Anexo B. Algunos Equipos de laboratorio para tren de pruebas. ....	91
Anexo C. Equipo de trabajo en el Laboratorio. ....	92
Anexo D. Laboratorio de trabajo. ....	94
Anexo E .Equipo para prueba de desplazamiento. ....	94
Anexo F. Espectros infrarrojos para productos puros. ....	94
Anexo G. Caracterización del espectro Infrarrojo para producto Puro.....	96
Anexo H. Microscopía de escamas de carbonato de calcio.....	97
Anexo I. Disolución de escamas de CaCO <sub>3</sub> con tratamiento EDTA (Microscopía). .....	98

## RESUMEN

**TITULO:** REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO EN FORMACIONES DE ARENISCAS, POR MEDIO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO<sup>1</sup>.

**AUTORES:** CARLOS ARTURO GALVIS RODRÍGUEZ  
WILMER GERMÁN NOGUERA ARDILA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Remoción de CaCO<sub>3</sub>, Carbonato de Calcio, Escamas de CaCO<sub>3</sub>, Agente Quelante, EDTA.

**CONTENIDO:** En el transcurso de la producción de un campo de petróleo es muy importante tener en cuenta los factores que pueden generar daño a la formación y de igual forma saber cómo controlarlos; para evitar efectos tan indeseables como la reducción progresiva en la tasa de producción.

El objetivo de esta investigación, es desarrollar y evaluar a escala de laboratorio un tratamiento químico a partir de un agente quelante comercial que sea capaz de remediar el daño a la formación como consecuencia de la depositación de escamas inorgánicas, específicamente las de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>).

Para esto se realizaron una serie de pruebas en el Laboratorios de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, en el Parque Tecnológico de Guatigará sede Piedecuesta (bajo los lineamientos de la norma API RP-42 y RP-44), simulando condiciones de yacimiento y teniendo en cuenta arena, finos, un plug de roca homogénea, agua y crudo de una formación específica con problemas de incrustaciones de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>). Para la realización del proyecto fueron necesarios 7 meses y un total de 341 pruebas aproximadamente.

La evaluación del tratamiento químico formulado garantiza a escala de laboratorio la compatibilidad entre los fluidos de yacimiento y la roca, además de la alta capacidad de disolución y ágil remoción del Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>) demostrando la alta eficiencia del mismo y las altas expectativas que se tienen debido a los resultados obtenidos.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno. Codirector: Hernando Buendía Lombana.

## ABSTRACT

**TITLE: REMOVAL OF CALCIUM CARBONATE SCALES IN SANDSTONE FORMATIONS, THROUGH A CHEMICAL TREATMENT<sup>1</sup>.**

**AUTHORS: CARLOS ARTURO GALVIS RODRÍGUEZ  
WILMER GERMÁN NOGUERA ARDILA<sup>2</sup>**

**KEYWORDS:** CaCO<sub>3</sub> Remove, Calcium Carbonate, CaCO<sub>3</sub> Scales, Chelating Agent, EDTA.

**CONTENT:** During the production of an oil field is very important to take into account factors that can cause formation damage and know how to control them; to avoid undesirable effects such as progressive reduction in the production rate of oil.

The objective of this investigation is to develop and evaluate to laboratory scale a chemical treatment from a commercial chelating agent that is capable of repairing the damage to the formation following the deposition of inorganic scales, specifically the Calcium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>).

There were a series of tests on the Petrophysical Analysis and Formation Damage Laboratories of the Universidad Industrial de Santander in the Technology Park Guatiguara Piedecuesta headquarters (under the guidelines of the RP-40 and RP-42 API norm), simulating reservoir conditions and considering sand, fine, a homogeneous rock plug, water and oil of a formation with problems of Calcium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>) incrustations. For the realization of the project were necessary seven months and a total of approximately 341 tests.

The formulated chemical treatment evaluation laboratory scale ensures compatibility between reservoir fluids and rock, also the high capacity of Calcium Carbonate (CaCO<sub>3</sub>) dissolution and quick removal, demonstrating the high efficiency of the formulated chemical treatment and the high expectations with the results.

---

<sup>1</sup> Thesis Degree.

<sup>2</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno. Codirector: Hernando Buendía Lombana.

## INTRODUCCIÓN

La precipitación de escamas inorgánicas en los campos petroleros trae como consecuencia problemas operacionales, disminución en la producción y pérdidas económicas para la mayoría de las empresas del sector de los hidrocarburos en el mundo.

Las incrustaciones inorgánicas como las que se generan por la precipitación del Carbonato de Calcio pueden ocasionar cierres parciales o totales de pozos petroleros, lo cual requiere de grandes inversiones en mantenimiento por medio de métodos mecánicos y químicos.

Los tratamientos químicos convencionales empleados para remover este tipo de precipitados son efectivos en atrapar los iones que se disuelven de las escamas, pero tienen como desventaja que son lentos en retornar completamente a superficie impidiendo que regresen los fluidos de la formación a las condiciones de composición inicial, para así realizar el proceso de inhibición.

A partir de la situación anterior, en este proyecto de investigación se propusieron y desarrollaron algunas modificaciones al tratamiento convencional empleado para remover escamas de Carbonato de Calcio, con el fin de lograrlo de una forma más rápida, pero sin afectar la efectividad del tratamiento base. El diseño de tratamiento químico “mejorado” se hizo a partir de un agente quelante (EDTA) capaz de atrapar o secuestrar los iones metálicos, solubilizarlos e impedir que estos se re-precipiten, también se utilizaron modificadores de tensión interfacial, para lo cual se hicieron pruebas técnicas y de compatibilidad garantizando la efectividad del diseño.

En este trabajo se presentan los fundamentos teóricos asociados al daño a la formación, a partir de la precipitación de escamas orgánicas e inorgánicas. Donde se explican las características de precipitación, depositación y tipos de escamas inorgánicas. Además se presentan los factores que inciden en la formación de escamas de  $\text{CaCO}_3$  (objeto estudio) como el efecto de: la presión del  $\text{CO}_2$ , presión total, el pH, la temperatura, las sales disueltas y el ión común.

Posteriormente se describen los aspectos teóricos relacionados con el análisis físico-químico del agua de formación, la composición y el procedimiento para estimar los índices de solubilidad de los iones formadores de escamas.

También se muestran los procedimientos y las características esenciales de la remoción de escamas, por medio de métodos mecánicos y químicos, donde se presentan la cinética de la reacción del EDTA con las escamas de Carbonato de Calcio y se mencionan los beneficios que trae el uso de agentes quelantes en los procesos de remoción. Adicionalmente se indican los parámetros de control para prevenir la formación de incrustaciones y los principales métodos de inhibición para este tipo de problemas.

Se describe de forma secuencial el diseño del tratamiento para remover  $\text{CaCO}_3$  con EDTA y modificadores de tensión; el conjunto de pruebas técnicas, de compatibilidad (fluido-fluido) y (roca-fluido) según la Norma API RP- 42, utilizadas para el estudio y análisis de la eficiencia del tratamiento formulado. Finalmente se analizarán los resultados obtenidos por dichas pruebas y se generará un procedimiento para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio.

## 1. DAÑO EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.

El daño a la formación corresponde a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, lo cual se comprueba con la caída de presión a lo largo de la vida productiva del mismo (ver Figura 1) y puede ser remediada por tratamientos químicos o físicos, permitiéndole al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. Dicha caída de presión se representa con la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{\text{Skin}} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ecuación 1.}$$

q = Tasa de producción (STB/d)

B = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

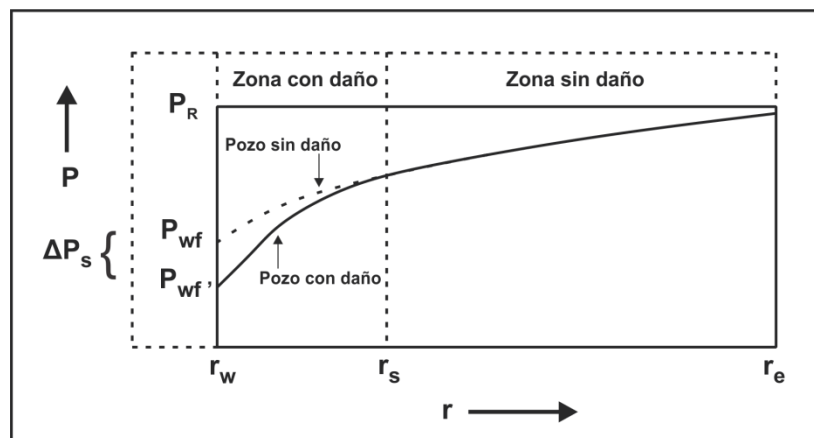
k = Permeabilidad (mD)

h = Espesor (ft)

$\mu$  = Viscosidad (cP)

S = daño

**Figura 1.** Evidencia de la caída de la presión como consecuencia del daño.



**Fuente:** Modificado. LEE, J. Well Testing. SPE TEXTBOOK SERIES VOL 1. 1982

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída adicional de presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento.

Esto reduce el valor de la presión de fondo fluvente y hace que la diferencia  $P_R - P_{wf}$  incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo (J) disminuye<sup>3</sup>.

De acuerdo con los valores que pueda tomar el efecto skin (S), se puede decir que (Ver Tabla 1):

**Tabla 1.** Condición del pozo respecto al valor del daño (S).

CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DE S	CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DE S
Altamente dañado	$S > 10$	Acidificado	$-3 < S < -1$
Dañado	$0 < S < 10$	Fracturado	$-4 < S < -2$
Sin daño	$S = 0$	Fractura masiva	$S < -5$

**Fuente:** Modificado. CARILLO, Luis. Daños a las formaciones productoras de hidrocarburos: Diagnóstico, prevención y control. Piedecuesta, 2011. p. 34.

Dependiendo del origen del daño que se produce en la formación productora de hidrocarburos se puede presentar de diferentes formas, afectando diferentes propiedades como se muestra a continuación (Ver Tabla 2):

**Tabla 2.** Tipo de daño, origen y mecanismo afectado.

TIPO DE DAÑO	ORIGEN	MECANISMO
Taponamiento por sólidos	Físico Biológico	Reducción de K absoluta
Migración de finos	Físico	
Hinchamiento de arcillas	Fisicoquímico	
Precipitación de escamas inorgánicas	Fisicoquímico Químico	
Geomecánica	Físico	
Precipitación de escamas orgánicas	Fisicoquímico Químico	Aumento de la viscosidad
Formación de emulsiones	Fisicoquímico	
Bloqueo por agua	Físico	Reducción de K relativa
Cambios de mojabilidad		

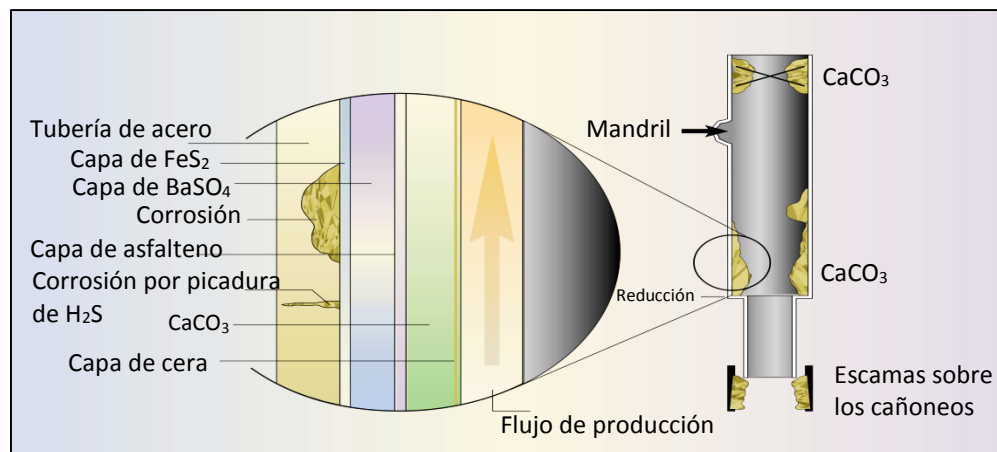
**Fuente:** Modificado. CARILLO, Luis. Daños a las formaciones productoras de hidrocarburos: Diagnóstico, prevención y control. Piedecuesta, 2011. p. 9-10.

<sup>3</sup> INTEVEP. Daño a la formación. Primera edición. Venezuela, 1997. p. 14.

## 1.1 ESCAMAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.

Las escamas son depósitos que se pueden presentar como compuestos inorgánicos y orgánicos. Las escamas inorgánicas se clasifican en escamas reales, que son los depósitos minerales originados por fluidos nativos; y las pseudoescamas, que son los depósitos secundarios como resultado de la reacción entre los iones de la salmuera y los fluidos inyectados por el hombre, los cuales provocan alteración en el equilibrio establecido entre las especies, sobrepasando los rangos de concentración crítica de dichos iones, dando como resultado precipitación de sales poco solubles que actúan como escamas reales. Por último, están las escamas orgánicas que tienen una composición y origen diferente a las mencionadas anteriormente. Ya sean escamas orgánicas o inorgánicas; pueden formarse en los equipos de superficie, en las líneas de flujo, en la tubería de producción, en la cara de la formación y sus alrededores, bloqueando los cañoneos e impidiendo el flujo normal de los fluidos (Ver Figura 2). Las principales causas de su origen son el flujo de fluidos de la formación, cambios en las condiciones termodinámicas, hidrodinámicas y cinéticas.

**Figura 2.** Depósitos minerales en la tubería.



**Fuente:** CRABTREE, Aberdeen y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Oilfield Review. Otoño, 1999, p. 33

### **1.1.1 Escamas orgánicas.**

En los campos de crudo suelen encontrarse depósitos orgánicos, como lo son las parafinas, asfaltenos y depósitos biológicos, en donde su origen son los compuestos orgánicos de hidrocarburos y/o los microorganismos presentes en los fluidos de producción.

**1.1.1.1 Parafinas.** Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos, compuestas por cadenas lineales y ramificadas. La mayoría de los depósitos lo constituyen los alcanos, quienes se distinguen por la configuración de sus enlaces, siendo los menos reactivos y resistentes a los ataques de los ácidos, óxidos y bases.

**1.1.1.2 Asfaltenos.** Se presentan en el crudo en forma de partículas dispersas con naturaleza coloidal, por lo tanto mantienen las propiedades asociadas a suspensiones coloidales. La parte central de la micela asfáltica, la constituyen compuestos de alto peso molecular, rodeados por resinas naturales de peso molecular más bajo e hidrocarburos aromáticos. El contenido de asfaltenos disminuye al aumentar la gravedad API del hidrocarburo; pero esto no garantiza la disminución en problemas de precipitación de asfaltenos.

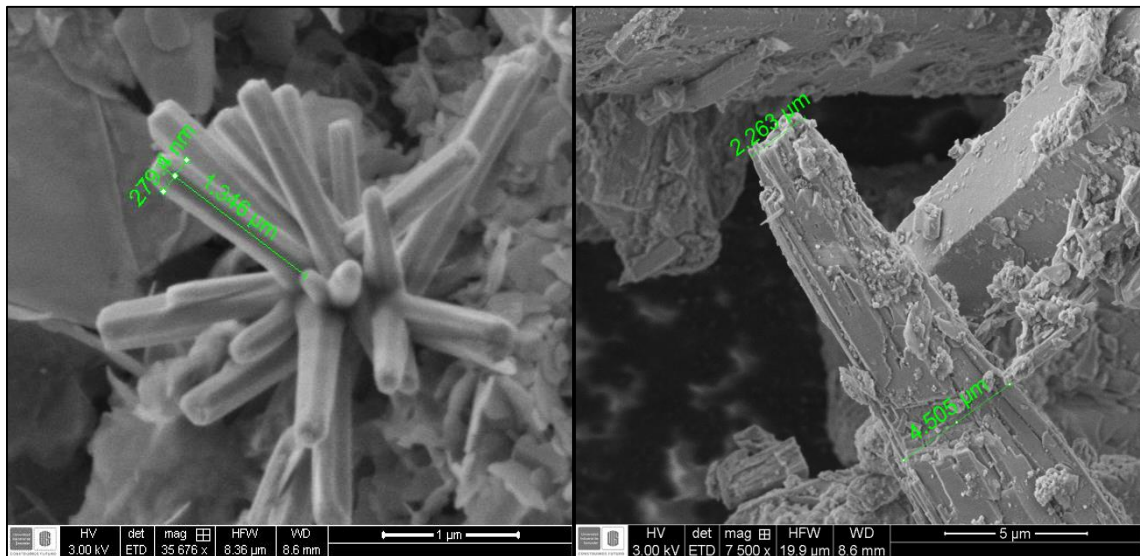
**1.1.1.3 Depósitos biológicos.** Las bacterias y hongos son organismos que pueden causar fallas en líneas y equipos. El crecimiento de bacterias puede causar serios problemas en las líneas o en la superficie de las rocas de formación. No obstante el agua de los campos de crudo generalmente no contiene los nutrientes necesarios para producir el crecimiento de dichas bacterias a condiciones normales de yacimiento. Los problemas de hongos en los sistemas de control de agua, son generalmente causados por cambios químicos en el agua por adición de bactericidas dando como resultado la muerte de organismos que se acumulan en la superficie de la roca de formación o en alguna línea de flujo.

## 1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS, FORMACIÓN Y PRECIPITACIÓN.

Las escamas inorgánicas (depósito de material sólido inorgánico) son incrustaciones que se originan en la mayoría de campos petroleros por la precipitación de minerales presentes en el agua de formación, asociado a cambios de presión y temperatura, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos agua incompatibles se encuentran en el fondo del pozo<sup>4</sup>; ocasionando una situación indeseable como lo es la obstrucción y por ende la dificultad del flujo de fluidos.

La Figura 3, muestra una microscopía electrónica realizada a uno de los compuestos inorgánicos que forman escamas con mayor frecuencia en los campos petroleros y que será objeto de este estudio. Se observa la formación de los cristales de  $\text{CaCO}_3$ , hasta conseguir un tamaño considerable, una masa y forma estable.

**Figura 3.** Microscopía, Cristales de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).

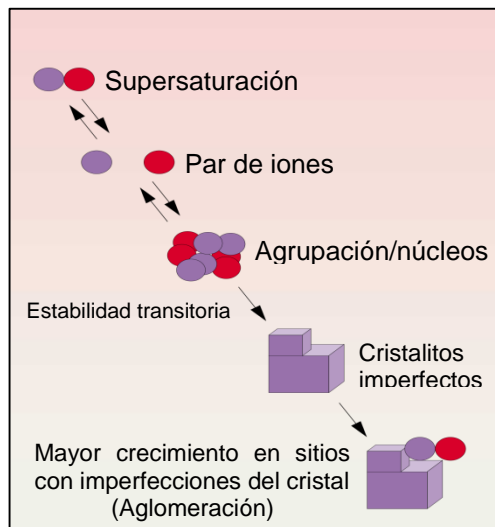


**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

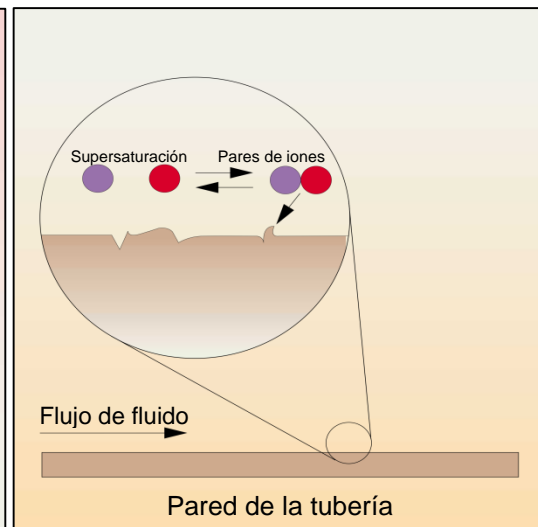
<sup>4</sup> CRABTREE, Aberdeen y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Oilfield Review. Otoño, 1999, p. 30

La formación de las incrustaciones comienza cuando se altera el estado y el equilibrio que alcanzó por miles de años el yacimiento y los fluidos naturales presentes en él, de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes, que tiene una total dependencia respecto de la presión y temperatura. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea (ver Figura 4), en la cual grupos de átomos forman pequeños cristales, posteriormente dichos cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, aumentando el tamaño del cristal. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea (ver Figura 5) y se produce en los defectos de las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos. (Ver Anexo H, microscopía escamas de  $\text{CaCO}_3$ ).

**Figura 4.** Nucleación homogénea.



**Figura 5.** Nucleación heterogénea.



**Fuente:** Modificado. CRABTREE, Aberdeen y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Oilfield Review. Otoño, 1999, p. 32

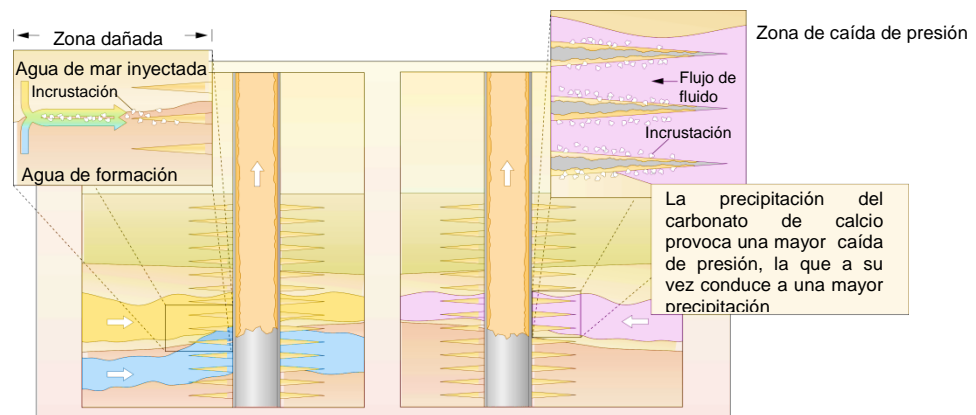
### 1.2.1 Escenarios para la depositación de escamas inorgánicas.

Existen cuatro hechos, que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos que dan lugar a la aparición de incrustaciones.<sup>5</sup>

**1.2.1.1 Mezclas de aguas incompatibles.** Cuando se inyecta agua de mar (rica en aniones y cationes) en los yacimientos en operaciones de recobro secundaria y mejorada, ocurre una alteración en los límites de solubilidad al mezclarse en la matriz con el agua de formación que contiene cationes bivalentes de  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Ba}^{++}$ , lo cual se conoce como mezcla de aguas incompatibles y suelen provocar el desarrollo de incrustaciones. (Ver Figura 6 izquierda).

**1.2.1.2 Auto-sedimentación.** Es la precipitación en forma de incrustaciones minerales como resultado de superar el límite de solubilidad; que tiene lugar cuando la composición de un fluido de yacimiento durante su producción es modificada por efecto de cambios en la presión y temperatura. En el caso de los carbonatos, cuando hay disminución en la presión durante la producción de fluidos se liberan los gases que contienen dichos fluidos, aumentando el valor del pH, provocando finalmente el depósito de residuos minerales. (Ver Figura 6 derecha).

**Figura 6.** Daño en un pozo de producción.



**Fuente:** Modificado. CRABTREE, Aberdeen y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Oilfield Review. Otoño, 1999. p. 36

<sup>5</sup> CRABTREE, Aberdeen y ESLINGER, David. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención. Oilfield Review. Otoño, 1999. p. 35

**1.2.1.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación.** Otra forma de superar el límite de solubilidad de un mineral al producir una concentración de iones disueltos, es cuando hay una producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación; ya que a medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora, lo cual es muy común en pozos con alta presión y altas temperaturas.

**1.2.1.4 Inundación con gas.** Cuando se inyecta dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como método de recobro, el agua de formación que contiene dicho CO<sub>2</sub> se vuelve ácida y disuelve la calcita presente, ocasionando que se formen residuos minerales, como los carbonatos. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de presión y con ello aún más precipitaciones; llegando inclusive a sellar totalmente los cañoneos.

## **1.2.2 Escamas de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>).**

Dentro de las escamas inorgánicas existentes en las formaciones productoras de hidrocarburos, las más comunes son mostradas en la Tabla 3; así como las variables que afectan notablemente su precipitación. De forma general, las incrustaciones inorgánicas más frecuentes en los campos petroleros son las de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>)<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> INTEVEP. Daño a la formación. Primera edición. Venezuela, 1997. p. 27

**Tabla 3.** Escamas inorgánicas comunes.

ESCAMA INORGÁNICA		VARIABLE
<b>Sulfato de Calcio</b>	CaSO <sub>4</sub>	Temperatura, total de sales disueltas, presión
Dihidrato	CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	
Hemihidrato	CaSO <sub>4</sub> .1/2H <sub>2</sub> O	
<b>Sulfato de Bario</b>	BaSO <sub>4</sub>	Temperatura, presión
<b>Sulfato de Estroncio</b>	SrSO <sub>4</sub>	Temperatura, presión, total de sales disueltas
<b>Carbonato de Calcio</b>	CaCO <sub>3</sub>	Presión parcial del CO <sub>2</sub> , temperatura, total de sales disueltas, pH
<b>Compuestos de Hierro</b>		Corrosión, gases disueltos, pH
Carbonato Ferroso	FeCO <sub>3</sub>	
Sulfuro Ferroso	FeS	
Hidróxido Ferroso	Fe(OH) <sub>2</sub>	
Hidróxido Férrico	Fe(OH) <sub>3</sub>	
Óxido Férrico	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	

**Fuente:** Modificado. BIN MERDHAH A.B., "Formation Damage Due To Scale Formation In Porous Media Resulting Water Injection". Emirates Journal for Engineering Research, 2008.

Las escamas de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>) presentan tres formas de cristalización diferentes que dependen de las condiciones de depositación, dentro de las que se tienen: vaterita, aragonita y calcita. La calcita es uno de los minerales más comunes y estables del Carbonato de Calcio, siendo el constituyente principal de la caliza y presenta una estructura hexagonal-rombohedral. Es frecuentemente encontrada en operaciones de campos de crudo, son cristales grandes finamente divididos con apariencia uniforme en donde su solubilidad no se ajusta a la tendencia típica en relación a la temperatura.

### 1.3 FACTORES QUE INCIDEN EN LA SOLUBILIDAD DEL CABONATO DE CALCIO.

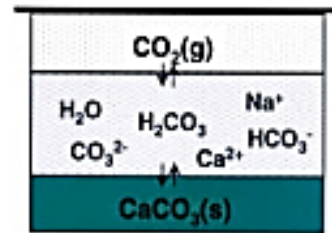
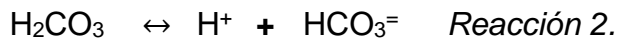
A continuación se mencionaran algunos de los factores más importantes que pueden ser causales de incrustaciones de Carbonato de Calcio y posiblemente otros materiales químicos inorgánicos:

#### 1.3.1 Efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub>.

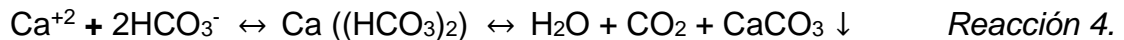
La presencia de CO<sub>2</sub> incrementa la solubilidad del CaCO<sub>3</sub> en el agua. Cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en agua, este forma ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo con la siguiente serie de reacciones:



El ácido carbónico se ioniza formando protones (H<sup>+</sup>) e iones bicarbonatos (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) siguiendo las siguientes reacciones:



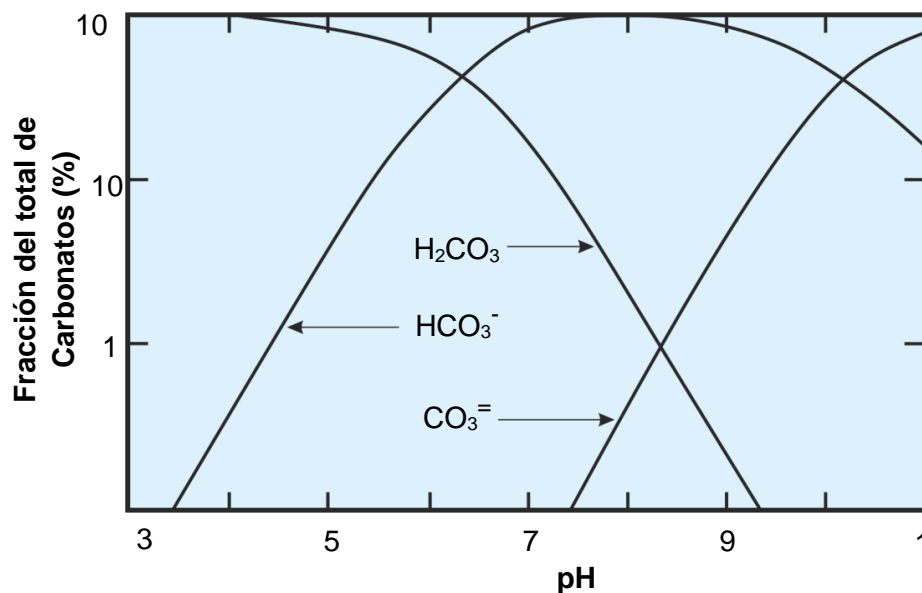
Los iones bicarbonato superan ampliamente el número de iones de carbonato presentes en circunstancias normales. El Carbonato de Calcio disuelto no existe en solución como iones de calcio e iones de carbonato, por lo tanto la precipitación de Carbonato de Calcio se puede expresar por la Reacción 4.



La cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto es proporcional a la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en contacto en el agua. Según el principio de Le Chatelier<sup>7</sup>, al aumentar la concentración de  $\text{CO}_2$  más Bicarbonato de Calcio se formará, mientras que al disminuir el contenido de  $\text{CO}_2$  en el sistema en equilibrio, se da lugar a la formación de  $\text{CaCO}_3$ . Por lo tanto la solubilidad de este último está afectado por el contenido de dióxido de carbono del agua. En cualquier punto del sistema al producirse una caída en la presión, la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la fase gaseosa disminuye y el  $\text{CO}_2$  sale de la solución, elevando el pH del agua y causando de esta manera la precipitación del carbonato.

Sólo un pequeño porcentaje de los iones de bicarbonato se disocia a los valores de pH encontrados en la mayoría de aguas de inyección, para formar  $\text{H}^+$  y  $\text{CO}_3^{=}$  como lo muestra la Figura 7.

**Figura 7.** Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH.



**Fuente:** Modificado. Patton C.C., "Applied water technology", caps II y III primera edición 1986.

<sup>7</sup> Principio de Le Chatelier: Establece que si se aplica una acción externa a un sistema en equilibrio, las cantidades de reactivos y productos pueden cambiar de forma que se minimice dicha acción.

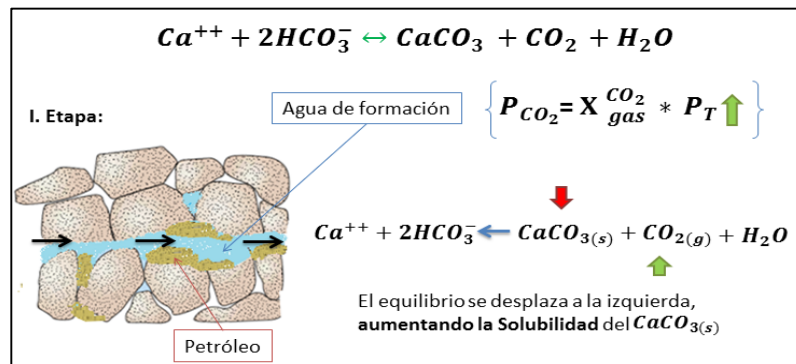
### 1.3.2 Efecto de la presión total.

La solubilidad del Carbonato de Calcio en un sistema de dos fases, se incrementa con el aumento de la presión total del sistema por dos razones:

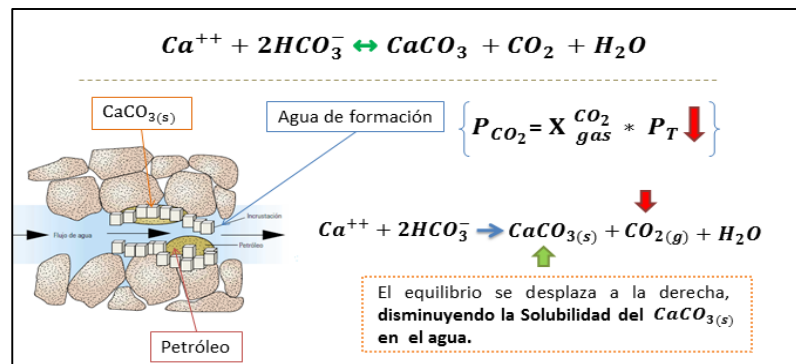
- El aumento de presión incrementa la presión parcial del  $\text{CO}_2$  e incrementa la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en el agua.
- El incremento de presión, también aumenta la solubilidad debido a las consideraciones termodinámicas.

La Figura 8 y Figura 9 muestran las situaciones que se presentan en un eventual aumento o disminución de la presión total respecto al contenido del  $\text{CO}_2$ :

**Figura 8.** Equilibrio de la reacción cuando aumenta la presión total.



**Figura 9.** Equilibrio de la reacción cuando disminuye la presión total.



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

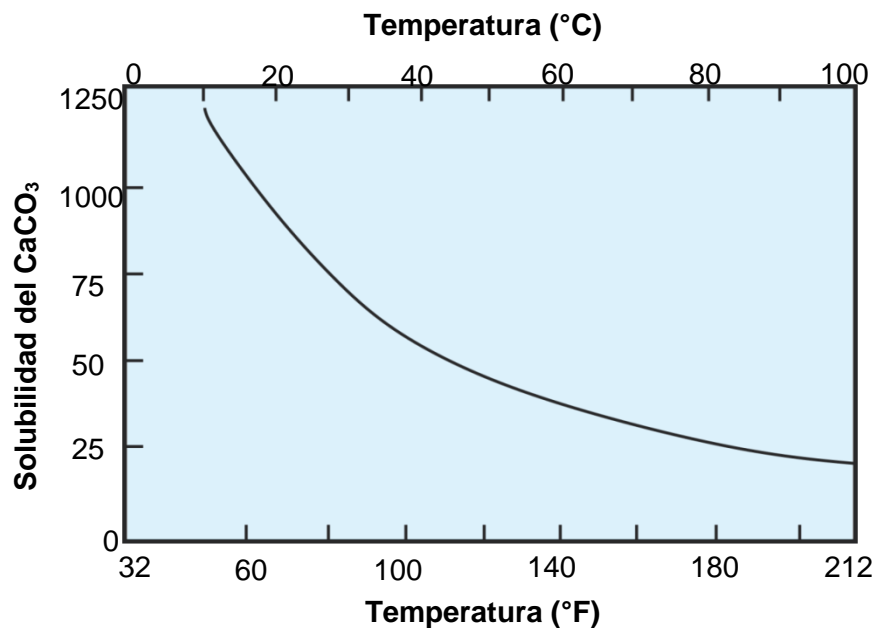
### 1.3.3 Efecto del pH.

La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el valor de pH y la solubilidad del Carbonato de Calcio. Sin embargo, esto realmente no causa la acidez o alcalinidad del agua. Al aumentar el valor del pH, habrá más probabilidad de precipitación del Carbonato de Calcio.

### 1.3.4 Efecto de la temperatura.

Contrario al comportamiento de la mayoría de materiales, el Carbonato de Calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta. El calentamiento del agua favorece la formación de las escamas de Carbonato de Calcio. El comportamiento general de la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  como una función de la temperatura es mostrado en la Figura 10.

**Figura 10.** Variación de la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  con respecto a la temperatura, a una presión parcial del  $\text{CO}_2$  de 14.7 psig.



**FUENTE:** El autor. Modificado de LÓPEZ, Iván. TORRES, Fredy. Inhibición de los precipitados de carbonato de calcio en la cara de la formación y sus alrededores, Bucaramanga, 1999. Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander.

### **1.3.5 Efecto de las sales disueltas.**

Entre mayor es la cantidad de sólidos disueltos, menor es la solubilidad en el agua y mayor tendencia a formar incrustaciones.<sup>8</sup>

### **1.3.6 Efecto del ion común.**

Cuando una solución contiene un ion que es el mismo que uno de los iones que se producen por disolución del sólido, la solubilidad del sólido, será menor que cuando éste se disuelve en agua pura.

## **2. ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN.**

El análisis del agua de formación desempeña un rol importante en el modelado dinámico de los yacimientos, la cuantificación de las reservas, el cálculo de los costos de las terminaciones de pozos, los costos operativos, tales como el costo de los proyectos de inyección química. La importancia del análisis físico-químico del agua, radica en ser el paso inicial en la detección y solución de problemas de corrosión, precipitación de escamas, entre otros; ya que da a conocer la naturaleza del agua, la concentración y posibles reacciones en el fondo; lo que permite determinar el potencial incrustante.

Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, inclusive 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; y puede ser conocida por medio del análisis químico y por sus propiedades físicas. El análisis del agua consiste en medir el pH, alcalinidad, gravedad específica, resistividad específica, determinación de la concentración de iones de carbonato, bicarbonato, sodio, sulfato férrico, calcio, magnesio, sílica soluble, clorato y sólidos disueltos. En consecuencia, las propiedades del agua pueden

---

<sup>8</sup> LIZARAZO Nelson, Pruebas Petrobras Parte VII, 2011.

variar a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca, con la producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua inyectada u otros fluidos inyectados.

La muestra del agua de formación puede ser tomada en el fondo del pozo o en cabeza del pozo. Lo ideal sería tomar dicha muestra en el fondo del pozo, ya que preserva sus condiciones iniciales. Pero el muestro en cabeza de pozo es el procedimiento más común en la industria del petróleo.<sup>9</sup> Sin embargo durante el viaje desde la formación hasta la superficie, se presentan cambios en las condiciones iniciales, como la pérdida de gases en solución y aumento o disminución en la concentración de los iones.

A pesar de todos los factores mencionados anteriormente, este tipo de muestreo ofrece buenas condiciones de preservación de la mayoría de las propiedades físico-químicas del agua, además de ser menos costosa que el muestreo de fondo de pozo y puede efectuarse en forma más rutinaria.

## **2.1 LA COMPOSICIÓN DEL AGUA.<sup>10</sup>**

Esta solución acuosa contiene componentes iónicos, los cuales incluyen cationes como el sodio [Na<sup>+</sup>], el magnesio [Mg<sup>2+</sup>], el calcio [Ca<sup>2+</sup>], el potasio [K<sup>+</sup>], el manganeso [Mn<sup>2+</sup>], el estroncio [Sr<sup>2+</sup>], el bario [Ba<sup>2+</sup>] y el hierro [Fe<sup>2+</sup> y Fe<sup>3+</sup>]; aniones tales como el cloruro [Cl<sup>-</sup>], el sulfato [SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>], el bicarbonato [HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>], el carbonato [CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>], el hidróxido [OH<sup>-</sup>], el borato [BO<sub>3</sub><sup>3-</sup>], el bromuro [Br<sup>-</sup>] y el fosfato [PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>]; y ácidos débiles no volátiles. El agua también puede contener gases disueltos, tales como el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] y el ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S], así como también nitrógeno, ácidos orgánicos, bacterias sulfato-reductoras, sólidos disueltos y suspendidos, y trazas de compuestos de hidrocarburos. Las concentraciones de estos componentes pueden variar a medida que el agua es expulsada por la compactación y reacciona con los minerales de la formación.

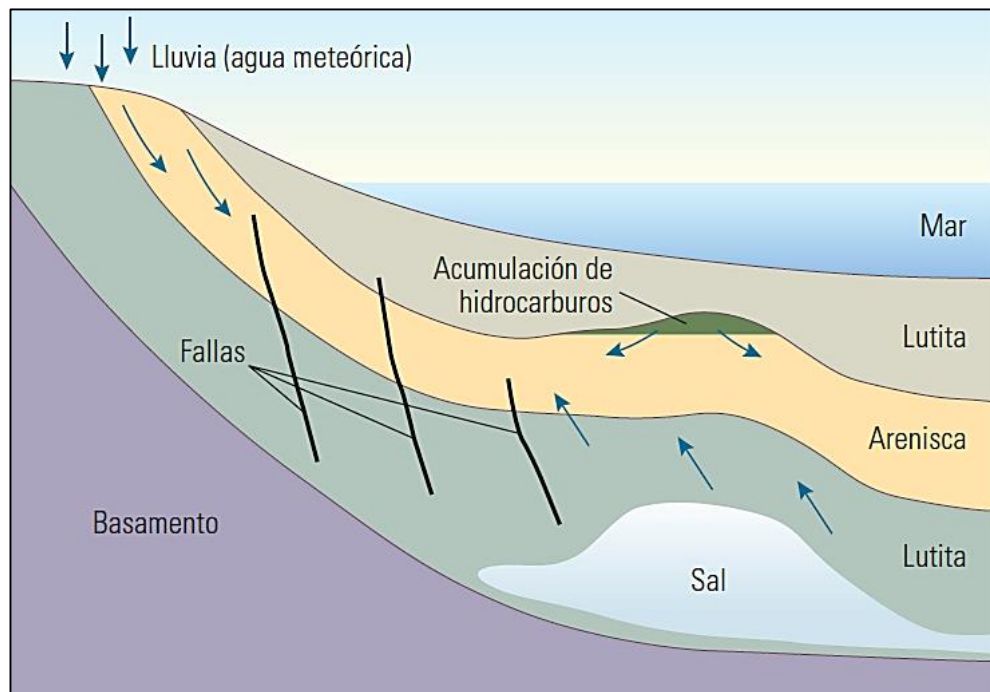
---

<sup>9</sup> ABDYOU, Medhat y CARNEGIE, Andrew. Valor del agua de formación. Oilfield Review. Primavera, 2011. Volumen 23, No. 1

<sup>10</sup> Ibid

Las propiedades del agua, tales como el pH y la concentración iónica, son algunos de los factores que controlan o inciden en las interacciones entre el agua y la roca, aunque el influjo de agua desde otras fuentes, tales como el agua meteórica, los acuíferos, el agua inyectada y otros fluidos inyectados, también pueden producir cambios en las propiedades del agua (Ver Figura 11). La producción de agua de formación es otra de las causas del desequilibrio, ya que los minerales disueltos y los gases pueden precipitar a partir de la solución a medida que el fluido llega a la superficie.

**Figura 11.** Procesos que pueden incidir en la evolución del agua de formación.



**Fuente:** ABDOU, Medhat y CARNEGIE, Andrew. Valor del agua de formación. Oilfield Review. Primavera, 2011. Volumen 23, no. 1.

## 2.2 ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF Y DAVIS.

Este método es una extensión empírica del modelo de Langelier, donde se estima el índice de saturación, partiendo del análisis físico-químico realizado a muestras de agua, para predecir la formación de escamas de  $\text{CaCO}_3$  en aguas con concentraciones altas de sal.<sup>11</sup>

El índice de estabilidad de Stiff y Davis (SI) se calcula mediante la Ecuación 2:

$$\text{SI} = \text{pH} - \text{pCa} - \text{pAlk} - \text{K} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Dónde:

pH = pH medido del agua.

pCa = Logaritmo negativo de la concentración de calcio.

pAlk = Logaritmo negativo de la alcalinidad total.

K = Constante cuyo valor depende de la salinidad, composición y temperatura del agua. Son obtenidos de una correlación gráfica con esfuerzos iónicos y temperaturas del agua.

Entonces, si:

SI > 0, el agua está sobresaturada con  $\text{CaCO}_3$  y formará escamas.

SI < 0, el agua está subsaturada con  $\text{CaCO}_3$  y no formará escamas.

SI = 0, el agua está en su punto de saturación.

---

<sup>11</sup> PATTON, Charles C. Oilfield Water Systems. Publicado por Campbell Petroleum Series. Chapter 2,3.

### **3. REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.**

Los problemas asociados a la formación de escamas inorgánicas son muy comunes en la industria de los hidrocarburos, por lo cual es necesario conocer e implementar mecanismos que permitan controlarlos y además que garanticen la remediación de los problemas operacionales que ocasionan las incrustaciones.

#### **3.1 REMOCIÓN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS.**

Después de que se forman las incrustaciones inorgánicas, como resultado de cambios en el equilibrio de los materiales inorgánicos dentro de la solución acuosa, es necesario utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de eliminación comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas. Algunas incrustaciones minerales, como el Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), se pueden disolver con ácidos como el ácido clorhídrico HCl, mientras que en otros casos este método no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de depósitos parafínicos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos.<sup>12</sup>

Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y que resultan muy difíciles de quitar. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. A continuación se describen las técnicas más utilizadas.

---

<sup>12</sup> Civan, F.; Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2000.

### 3.1.1 Técnicas químicas.

Son utilizadas cuando las incrustaciones no son de fácil acceso, consiste en aplicar químicos diluidos (reactivos) en solución con solventes adicionales, cuya finalidad es disolver los iones constituyentes de la escama.<sup>13</sup>

Además para cada tipo de escama existe un tipo distinto de químico, dependiendo de la composición y las propiedades físicas del compuesto.

Al igual que el método mecánico, este procedimiento presenta grados de dificultad dependiendo del tipo de escama a remover. Se ha comprobado que dicha dificultad de remoción es inversamente proporcional a la dificultad presentada en la predicción de las escamas, así: el  $\text{CaCO}_3$  es el depósito más difícil de predecir, pero a su vez es el más fácil de remover químicamente. Por otra parte el  $\text{BaSO}_4$  es el más fácil de predecir pero a su vez es el más difícil de remover químicamente.

Las escamas de Carbonato de Calcio y la mayor parte de los productos de corrosión pueden ser disueltas y removidas con ácido HCl al 15%. Los depósitos aceitosos son frecuentemente pre-tratados con un solvente parafínico antes de aplicar el ácido. Agentes de remojo y alcoholes mezclados con en el ácido, incrementan la rata de dilución de depósitos de escamas aceitosas.

Los agentes secuestrantes como el EDTA son los más usados cuando se tienen productos de corrosión de hierro. Estos aditivos ayudan a prevenir la reprecipitación del hierro disuelto de los ácidos gastados. Los volúmenes requeridos para remover las escamas en los alrededores de la cara de la formación, llegan a ser del orden del 10-30% del volumen requerido en un trabajo de estimulación ácida.

Los depósitos de sulfato o yeso no son removidos efectivamente por tratamiento ácido directo. Estas son removidas por un tratamiento de dos etapas.

---

<sup>13</sup> Al J.S. Thuwaini, B.J. Burr, "Encapsulated Scale Inhibitor Treatment", Spe # 37790 march 1997.

Una etapa es el remojo de la escama con una solución convertidora que contiene soda cáustica (NaOH ó KOH) también se puede utilizar bicarbonato de amonio. Esta solución convierte el CaSO<sub>4</sub> a CaCO<sub>3</sub> y Ca(OH)<sub>2</sub>, los cuales son solubles en ácido. Algunos ácidos orgánicos tales como el ácido glicólico pueden ser usados como soluciones convertidoras. La segunda etapa es el tratamiento ácido con HCl.

Las escamas de sulfato de bario y estroncio deben ser removidas mecánicamente pues ellas no son aptas para remover con ácido o cualquier otro químico.

En general existen muchas alternativas para controlar las escamas inorgánicas, la efectividad de los métodos depende del estado de la incrustación y de la acertada selección del reactivo a emplear para corregir el problema, además los conocimientos previos sobre los iones presentes y la cinética de las reacciones ajustadas para cada material.

#### **3.1.1.1 Remoción convencional de escamas de CaCO<sub>3</sub> usando HCl.**

Las escamas de Carbonato de Calcio pueden ser fácilmente removidas con ácido clorhídrico (HCl), según se describe con la siguiente reacción, de la cual se obtienen como productos; agua de formación, cloruro de calcio y dióxido de carbono.



Sin embargo, algunos resultados muestran experimentalmente y en condiciones de campo que el uso de HCl puede inducir a una re-precipitación de Carbonato de Calcio.<sup>14</sup> El HCl es un ácido muy económico que si bien puede ayudar en la remoción de escamas de CaCO<sub>3</sub>, pero tiene como desventaja que es altamente corrosivo en las tuberías, por lo que deben utilizarse inhibidores de corrosión.

---

<sup>14</sup> Shaughnessy, C. M., Kline, W. E. 1982. EDTA Removes Formation Damage At Prudhoe Bay. Society of Petroleum Engineers, (Paper SPE - 11188).

### 3.1.1.2 Remoción de escamas de $\text{CaCO}_3$ con EDTA.

Los agentes quelantes se relacionan con complejos químicos formados por iones metálicos en moléculas orgánicas e inorgánicas. Los complejos pueden ser solubles e insolubles.<sup>15</sup> Estos agentes controlan los iones metálicos bloqueándolos en sus lugares de reacción y previniendo en muchos casos la precipitación. Cuando la quelación de las moléculas se presenta los iones metálicos (Calcio), estos son incapaces de agruparse con los de bicarbonato para formar Carbonato de Calcio.

Por medio de los estudios desarrollados en amplias investigaciones se ha determinado que el HCl es una alternativa para remover las escamas de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) ya que este ácido tiene solo la capacidad de disolver las escamas, pero los agentes quelantes a diferencia del HCl son agentes que permiten atrapar los iones de calcio y evitan la re-precipitación, por lo que son más efectivos en los procesos de remoción y prevención de la incrustación de escamas inorgánicas.<sup>16</sup>

Los agentes quelantes más utilizados incluyen tanto los ácidos poliaminocarboxílicos como los ácidos hidroxiaminopolicarboxílicos (HACA). Los poliaminocarboxílicos constan de uno a tres átomos de nitrógeno rodeados por grupos carboxílicos [ $\text{CO}_2\text{H}$ ] (EDTA y DTPA: tetracético y pentacético utilizado para tratamientos de calcio y bario respectivamente). Los HACA [OH] HEIDA y HEDTA, presentan reacciones más lentas a altas temperaturas lo que permiten mecanismo de remoción más eficiente. Exhiben bajas tasas de corrosión y bajos niveles de toxicidad reduciendo la necesidad de neutralizar los fluidos de retorno.

(Ver Anexo I. Disolución de escamas de  $\text{CaCO}_3$  con tratamiento EDTA-Microscopía).

---

<sup>15</sup> Cowan, J. C., Weintritt, D. J. 1976. Water-Formed Scale Deposits. Gulf, Houston, 93-132 and 250-310.

<sup>16</sup> Al J.S. Thuwaini, B.J. Burr, "Encapsulated Scale Inhibitor Treatment", SPE # 37790 March 1997.

El EDTA o ácido etildiaminotetraacético, es un material el cual “quela” o coloidiza con el ion calcio, en medio de otros, formando un complejo soluble. Además es una de las sustancias más efectivas para remover incrustaciones.

Varios agentes quelantes fueron seleccionados y finalmente se encontró que el  $\text{Na}_2\text{EDTA}$  es el más eficiente para atrapar los iones de calcio. Los términos para este material son: <sup>13</sup>

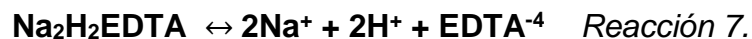
### **$\text{Na}_2\text{EDTA} - 2\text{H}_2\text{O}$**

La reacción de  $\text{Na}_2\text{EDTA}$  y Carbonato de Calcio muestra la **reacción de disolución** de la escama de  $\text{CaCO}_3$ , esta fue escrita así:



La capacidad de disolución de la solución de EDTA resulta de los dos hidrógenos por molécula presente, el cual ataca el Carbonato de Calcio de igual forma que el HCl.

El primer hidrógeno es disociado en el agua y entonces ataca el calcio en la siguiente reacción de Carbonato de Calcio:



El  $\text{EDTA}^{-4}$ , Entonces inmediatamente quela los iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) disuelto y previenen la reprecipitación para combinarse con los iones de bicarbonato presentes en el agua de formación:

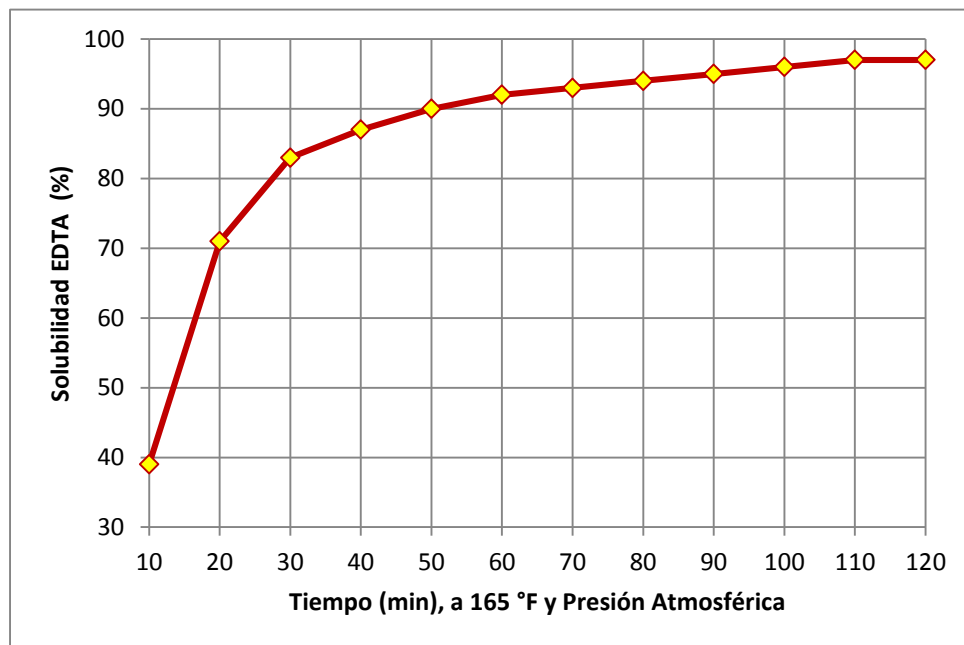


La tasa con la cual el  $\text{Na}_2\text{EDTA}$  disuelve el Carbonato de Calcio, es un poco más lento que cuando se utiliza HCl.

Teóricamente la máxima solubilidad de EDTA puro en agua fresca es 111,5 kg/m<sup>3</sup> a 24 grados centígrados. Una concentración de 91,5 kg/m<sup>3</sup> (0,239 Molar) podría tener igual poder de disolución que una solución de 1,6% de HCl. Cada 15,9 m<sup>3</sup> de solución de EDTA tiene una concentración capaz de quelar 400 kg de escama de Carbonato de Calcio.

Los resultados mostrados en la Figura 12, representan la solubilidad del EDTA en agua fresca, los cuales fueron determinados con una prueba gravimétrica para diferentes tiempos, donde se observa que en la medida que aumenta el EDTA es más soluble hasta alcanzar niveles cercanos al 100% de solubilidad.<sup>17</sup>

**Figura 12.** Solubilidad EDTA (%) vs Tiempo (min) a 165 °F y Presión atm.



**Fuente:** Sanders R. Stewart, John Sijinjak. "Removal of Calcium Carbonate Scale in Farida and Zelda Fields, Offshore Southeast Sumatra", proceedings Indonesian petroleum association, 1989.

<sup>17</sup> Shaughnessy, C. M., Kline, W. E. 1982. EDTA Removes Formation Damage At Prudhoe Bay. Society of Petroleum Engineers, (Paper SPE-11188).

## **3.2 PREVENCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.**

Las siguientes son algunas de las alternativas empleadas en la industria de los hidrocarburos para controlar, retrasar e impedir los problemas asociados a la precipitación de escamas inorgánicas.

### **3.2.1 Mecanismos de prevención en la formación de escamas inorgánicas.**

Como resultado de un fenómeno de precipitación de escamas inorgánicas se pueden presentar serios inconvenientes en el desarrollo de las actividades y operaciones necesarias para la puesta en producción de un pozo, por lo que se hace indispensable considerar cuales son los factores que pueden alterar la estabilidad de los materiales y elementos presentes en la formación para buscar alternativas que favorezcan el control y prevengan la formación de incrustaciones de tipo inorgánico. Los siguientes son algunos de los mecanismos que favorecen y/o previenen la depositación de escamas inorgánicas:

#### **3.2.1.1 Evitar mezcla de aguas incompatibles.**

En general es difícil evitar que los fluidos utilizados en las operaciones de superficie no se mezclen con los de yacimiento, lo cual provoca incompatibilidad en la concentración de sus elementos, formándose escamas inorgánicas por la alteración del equilibrio en la soluciones.

Sí se tienen dos aguas incompatibles en superficie y se desea realizar una inyección, se puede recurrir a una de las siguientes técnicas:

- **Sistemas separados.** Consiste en inyectar las aguas a través de sistemas de inyección de dos o más grupos diferentes de pozos, donde no se tenga contacto entre las mismas.

- **Inyección secuencial.** Se almacenan las aguas dentro tanques separados para luego ser inyectadas en forma alternada. La zona de mezcla en la línea de inyección se hace muy pequeña y el volumen de precipitado liberado es insuficiente para causar taponamiento de la cara de la formación de los pozos inyectoros.

### **3.2.1.2 Alteración de la composición del agua.**

#### **A. Dilución del agua.**

La dilución del agua es una alternativa que permite reducir altas concentraciones iones formadores de escamas presentes en el agua de inyección con la ayuda de otra agua de menor concentración. Esto con el fin de encontrar una mezcla de aguas resultante más estable a las mismas condiciones del sistema.

#### **B. Remoción de los constituyentes formadores de escamas.**

Retirar los gases disueltos tales como  $H_2S$ ,  $CO_2$  y  $O_2$  ya sea de forma mecánica y/o química, puede ayudar a eliminar la formación de componentes insolubles. Aunque el retiro del  $CO_2$  del agua, incrementa la tendencia a la formación de escamas de Carbonato de Calcio, el equilibrio de algunas de las reacciones depende en especial de la cantidad de  $CO_2$  presente, ya que este ayuda en la disolución de algunos materiales y además influye en el pH de las mismas.

#### **C. Control del pH.**

Disminuyendo el valor del pH, se provoca el incremento de la solubilidad de los componentes del hierro y las escamas de carbonato. Este método no es muy confiable para el control de las escamas; solo debe ser aplicado sí se desea un pequeño cambio en el valor del pH, para prevenir la precipitación de compuestos insolubles, sin llegar a causar la corrosión.

### **3.2.1.3 Químicos para el control de incrustaciones.**

Los inhibidores de incrustaciones son químicos, los cuales previenen la formación de las mismas, cuando son agregados a un agua normalmente incrustante. Y esto se cumple, manteniendo en solución los cationes formadores de incrustaciones (calcio, hierro, bario), por medio de varios mecanismos.

A continuación se mencionan algunas de las características de los inhibidores, los tipos de inhibidores más comunes de la industria y las funciones que cumplen como químicos de control para prevenir las incrustaciones.

### **3.2.2 Inhibición de escamas inorgánicas.**

La inhibición es un procedimiento que se hace con el fin de controlar la formación de las incrustaciones, estos reactivos químicos previenen la nucleación de los cristales que son la primera situación a partir de las cuales se desarrollan las escamas.

Algunos de los inhibidores que se encuentran en el mercado son: Los fosfatos inorgánicos, fosfatos éster, fosfonatos, poliacrilatos, inhibidores orgánicos y mezclas de dos o más de estos compuestos.<sup>18</sup> De forma general se pueden clasificar en inhibidores sólidos y líquidos de los cuales los más utilizados son los líquidos.

El uso de inhibidores en algunas situaciones pueden ser correctivos y ayudar en la solución de formación de escamas, pero bajo otras condiciones se pueden presentar problemas más graves como emulsiones y pseudoescamas. Por lo tanto la selección de un inhibidor no depende de un solo criterio sino que se deben estudiar todos los parámetros necesarios para acertar y encontrar el mejor.

---

<sup>18</sup> Patton C.C., "Applied water technology", caps II y III primera edición 1986.

*Mecanismo de acción de los inhibidores.*

- En ese punto cuando se empiezan a formar los pequeños cristales del precipitado, el inhibidor se adsorbe en la superficie del cristal y previene por consiguiente su crecimiento.
- En algunos casos los inhibidores de escamas previenen la precipitación de los cristales, por su adhesión a las superficies sólidas, tales como las paredes de la tubería y evita la depositación de los cristales sólidos.

Los mecanismos que controlan con la acción de retención y liberación del Inhibidor dentro del yacimiento son<sup>19</sup>:

- **Entrampamiento de fase:** Se refiere a la solución de inhibidor que permanece en la formación como parte de la saturación normal de la salmuera. La mayoría de inhibidor atrapado en la fase líquida acuosa es producido en los primeros volúmenes de retorno del tratamiento.
- **Adsorción:** La adsorción del inhibidor en la roca ocurre gracias a las interacciones de las fuerzas electrostáticas y de Van der Waals de los iones del inhibidor y los minerales de la roca. Se conoce que la adsorción de los inhibidores (fosfonatos principalmente) son una función del pH, la temperatura, minerales de la formación y los cationes de la salmuera. Este mecanismo de retención es muy ventajoso, porque siempre permite una liberación del inhibidor dentro del fluido producido, sin un riesgo mínimo de daño a la formación.

---

<sup>19</sup> Sorbie K.S., Yuan M.D., and Todd a.c., "The effect of pH on the adsorption and transport of phosphonate scale inhibitor through porous media" Spe # 25165. March, 1993.

- **Precipitación:** Este mecanismo consiste en la formación de sales insolubles tales como el fosfonato de calcio. La precipitación puede resultar de la solubilidad limitada del inhibidor a condiciones de yacimiento.

Los cationes necesitados en la precipitación de las sales pueden provenir de las siguientes fuentes: cationes disueltos de la salmuera de formación, intercambios de iones con la roca, cationes inyectados junto con el inhibidor y/o disueltos de la formación por acidificación. La precipitación debe ser evitada en lo posible, porque estos depósitos pueden llegar a reducir la permeabilidad en la cara del pozo, produciendo así un skin positivo en la cara de la formación. De ahí la importancia de escoger los inhibidores con alta solubilidad en la salmuera del yacimiento y baja susceptibilidad a la precipitación por cationes bivalentes. La concentración de inhibidor a la cual ocurre la precipitación es dependiente de la temperatura, pH y concentración de cationes divalentes.

Un buen inhibidor de escamas, debe ser efectivo en una concentración de 5- 15 ppm en un agua limpia, no obstante la presencia de grandes cantidades de sólidos suspendidos exigen el uso de altas concentraciones de inhibidor, porque la mayor parte de éste se adsorbe en la superficie de los sólidos, dejando una poca cantidad del inhibidor disponible para cumplir con su verdadera función. Por otra parte los inhibidores de escamas deben estar presentes continuamente en una salmuera, corriente arriba del punto de formación de escamas para funcionar adecuadamente.

#### 4. DISEÑO DEL TRATAMIENTO QUIMICO PARA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.

Una vez se han identificado las bases teóricas de las escamas inorgánicas, los problemas asociados a la precipitación de escamas de Carbonato de Calcio y se conoce la cinética de la reacción que da origen a este tipo de escamas, es necesario identificar la formulación del tratamiento químico convencional empleado en la actualidad (tratamiento base). Esto con el fin de garantizar que el diseño de la nueva formulación sea igual de efectivo en la disolución de las escamas de Carbonato de Calcio y que además permita alcanzar el objetivo de reducir el tiempo de remoción de este tipo de incrustaciones.

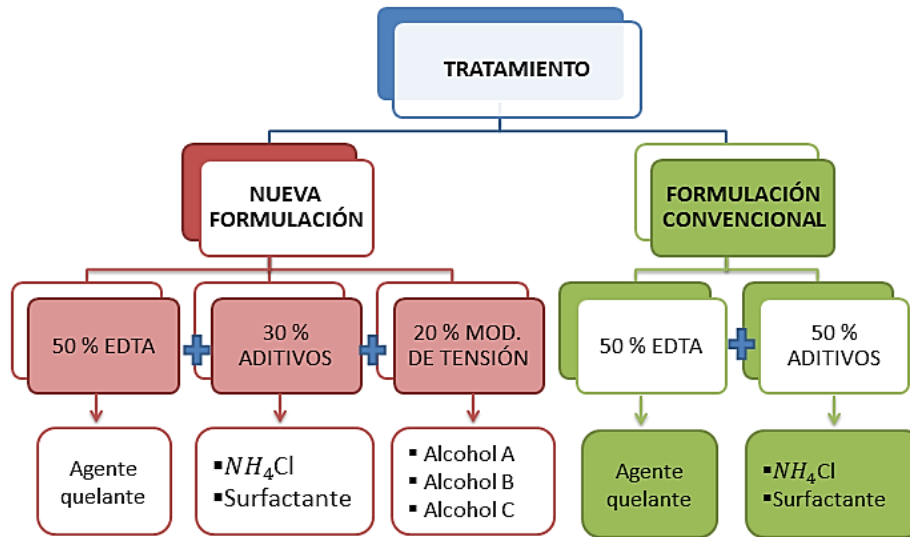
El diseño del tratamiento convencional de remediación consiste en un fluido base agente quelante (Sal Disódica  $Na_2H_2EDTA$  – Producto comercial, Ver anexo G. Caracterización del espectro Infrarrojo para producto Puro) en conjunto con una serie de sustancias químicas como: orgánicos, surfactantes y estabilizadores de arcilla. Ver Figura 13.

A partir de la formulación convencional, las experiencias alcanzadas en pruebas de laboratorio con este tratamiento y algunas de las bases teóricas asociadas a las propiedades de las rocas y los fluidos; se determina que el diseño de un nuevo tratamiento debe incluir además una sustancia química que modifique la tensión interfacial con el fin de garantizar que la saturación, distribución y desplazamiento del químico sea más rápido en el retorno a superficie después de remover las escamas.<sup>20</sup> Los alcoholes, se seleccionan como modificadores de tensión, ya que han demostrado tener buenos resultados en las operaciones con procedimientos similares.

---

<sup>20</sup> Recomendaciones de SIMANCAS, Diana. Villabona y Cindy. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

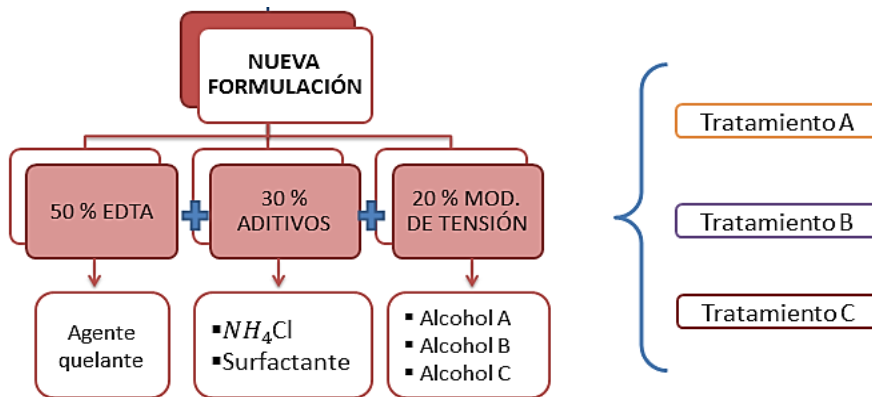
**Figura 13.** Tratamientos químicos para remover escamas de carbonato de calcio.



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

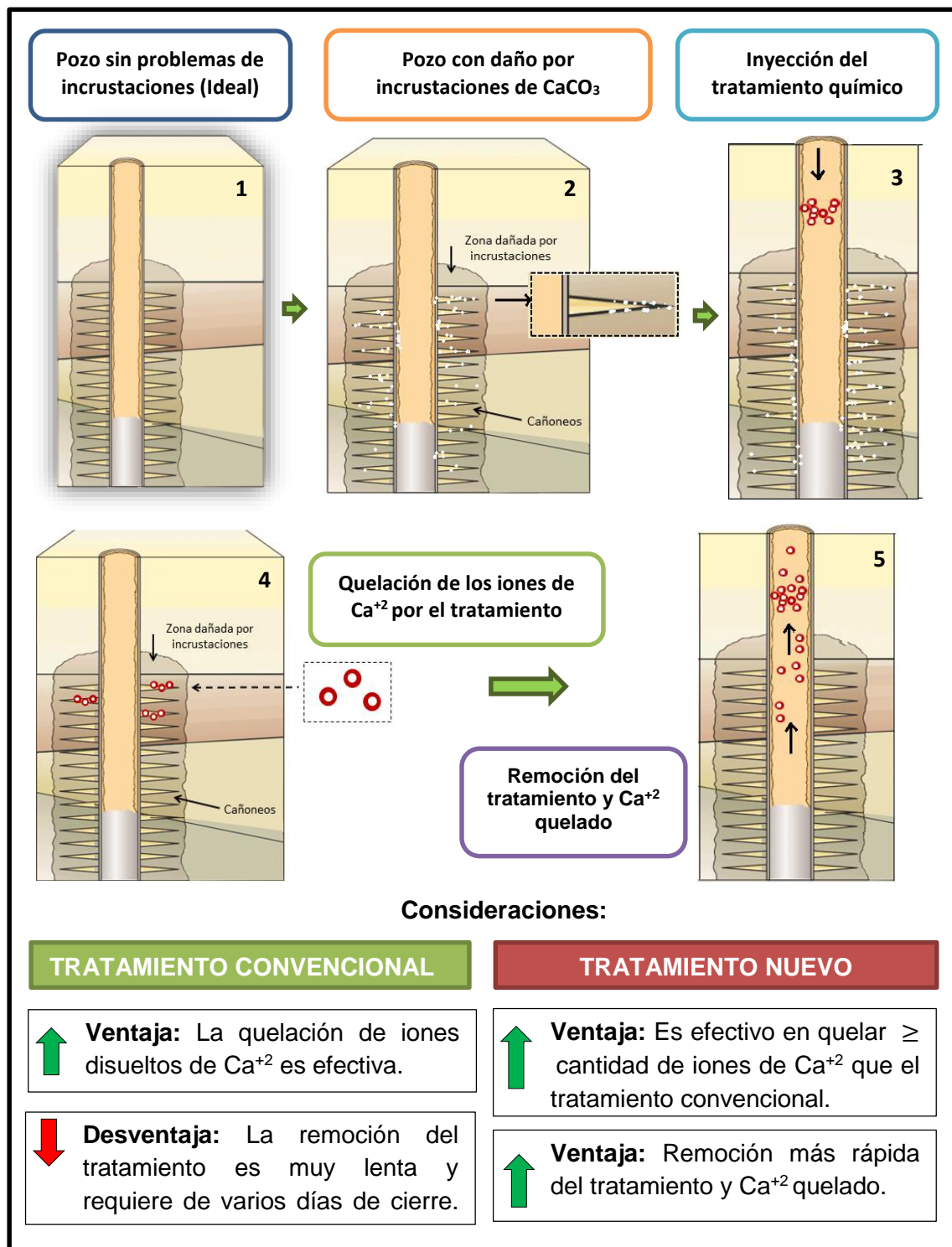
Para la preparación de la nueva formulación del tratamiento químico, se establecieron los siguientes porcentajes en volumen: 50% Na<sub>2</sub>H<sub>2</sub>EDTA, 30 % aditivos (29,6% NH<sub>4</sub>Cl, 0,2% de Surfactante y 0,2% de Estabilizador de arcillas), 20% modificadores de tensión (Alcoholes A, B o C). A partir de lo anterior en la Figura 14, se muestra como según el alcohol seleccionado la formulación recibirá el nombre de tratamiento A, B o C. En la Figura 15 se presenta el esquema general de la aplicación del tratamiento químico.

**Figura 14.** Tratamientos candidatos, según el tipo de alcohol.



**Fuente:** Los autores.

Figura 15. Esquema general de la aplicación del tratamiento químico.



Fuente: Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

#### 4.1 RECEPCIÓN DE MUESTRAS.

Para la formulación del nuevo tratamiento químico se utilizaron algunos materiales, aditivos, productos químicos, disolventes entre otros. Los cuales fueron suministrados por el laboratorio de análisis petrofísico y daño a la formación del parque Tecnológico Guatiguará - Piedecuesta de la Universidad Industrial de Santander, teniendo en cuenta el protocolo de recepción del laboratorio mencionado, las fichas de seguridad, las precauciones y uso de los mismos, en el anexo B se pueden ver las muestras recibidas para el tratamiento. Ver anexo A. Recepción de muestras.

Algunas de los procedimientos de casos especiales para la recepción de muestras o uso de materiales son los siguientes:

- **Crudo (aceite):**

A la muestra de crudo referencia para las pruebas asociadas a la formulación del nuevo tratamiento químico, se le determinaron las siguientes propiedades de los fluidos:

- ✓ **Gravedad API.** Se determinó la calidad del crudo referencia, empleando el Método del Hidrómetro (*Norma ASTM D-28 y API 2544*), la cual dio como resultados: Crudo con gravedad API = 38. Lo que permite clasificarlo como un crudo liviano.
- ✓ **BSW.** Prueba desarrollada con el fin de conocer el contenido de agua y sedimentos en el crudo quienes son factores esenciales en los problemas por precipitación de escamas. El método aplicado es el Método de la Centrifuga (*Normas, ASTM D 96-88 y API: 2542*). Donde se obtuvo que el porcentaje de agua, sedimentos e impurezas en el crudo (BSW) es 0,1%.

- **Agua de formación:** Es importante conocer las condiciones fisicoquímicas del agua de formación, con el fin de estimar el potencial de iones formadores de las escamas inorgánicas por precipitación de  $\text{CaCO}_3$ .

La Tabla 4, muestra el alto contenido de iones de Bicarbonato y Calcio, principales reactivos para la formación de este tipo de escamas.

**Tabla 4.** Análisis fisicoquímico del agua de formación.

IÓN	AGUA DE FORMACIÓN
BICARBONATOS [mg/L]	408.7
CLORUROS [mg/L]	760.27
SULFATOS [mg/L]	20.6
BARIO [mg/L]	5.4
CALCIO [mg/L]	88
HIERRO [mg/L]	19.48

**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

- **Reactivos químicos.** Cada una de los disolventes y aditivos empleados en la nueva formulación del tratamiento químico son evaluados en la etapa de caracterización básica.
- **Tratamiento químico.** La formulación del nuevo tratamiento químico se fundamenta el procedimiento mencionado en el numeral anterior.
- **Finos de formación.** Fueron seleccionados de la formación de interés, teniendo presente que el crudo referencia proviene de la misma.
- **Plugs.** Los plugs empleados para los desplazamientos del nuevo tratamiento químico son areniscas de la formación productora.

- **Equipos y procedimientos.** Se basan en los protocolos, normas y procedimientos establecidos por el laboratorio de análisis petrofísico y daño a la formación del parque tecnológico Guatiguará- Piedecuesta de la Universidad Industrial de Santander. En los anexos B y C se pueden observar respectivamente algunos de los equipos de laboratorio para tren de pruebas y el equipo de trabajo en el laboratorio. En el anexo D, Se puede observar el laboratorio de análisis petrofísicos y de daño a la formación del parque tecnológico Guatiguará. Lugar donde se desarrolló el tren de pruebas.

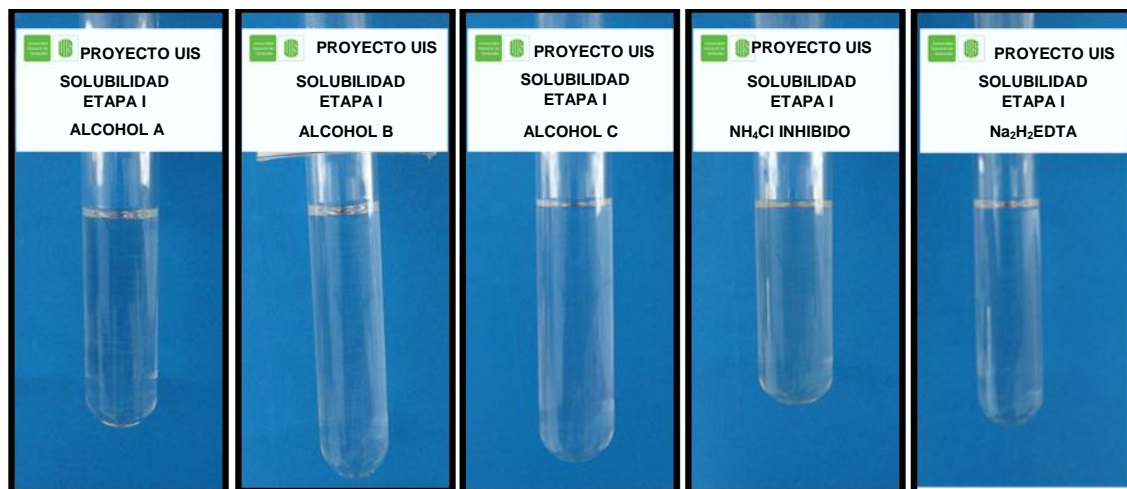
## **4.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA.**

Los procedimientos seguidos para el tren de pruebas se siguen de acuerdo con los protocolos de las Normas API RP- 40,42, para la caracterización básica.

### **4.2.1 Solubilidad.**

En tubos de ensayo se midió una proporción de 75:25 (12 mL de Producto + 4 mL agua de referencia) y se evaluó visualmente la solubilidad, con el fin de identificar cualitativamente la solubilidad de cada uno de los productos puros. Como resultado de la prueba se observa que todos los productos evaluados son solubles en agua de referencia, ver Figura 16.

**Figura 16.** Resultados prueba de solubilidad.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

#### **4.2.2 Densidad.**

Esta prueba se realizó a los productos puros con ayuda de un picnómetro de volumen calibrado. Los resultados de la densidad medida y la desviación con respecto a la MSDS (Material Safety Data Sheet) para cada uno de los productos puros se encuentran en la Tabla 6. Como resultado se observa que no hay desviación entre la densidad medida y la densidad reportada en la MSDS.

#### **4.2.3 pH.**

Se determina el pH para los productos puros, resultados que están reportados en la Tabla 6, además de la desviación media con respecto a la MSDS (Material Safety Data Sheet) de cada producto. Se pueden Adicionar KOH inicialmente a los productos ácidos con el fin de llevarlos a un pH aproximado a 8, que es en el que presenta mayor efecto quelante el EDTA.

#### **4.2.4 Espectro Infrarrojo.**

En el Anexo F se muestra el espectro infrarrojo para el producto químico comercial Na<sub>2</sub>H<sub>2</sub>EDTA.

#### 4.2.5 Índice de Refracción.

Esta prueba se realizó a los productos puros con ayuda del refractómetro ATAGO Modelo R-5000. La Tabla 5 muestra el índice de refracción de los diferentes disolventes; los cuales son importantes como parámetro de control de calidad.

Las desviaciones para cada prueba mencionada en la Tabla 6 se determinan de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Desv. X (\%) = \left[ \frac{X \text{ MSDS} - X \text{ medido}}{X \text{ MSDS}} \right] * 100\% \quad \text{Ecuación 3.}$$

**Tabla 5.** Resultados caracterización básica.

PRODUCTO	Soluble en agua	IR @ 20 °C	VISC. (Cst) @ 35 °C	pH Med.	pH MSDS	ρ Med. (gr/m L)	ρ MSDS. (gr/mL)
EDTA	SI	1.43	3.96	5.28	4.6 – 5.2	1.20	1.20
NH4Cl Inh.	SI	1.34	0.77	5.67	-	1	-
ALCOHOL	SI	1.42	2.93	5	-	0.90	0.89 – 0.90
SURFACTANTE	-	1.40	-	4.98	5.0	0.93	0.93

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

### **4.3 PRUEBAS DE INTERACCIÓN FLUIDO - FLUIDO.**

En esta serie de pruebas (Sludge, mojabilidad visual, rompimiento de emulsiones y compatibilidad) se determina el grado de afinidad que tienen los tres tratamientos químicos desarrollados en el laboratorio. Se tiene en cuenta la incompatibilidad por formación de precipitados, que permiten determinar la presencia de sólidos en la interface y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión.

#### **4.3.1 Sludge.**

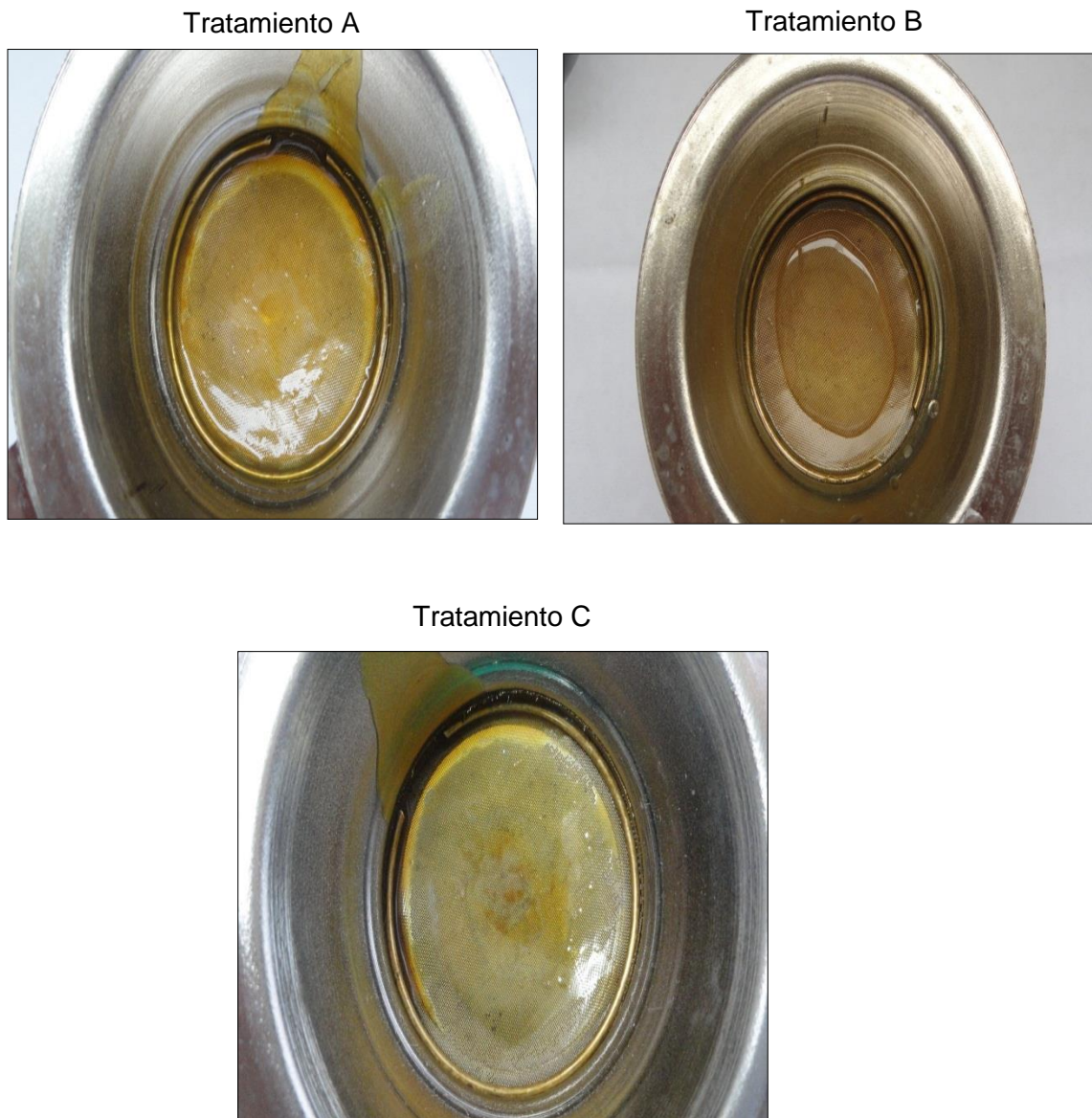
Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados “sludges”, los cuales se determinan de forma visual. Esta prueba está basada en la norma API RP 42.

La prueba de sludges se realizó, adicionando el disolvente formulado en una proporción 1:1 con aceite crudo libre de sólidos y emulsión, posteriormente se agitó vigorosamente durante 60 segundos y se llevó a una temperatura de 194 °F durante 24 horas; luego se pasó la mezcla a través de una malla Mesh 100 y se examinaron los sólidos, emulsiones o parafinas. Se debe lavar la malla alternadamente con agua tibia y aceite mineral; esto removerá emulsiones y parafinas pero no removerá los sludges formados. Los resultados se muestran de la siguiente forma:

- Sin sludges: sin partículas sólidas retenidas en la malla.
- Trazas: unas pocas partículas en la malla.
- Cantidad moderada: partículas obviamente presentes.
- Abundante: muchas partículas grandes.

Los tratamientos A, B y C no presentaron Sludges; en general se observó buena detergencia, sin precipitados ni sólidos remanentes en la malla, como lo muestra la Figura 17.

**Figura 17.** Resultados pruebas de Sludges.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

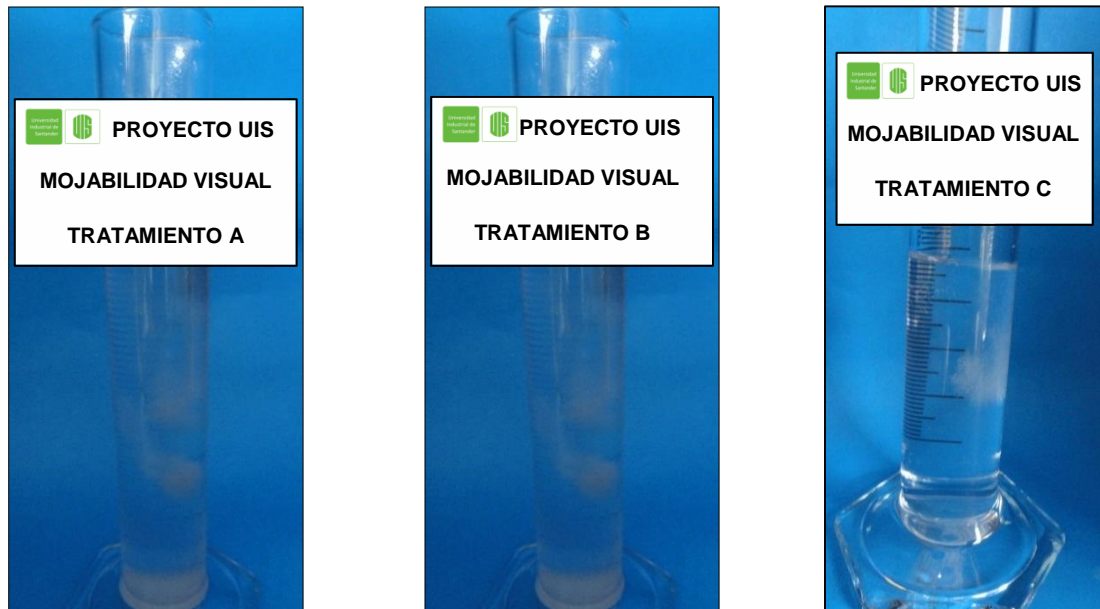
### 4.3.2 Mojabilidad visual.

Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante de los tratamientos en los finos de la formación.

La prueba de mojabilidad visual se realizó añadiendo en 25 mL de tratamiento, 10 cm<sup>3</sup> de arena limpia (15 g), Mesh 40-60, formación de interés. Después de media hora en contacto se decantó la solución y se adicionó sobre dos probetas: la primera contenía agua fresca y la segunda Kerosene como aceite de referencia, éste último pasado por un papel filtro con algodón y sílice gel malla Mesh 60. Posteriormente se espolvoreó la arena dentro de la probeta y se observó la dispersión relativa de las partículas, o su tendencia a formar grumos en la fase acuosa y en la fase aceite.

Los tratamientos A, B mostraron tendencia a humectar por agua la arena, mientras que el tratamiento C mostró una mojabilidad mixta; como se muestra en la Figura 18.

**Figura 18.** Pruebas de mojabilidad.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

### **4.3.3 Rompimiento de emulsiones.**

Esta prueba indica la tendencia de un agente tenso-activo a aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera y se encuentra contemplada en la norma API RP-42. Se realizó a los tres tratamientos estudiados.

Se prepararon 100 mL de mezcla crudo – salmuera - tratamiento en tres proporciones 25:75, 50:50 y 75:25. A cada mezcla se adicionó 2.5 gramos de finos de la formación Barco (Mesh 200), se agitó a 14000 rpm en un Agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200, durante 30 segundos, a temperatura ambiente. Las observaciones se realizaron a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas.

En la Tabla 6, se reportan los porcentajes de rompimiento de los tres tratamientos evaluados, utilizando crudo, agua sintética y finos de la formación Barco, a los tiempos 15 minutos, 60 minutos (1 hora) y 1440 minutos (24 horas).

Como se puede observar, los tratamientos A y C forman una emulsión menos estable que el tratamiento B. Adicionalmente al término de una hora el porcentaje de rompimiento del tratamiento B disminuye desde 64% al 32 %, en la medida en que aumenta la proporción del mismo. Para el tratamiento A, el rompimiento de la emulsión aumenta entre el 76% y el 88% en la medida en que aumenta la proporción del mismo.

De forma general se puede decir que para los tratamientos A y C en la medida que incrementan la concentración del tratamiento químico formulado en cada caso, también aumenta el rompimiento de la emulsión. Además que el tratamiento C es mucho más eficiente ya que la emulsión se rompe en un periodo de tiempo menor respecto a los otros dos tratamientos.

**Tabla 6.** Resultado rompimiento de emulsiones.

Tiempo Establecido	% ROMPIMIENTO DE EMULSIÓN								
	TRATAMIENTO A			TRATAMIENTO B			TRATAMIENTO C		
	25:75	50 : 50	75: 25	25: 75	50 : 50	75 : 25	25: 75	50:50	75:25
15 min	76	74	85	56	54	32	100	84	88
1 hora	76	78	88	64	58	32	100	96	89
24 horas	72	88	89	68	58	33	100	98	89

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

Para los tres tratamientos se observó, buena detergencia, y una interface bien definida. Al finalizar la prueba, los sólidos se encontraban en el fondo de la fase acuosa y en el fondo de la fase oleosa para los tres tratamientos evaluados; excepto para el tratamiento B, proporción 50:50, donde durante los tres tiempo se vieron sólidos adheridos a las paredes del recipiente.

#### **4.3.4 Compatibilidad fluido - fluido.**


Es una prueba que permite determinar la presencia de sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión.

El procedimiento, descrito en la norma API RP 42, consiste en preparar la mezcla disolvente - agua de formación en tres proporciones (25:75, 50:50 y 75:25), y agitar a 14000 rpm durante 60 segundos, colocar la emulsión formada en un frasco tapa azul, tomar la observación inicial y llevar a una temperatura de 194°F.

La compatibilidad se evalúa mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas. Al término de las 24 horas se toman 50 mL de la mezcla anterior, se adicionan 50 mL de crudo y se repite el procedimiento anterior.

Se denomina incompatibilidad, cuando se presenta precipitados adheridos a las paredes del frasco tapa azul, difíciles de remover, o partículas que se sedimentan al fondo del recipiente, debido a la interacción entre el tratamiento y los fluidos de prueba (salmuera y crudo).

La nomenclatura utilizada para presentar los resultados de las pruebas de compatibilidad se describe a continuación:

 Incompatible por presencia de precipitados.

 Compatible.

Los resultados experimentales de compatibilidad se resumen en la Tabla 7. Adicionalmente, se tiene un archivo fotográfico de cada producto en los tiempos evaluados.

**Tabla 7.** Resultados de compatibilidad fluido – fluido.

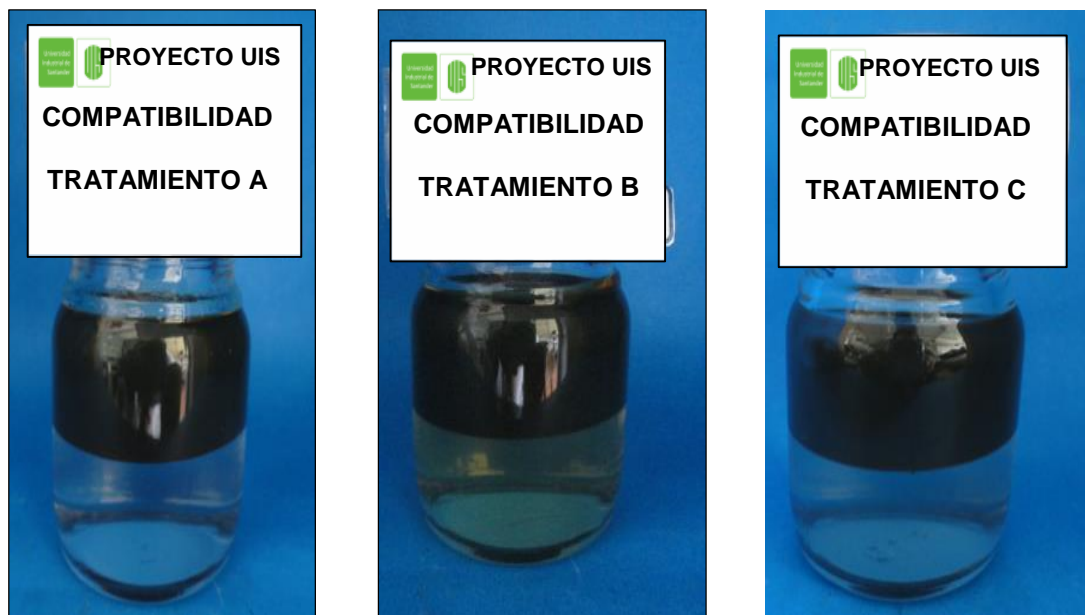
FLUIDO	TRATAMIENTO A			TRATAMIENTO B			TRATAMIENTO C		
	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
Salm.									
Crudo									

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

Como lo muestran los resultados de la tabla anterior, los tres tratamientos son compatibles con la salmuera y con el crudo.

En la Figura 19 se muestran imágenes que permiten observar el estado físico alcanzado por cada uno de los tratamientos evaluados después de transcurrir un tiempo de veinticuatro horas. En la imagen se observa que ninguno de ellos presenta sólidos en suspensión, ni en el fondo del recipiente.

**Figura 19.** Compatibilidad fluido – fluido, a un periodo de tiempo de 24 horas.



**Fuente:** Los Autores. Laboratorio de Microscopía. Edificio de Investigaciones, Universidad Industrial de Santander. Piedecuesta, Diciembre, 2012.

#### **4.4 PRUEBAS TÉCNICAS.**

Se realizaron un orden de pruebas a los tratamientos en estudio, entre las que se encuentran: Capacidad y velocidad de disolución de calcita, determinación de tensión interfacial.

##### **4.4.1 Capacidad de disolución de calcita.**

Cada uno de los tratamientos formulados se evalúa con base en su capacidad para disolver Calcita a 194 °F, y luego se tiene en cuenta el riesgo de re-precipitación en función de la temperatura y el pH.

La prueba se divide en tres etapas:

- I. Determinación de la solubilidad de Calcita en cada tratamiento. La solubilidad es evaluada por medio de la concentración del ión calcio en una muestra filtrada.
- II. Observación de la tendencia a re-precipitar las escamas de Carbonato de Calcio al enfriar las soluciones saturadas.
- III. Observación de la tendencia a re-precipitar las escamas de Carbonato de Calcio al disminuir el pH en las soluciones saturadas utilizando CO<sub>2</sub>.

Los análisis de la cantidad de calcio disuelto se determinan en el laboratorio por métodos gravimétricos.

##### **ETAPA I:**

La prueba se diseñó para una reacción máxima de 24 horas donde se estima la capacidad de disolución y la velocidad de reacción de Calcita.

1. Se vierten 100 mL de disolvente formulado dentro de cada uno de los frascos tapa azul y se colocan en el horno a la temperatura de prueba (194°F) durante aproximadamente una hora para que alcance el equilibrio.
2. Se pesan 15 gramos de chips de Calcita (Mesh 12), y se coloca en el horno a la temperatura de prueba (194°F) durante aproximadamente una hora para que alcance el equilibrio.
3. Se colocan en contacto el disolvente de Carbonato de Calcio con los chips de calcita después de alcanzado el equilibrio, en un frasco tapa azul y se agita vigorosamente. Los frascos tapa azul se ponen en el horno a la temperatura de prueba (194°F) y se activa el cronometro ( $t=0$ ).
4. A un tiempo  $t=2$  horas, se retira uno de los frascos para cada uno de los disolventes, se filtra en caliente y se lava aproximadamente cuatro veces con agua destilada.
5. El punto 4 se repite a tiempos de 4, 6, 12, y 24 horas.

### **Etapla II:**

A las 24 horas se toma la solución restante de la etapa I, se filtra y se separa el 50% para analizar la tendencia de re-precipitación de escamas. Cuando la solución saturada se está enfriando, se registra el tiempo en el que hay alguna precipitación en el proceso. Si se observa la re-precipitación se filtra la solución y se realiza la determinación gravimétrica.

### **Etapla III:**

Para analizar la tendencia de re-precipitación de escamas variando el pH se continúa con el siguiente procedimiento:

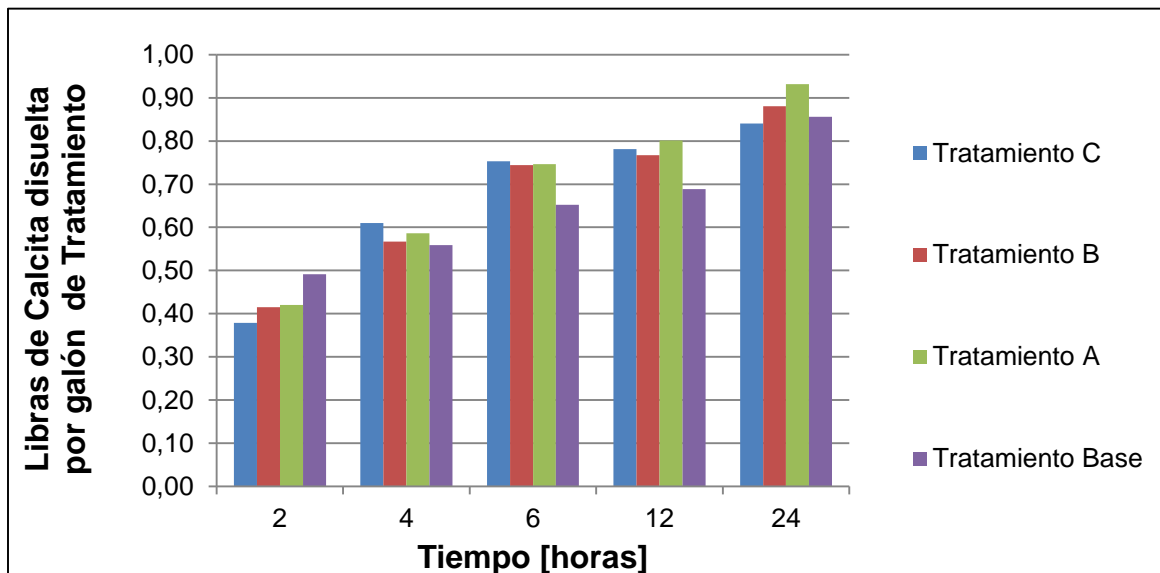
1. Se toma el otro 50% de la prueba de la etapa I, se va adicionando CO<sub>2</sub> gaseoso a la solución y se registra el cambio del pH con el tiempo.
2. Mientras el pH alcanza un valor de 4 o el tiempo de contacto es de 2 horas, se debe evaluar la presencia de precipitados. En caso de existir precipitados se procede a filtrar la solución y realizar el análisis gravimétrico.

Las pruebas de disolución se realizaron inicialmente utilizando 15 gramos de calcita en 100 mL de tratamiento. Con los resultados obtenidos se observó que con las proporciones trabajadas ninguno de los reactivos (calcita y tratamiento formulado) llega a ser el reactivo límite; puesto que desde las dos horas (2 h) hasta las veinticuatro horas (24 h), la cantidad de calcio quelado fue aumentando al transcurrir el tiempo, tal como se registra en la Tabla 8. Donde se reporta la cantidad de Calcita disuelta por cada uno de los tratamientos a 2, 4, 6, 12 y 24 horas.

**Tabla 8.** Libras de Calcita por galón disuelto para cada tiempo evaluado.

TRATAMIENTO	Tiempo [horas]				
	2 h	4 h	6 h	12 h	24 h
C	0.37846	0.60980	0.75301	0.78155	0.84047
B	0.41468	0.56657	0.74449	0.76686	0.88044
A	0.42027	0.58585	0.74650	0.80149	0.93168
BASE	0.49163	0.55906	0.65186	0.68875	0.85641

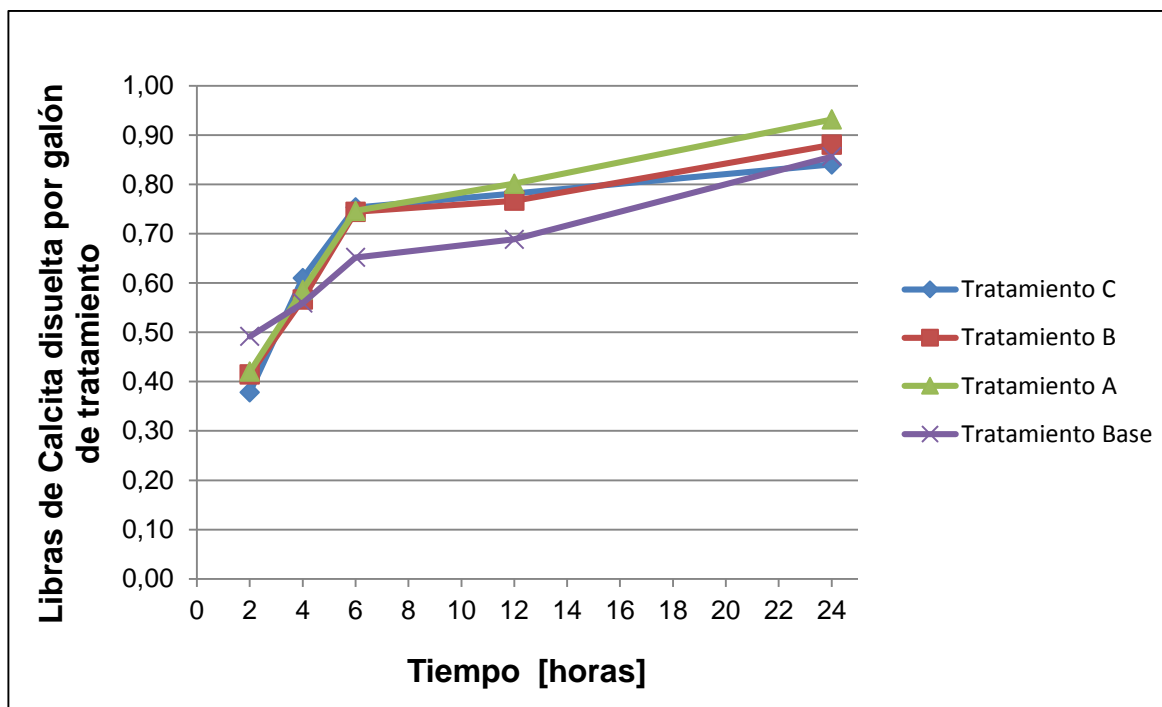
**Figura 20.** Libras de Calcita disuelta por galón de tratamiento para cada tiempo evaluado.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

Con base en los datos de la Tabla 8 y la Figura 20, se deduce que los tres tratamientos formulados en laboratorio, disuelven una cantidad similar, al tratamiento actual aplicado en campo (Tratamiento Base). Con esta prueba se puede concluir que la adición de productos químicos a los respectivos tratamientos, no alteran significativamente la capacidad de disolución actual de Carbonato de Calcio. Además se concluye que los disolventes formulados con mayor capacidad de disolución de Calcita son (en orden descendente): tratamiento A, con un valor máximo de disolución de 0.93168 lb/gal (74.4%), tratamiento B, con 0.88044 lb/gal (70.3%) y el tratamiento C, con 0.84047 lb/gal (67.1%).

**Figura 21.** Libras de Calcita disuelta por galón de tratamiento para cada tiempo evaluado.

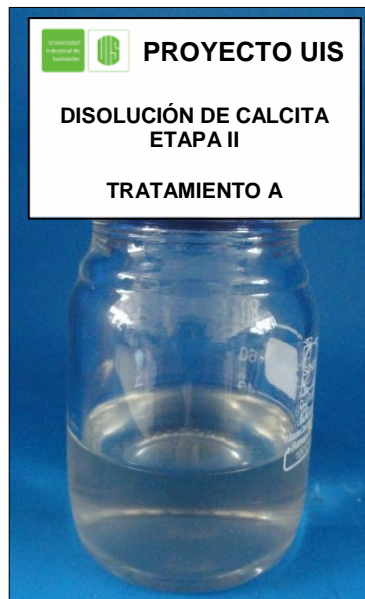


**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

Con base en la Figura 21, se puede concluir que en el intervalo de tiempo de 2 a 6 horas es donde se produce la mayor disolución de calcita para todos los tratamientos formulados.

Ninguno de los tres disolventes formulados, ni el tratamiento actual, presentaron una re-precipitación de la solución saturada por enfriamiento hasta alcanzar la temperatura ambiente. En la Figura 22, se muestra el aspecto de la solución saturada para el tratamiento A formulado, al alcanzar la temperatura ambiente (25°C).

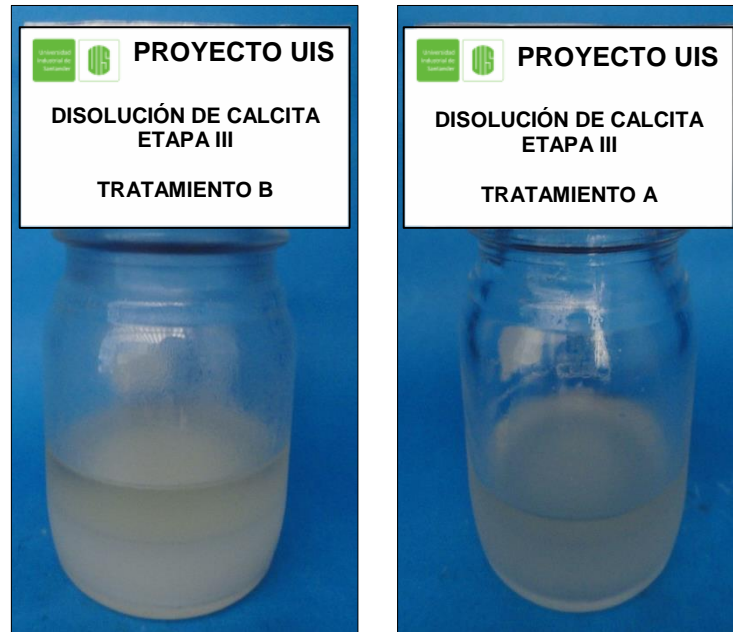
**Figura 22.** Solución saturada de calcita y tratamiento A, al alcanzar la temperatura ambiente.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatigará. 2012.

Los resultados obtenidos, en la prueba de re-precipitación de escamas inorgánicas, variando el pH con  $\text{CO}_2$  son los siguientes: Para el tratamiento C, no se observó una re-precipitación, al igual que para el tratamiento base. Contrario sucedió con los tratamientos A y B, donde se observó la presencia de un precipitado cuando la solución alcanzó un pH igual a 7 como se muestra en la Figura 23. Sin embargo la cantidad de precipitado para el tratamiento B es mayor que para el tratamiento A.

**Figura 23.** Re-precipitación de las soluciones saturadas de calcita y tratamiento A (derecha) y B (izquierda).



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

Este precipitado fue filtrado, su aspecto físico era un polvo de color blanco. Se tomó su punto de fusión y se realizó una prueba de solubilidad cualitativa en agua. Los resultados obtenidos fueron; punto de fusión: 219.9 °C y soluble en agua. Lo cual indica que el precipitado, no corresponde a la precipitación de escamas inorgánicas, si no al Agente Quelante EDTA. Pues este compuesto tiene un punto de fusión igual a 220° C, es soluble en agua y su apariencia es un polvo, cristalino, incoloro.

#### **4.4.2 Velocidad de disolución de calcita.**

La velocidad de disolución se realiza para conocer el tratamiento químico que disuelve mayor cantidad de Calcita en un tiempo determinado. Con ella se puede determinar la eficiencia de disolución de cada producto, el tiempo en el que

alcanza la tasa más alta e incluso en el que deja de disolver. Este parámetro se calcula experimentalmente en el laboratorio.

Para el cálculo se tomaron los valores de concentración de Calcio obtenidos de la prueba de capacidad de disolución a intervalos de tiempo iguales a 2, 4, 6, 12, y 24 horas.

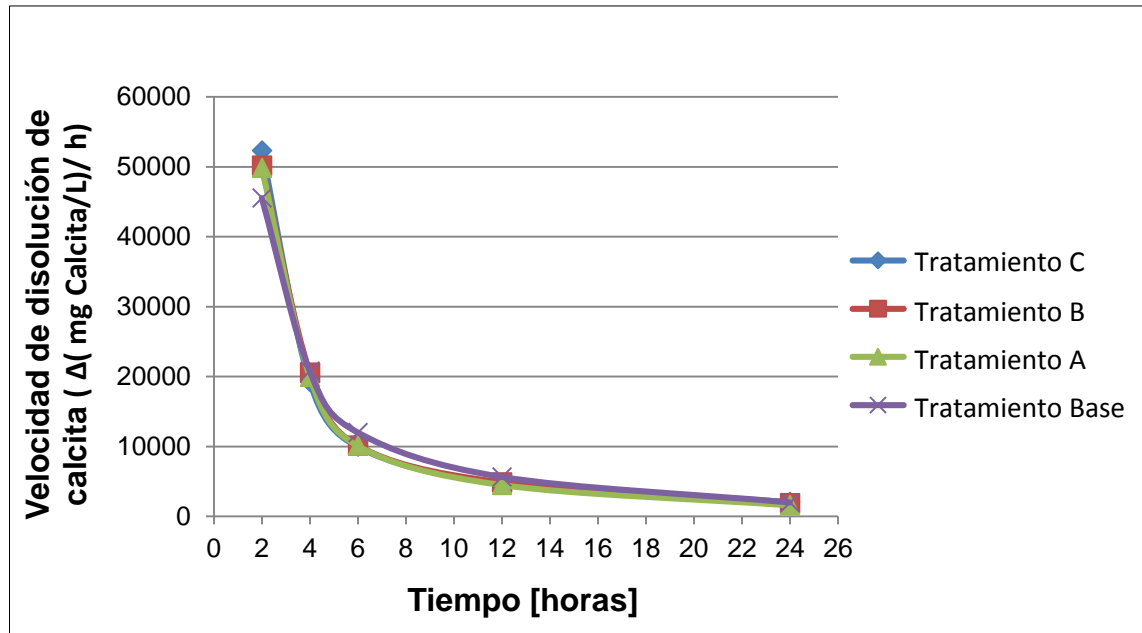
En la Tabla 9 se muestran las velocidades de disolución de Calcita, determinadas en cada intervalo de tiempo. En la Figura 24, se grafica el comportamiento de la velocidad de disolución de Calcita para cada tratamiento evaluado. Se observa que los tres tratamientos formulados y el tratamiento base, alcanzan su máxima tasa de velocidad de reacción 2 horas después de ponerlos en contacto.

**Tabla 9.** Velocidad de disolución de Calcita a diferentes tiempos.

<b>Velocidad de disolución de Calcita = ( <math>\Delta</math>( mg Calcita/L)/ h)</b>				
<b>Tiempo [horas]</b>	<b>Tratamiento C</b>	<b>Tratamiento B</b>	<b>Tratamiento A</b>	<b>Tratamiento Base</b>
<b>2</b>	52340	50165	49830	45545
<b>4</b>	19235	20537	19955	20760
<b>6</b>	9963	10135	10093	11981
<b>12</b>	4697	4843	4497	5624
<b>24</b>	2054	1857	1599	1975

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

**Figura 24.** Velocidad de disolución de calcita para cada tratamiento.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatimar. 2012.

#### 4.4.3 Tensión interfacial.

Se define una interfase como la superficie de contacto entre dos fases condensadas (dos líquidos o un líquido y un sólido).

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos.

Además se tendrán también interacciones de tipo Van der Waals con las moléculas del otro líquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión a la

interfase (tensión interfacial) tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos condensados.<sup>21</sup>

Teniendo como criterio de selección la tensión interfacial, se procedió a seleccionar el tratamiento C, debido a que presenta un valor de tensión interfacial menor en comparación con los otros tratamientos químicos formulados, para luego ser utilizado en la prueba de “compatibilidad fluido-roca” (prueba final de desplazamiento).

El proceso realizado fue de “Tensión interfacial por gota giratoria”; que consiste en someter una gota de un fluido menos denso colocado en un cilindro circular de vidrio que tiene el otro fluido, a una determinada velocidad de rotación; la fuerza centrífuga induce un alargamiento axial de la gota al cual se oponen las fuerzas capilares. Esto, junto con la frecuencia angular, el diámetro de la gota y la diferencia de densidad entre los medios permite obtener una medición indirecta de la tensión interfacial. Este método es usado generalmente para medir tensiones ultra-bajas, hasta valores del orden de 0.0001 dina/cm.

Los resultados de la prueba de tensión interfacial son mostrados a continuación (Ver Tabla 10):

**Tabla 10.** Resultados de la evaluación de tensión interfacial.

MUESTRA	TENSIÓN INTERFACIAL (Dinas / cm)
TRATAMIENTO C	0.17
TRATAMIENTO B	0.48
TRATAMIENTO A	0.71
TRATAMIENTO BASE	2.88

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

<sup>21</sup> [http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S203\\_Tension.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S203_Tension.pdf)

## 4.5 COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA.

Para evaluar la compatibilidad del tratamiento seleccionado anteriormente con la roca, se hizo uso de un equipo de desplazamiento positivo en medios porosos (ver anexo E, equipo para prueba de desplazamiento), por el cual se desplazaron una serie de fluidos a una muestra de roca representativa (*plug*, ver *Tabla 11*) a unas condiciones de presión y temperatura establecidas, con el fin de simular la inyección del tratamiento, la inducción del daño y la producción del crudo, bajo un escenario dinámico similar al que ocurre en la zona de interés. Para evaluar dicha compatibilidad se observaron los cambios de permeabilidad en el sistema teniendo en cuenta los diferenciales de presión en cada etapa, así como los efluentes que se obtienen durante la prueba.

**Tabla 11.** Características del Plug a trabajar.

Porosidad Ø (%)	Longitud Promedio (cm)	Diámetro Promedio (cm)	Volumen Total (cm <sup>3</sup> )	Volumen poroso (cm <sup>3</sup> )	Permeabilidad K (mD)
9	5.44	3.80	61.70	5.55	30.77

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

### 4.5.1 Restauración de la mojabilidad.

La restauración de la mojabilidad se realiza al Plug antes de iniciar las pruebas de desplazamiento de fluidos, con el fin de recuperar su tendencia natural a dejarse humectar por un fluido en presencia de varios fluidos inmiscibles (mojabilidad inicial). Autores como *Ciuc*<sup>22</sup> afirman mediante sus estudios, que 14 días (336 horas) es el tiempo necesario para restaurar la mojabilidad a una muestra; lo cual fue tenido en cuenta al momento de efectuar la prueba de restauración.

<sup>22</sup> Ciuc en 1975, describe dos yacimientos en que la mojabilidad es restaurada después de solo unas pocas horas, sin cambio adicionales a los dejados cuando el tiempo fue de 1000 horas.

#### 4.5.2 Desplazamiento de fluidos.

La evaluación de la solución remedial, se realizó mediante el desplazamiento de un preflujo orgánico, crudo y tratamiento principal base EDTA (ver Tabla 12). EL preflujo orgánico son disolventes que permiten la remoción del material orgánico en la muestra con el fin de dejarla expuesta al material inorgánico y de esta manera hacer que el tratamiento EDTA actúe directamente sobre este material. El crudo permite simular la producción en la muestra y evaluar la permeabilidad después de cada tratamiento.

**Tabla 12.** Protocolo de desplazamiento.

No.	DESCRIPCIÓN
1	<b>Restauración de Mojabilidad.</b> Realizar desplazamientos diarios de 1 volumen poroso por 14 días, verificando el volumen de agua desplazada para llevar a Swirr.
2	Medir Kef oil de referencia @ Swirr.
3	Inducir el daño N°1: 4 volúmenes porosos de Bicarbonato de Sodio y 4 volúmenes porosos de Cloruro de Calcio, (según el simulador Scale Chem trabajar con 4 veces la concentración crítica). Realizar la inyección al mismo tiempo y llevar a cabo el análisis de efluentes para balance de carbonato.
4	Dejar en contacto durante un tiempo 4 horas.
5	Medir Kef oil @ Swirr. Desplazar a una tasa de 0,5 cc/min.
6	Inyectar 6 volúmenes porosos de preflujo orgánico.
7	Inyectar el tratamiento BASE-EDTA.
8	Dejar tiempo de cierre por 8 horas.
9	Inyectar agua salmuera monitoreando efluente hasta ausencia de EDTA.
10	Medir Kef oil de referencia @ Swirr.
11	Inducir el daño N°2: Repetir 4, teniendo en cuenta consideraciones anteriores.
12	Medir Kef oil de referencia @ Swirr.
13	Inyectar el tratamiento C.
14	Inyectar agua salmuera monitoreando efluente hasta ausencia de EDTA.
15	Medir Kef oil de referencia @ Swirr.

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

El comportamiento de los diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) obtenidos para cada una de las etapas de desplazamiento se estudiaron con ayuda de la ecuación de Darcy.

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Siendo:

K: Permeabilidad (Darcys).

$\Delta P$ : Diferencial de presión (psi).

$\mu$ : Viscosidad (cP).

L: Longitud (cm).

A: Área (cm<sup>2</sup>).

q: Caudal (cm<sup>3</sup>/min).

Para determinar la permeabilidad de referencia ( $K_{ref}$ ) se realizaron ciclos de inyección de crudo y salmuera a un caudal constante, monitoreando los diferenciales de presión hasta encontrar valores de  $\Delta P$  cercanos o similares, sin variar en menos del 5%, entre los dos últimos ciclos de crudo. En la Tabla 13, se muestran los valores de  $\Delta P$  obtenidos para los diferentes ciclos realizados.

**Tabla 13.** Valores de  $\Delta P$  de los ciclos de crudo-agua salmuera.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
CICLO 1	Crudo	0.5	13
	Salmuera	0.5	61
CICLO 2	Crudo	0.5	69
	Salmuera	0.5	37
CICLO 3	Crudo	0.5	40
	Salmuera	0.5	51
CICLO 4	Crudo	0.5	42
	Salmuera	0.5	42
CICLO 5	Crudo	0.5	30
	Salmuera	0.5	42
CICLO 6	Crudo	0.5	30

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Con los valores de  $\Delta P$  promedio obtenidos se puede observar que al finalizar el ciclo 6 de crudo, se obtuvo la condición esperada (durante 10 volúmenes porosos).

Después de obtener el  **$\Delta P$  de referencia** (antes de inducir el daño N°1, ver Tabla 13) con un valor de 30 Psi se llevó a cabo la inducción del daño N°1 y se desplazó crudo para conocer el  $\Delta P$ , el cual fue de 35 Psi. Esto concuerda con lo esperado y refleja la depositación de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en la roca, puesto que el  $\Delta P$  después del daño es mayor que el  $\Delta P$  de referencia. Ver Tabla 14.

Posteriormente a una inyección de pre-flujos orgánicos de se aplica el tratamiento (EDTA.BASE) y salmuera, se desplaza crudo y se observa que el  $\Delta P$  disminuye en comparación con el  $\Delta P$  del daño ya que se reduce de 35 Psi hasta 23 Psi, incluso siendo este  **$\Delta P$  de tratamiento BASE** menor al  **$\Delta P$  de referencia** que fue de 30 Psi. Lo que permite inferir que los pre-flujos orgánicos rompen las posibles emulsiones formadas al interior del medio poroso y/o que dicha caída de presión se deba a la disolución de calcita precipitada. Estos resultados confirman la compatibilidad de los fluidos desplazados con los fluidos del yacimiento y del medio poroso.

**Tabla 14.** Valores de  $\Delta P$  después de la inducción del daño y posterior a la aplicación del tratamiento BASE.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	0.5	30
$\Delta P$ de daño (N°1)	Crudo	0.5	35
$\Delta P$ de EDTA.BASE	Crudo	0.5	23

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Para evaluar el tratamiento C, se llevó a cabo la inducción de un segundo daño (daño N°2) bajo las mismas condiciones en que se efectuó el primer daño. Para este paso se considera como  **$\Delta P$  de referencia**, el  **$\Delta P$  del tratamiento BASE** con un valor de 23 Psi. Posterior al daño N°2 se observa que el  $\Delta P$  aumenta de 23 Psi a 27 Psi, el cual es considerado  **$\Delta P$  de daño N°2**. Después de aplicar el tratamiento C se obtiene un nuevo  $\Delta P$  menor al  $\Delta P$  de referencia, que en este caso es de 23 Psi, puesto que nuevamente se presenta una disminución en el  $\Delta P$ , a un valor de 17 Psi. Estos datos demuestran que el tratamiento C disuelve eficientemente el Carbonato de Calcio precipitado en el medio poroso, siendo completamente compatible con los fluidos de yacimiento y con la formación (Ver Tabla 15).

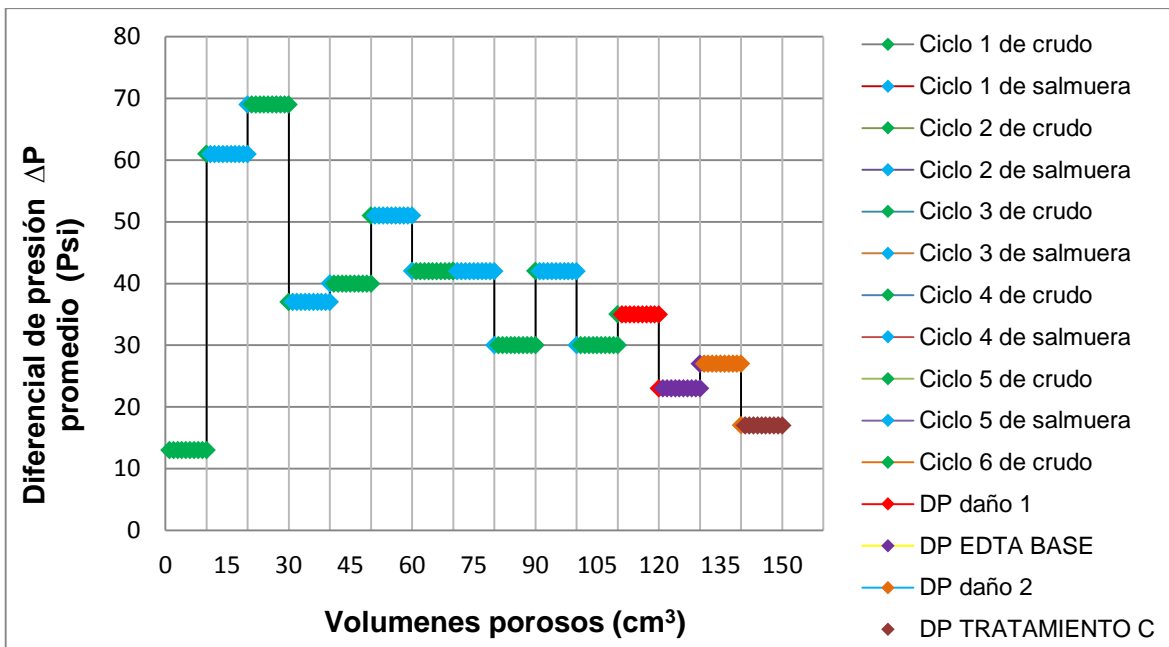
**Tabla 15.** Valores de  $\Delta P$  después de la inducción del daño N°2 y posterior a la aplicación del tratamiento C.

FLUIDO		Q [cm <sup>3</sup> /min]	$\Delta P$ [Psi]
$\Delta P$ de referencia	Crudo	0.5	23
$\Delta P$ de daño (N°2)	Crudo	0.5	27
$\Delta P$ de Tratamiento C	Crudo	0.5	17

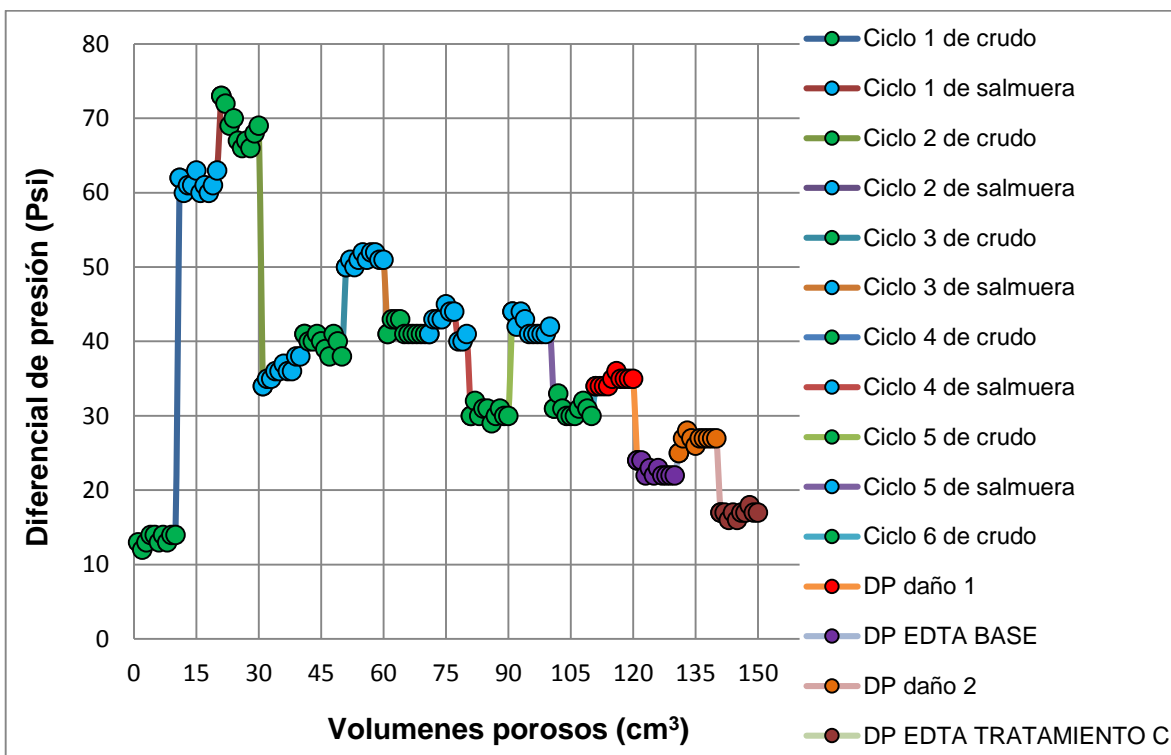
**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Todos los datos mencionados anteriormente, se pueden observar en la Figura 25 y 26. La Figura 25 muestra los  $\Delta P$  promedios para todos los pasos desde la estabilización hasta la aplicación del tratamiento C y en la Figura 26 se incluyen todos los  $\Delta P$  obtenidos en los diferentes pasos llevados a cabo en la misma prueba.

**Figura 25.** Valores de  $\Delta P$  promedio vs Volumen poroso de la Prueba de desplazamiento.



**Figura 26.** Valores de  $\Delta P$  vs Volumen poroso obtenidos en la Prueba de desplazamiento.



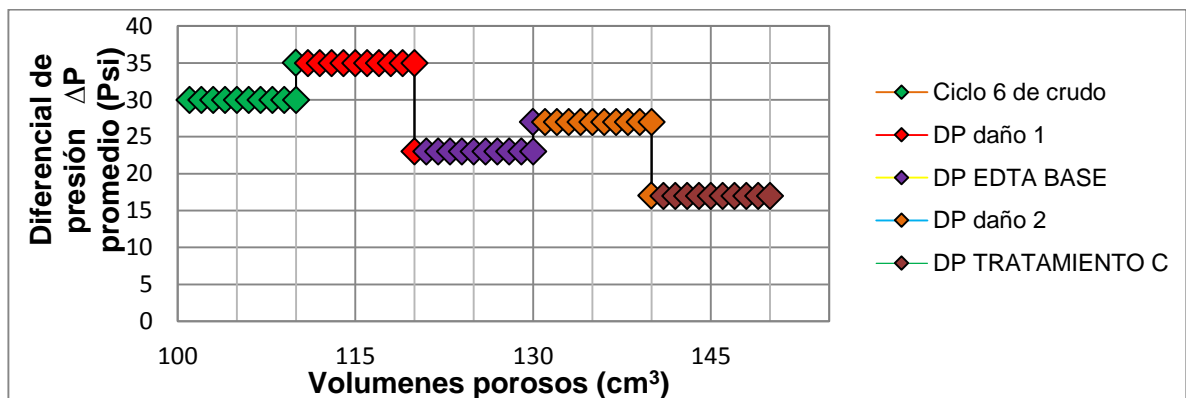
**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

#### 4.5.2.1 Resultados de la prueba de desplazamiento.

A partir de los resultados obtenidos con la prueba de desplazamiento es posible afirmar que la remoción de escamas de Carbonato de Calcio es efectiva cuando se emplean agentes secuestrantes o quelantes como es el caso del EDTA, además que el uso de pre-flujos orgánicos permite obtener mejores resultados al romper las posibles emulsiones formadas durante el desplazamiento de fluidos, ya que los diferenciales de presión promedio una vez se ha inducido el daño N°1 pasan de 35 a 23 psi, finalmente el daño se reduce en aproximadamente un 34%, (Ver Figura 27).

El tratamiento formulado (Tratamiento C), demostró ser compatible con los fluidos de formación a las condiciones simuladas de yacimiento, además cumple con la eficiencia de remover escamas de Carbonato de Calcio al igual que el tratamiento-BASE, con el adicional de que el diferencial de presión luego de inducir el daño N°2 pasa de 27 a 17 psi. El cual es un diferencial de presión menor al obtenido para el tratamiento EDTA-BASE, ya que los problemas por emulsiones y precipitación de orgánicos son menores a los que se obtuvieron cuando se estabilizaron los ciclos de crudo y salmuera (Ver Figura 27).

Figura 27. Prueba de desplazamiento - Comparación del tratamiento Base con el tratamiento C.



Fuente: Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

### 4.5.3 Monitoreo de efluentes.

El monitoreo de efluentes se llevó a cabo mediante una valoración complexométrica utilizando como agente titulante EDTA analítico (debido a que se une fuertemente a los cationes de  $\text{Ca}^{2+}$ ) y murexida como indicador. Se tomó una alícuota de 1 mL de cada efluente recolectado y se adicionó agua destilada hasta un volumen de 50 mL, utilizando un balón aforado. Esta solución se transfirió a un vaso de precipitado de 250 mL y se ajustó el pH en un rango de 12 a 13. Se pesó 0,2 g del indicador murexida y se adicionó al vaso de precipitado, que contenía la muestra del efluente. Inmediatamente, adicionado el indicador se observó una coloración rosa o púrpura según fue el caso.

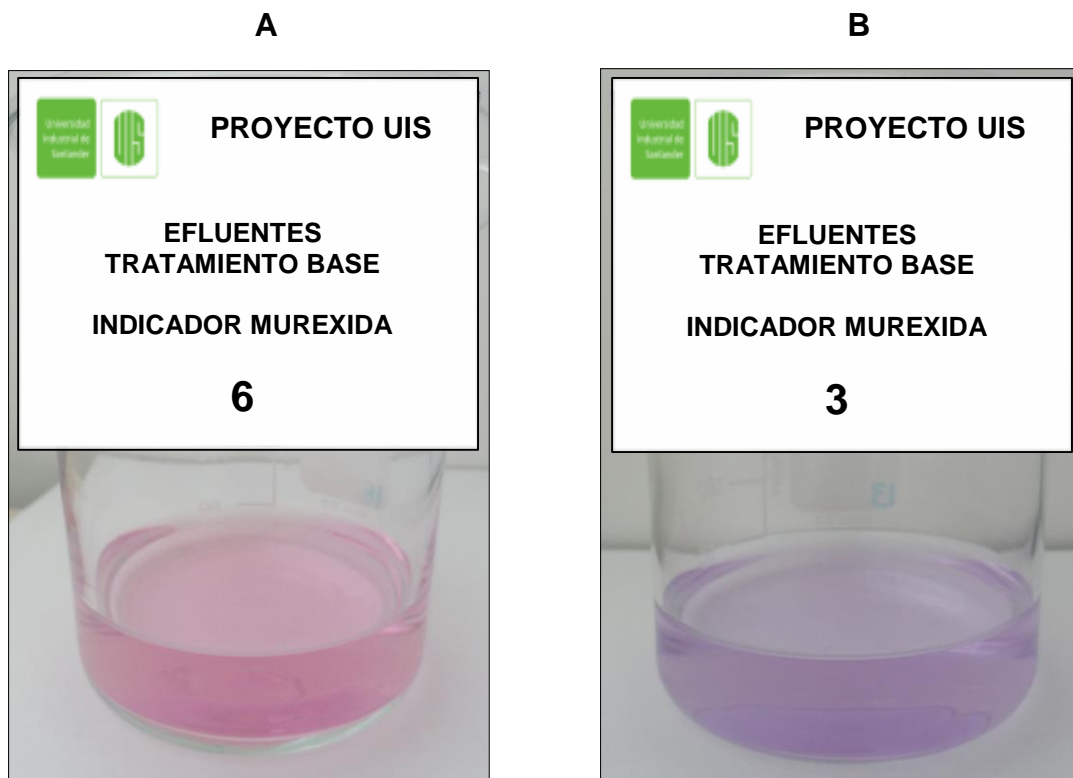
Cuando la muestra contiene EDTA suficiente, o en exceso, para acomplejar los iones de Calcio presentes en la solución se produce una coloración púrpura. Por el contrario cuando una muestra contiene iones Calcio en ausencia de EDTA se observa una coloración rosa la cual se torna a púrpura a medida que se va adicionando el EDTA (Ver Figura 28). El punto final de la titulación se indica cuando la coloración es completamente púrpura. Teniendo en cuenta lo anterior, los efluentes que presentaron coloración rosa fueron titulados, en el laboratorio, utilizando una solución 0,01 M de EDTA analítico registrando en volumen gastado en llegar al punto final (la totalidad de iones calcio acomplejadas con el EDTA adicionado). Para determinar la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$  en los efluentes, se reemplazó el volumen de EDTA obtenido en la siguiente ecuación:

$$[\text{Ca}^{2+}] \text{ ppm} = \frac{V_{\text{EDTA}} \times [\text{EDTA}]_{\text{STD}}}{V_{\text{TITULADO}}} \times F.D \quad \text{Ecuación 5.}$$

Siendo:

- ✓  $V_{\text{EDTA}}$ : Volumen de EDTA gastado en la titulación.
- ✓  $[\text{EDTA}]_{\text{STD}}$ : Concentración de la solución de EDTA empleada que es de 0,01 M.
- ✓  $V_{\text{TITULADO}}$ : Volumen de la muestra a titular que es 50 mL.
- ✓ F.D: Factor de dilución.

**Figura 28.** Valoración complexométrica con indicador murexida a los efluentes de la prueba de desplazamiento. A) Volumen poroso N°6 indicando ausencia del tratamiento base. B) Volumen poroso N°3, presencia de tratamiento base.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Posterior a la inducción del daño, se inyectó agua salmuera recolectando diferentes volúmenes porosos hasta que se evacuara todo el EDTA de los tratamientos. Para evacuar todo el tratamiento base del medio poroso se necesitaron 6 volúmenes porosos y para regresar a la línea base, en cuanto a concentración de Calcio, se necesitaron 8 volúmenes porosos. Al analizar el volumen poroso N°6 (6 volúmenes porosos, ver Figura 28), mediante la coloración generada con el indicador murexida, se observó ausencia de EDTA y se procedió a titular con una solución 0,01M de EDTA con el fin de conocer la concentración de los iones calcio presentes en dicha muestra. Este mismo procedimiento se efectuó para los volúmenes porosos del 7 al 27, corroborando así, que a partir del

efluente número 8, las muestras recolectadas corresponden a la salmuera sintética utilizada en la prueba, pues la concentración de calcio de este fluido es de 80 ppm (Ver Tabla 16).

El volumen poroso 6 y 7 presentaron una concentración de Calcio de 96 ppm, concentración mayor a la considerada línea base (80 ppm) debido a la presencia de iones de Calcio remanentes en el medio poroso (Ver Tabla 16). Esto indica, posiblemente, que el tratamiento actual no es 100% eficiente en la disolución de la Calcita depositada en la roca, pues se necesitaron 2 volúmenes porosos para evacuar el remanente de iones de Calcio no quelados por el EDTA, lo cual se vio reflejado en la concentración obtenida para estos efluentes.

En cuanto al barrido del tratamiento C, los resultados obtenidos muestran que todo el EDTA se evacua en el tercer volumen poroso pues al analizar el cuarto volumen poroso no se observa presencia de EDTA y solo existen iones de Calcio libre en la muestra, en una concentración de 80 ppm. Al observar las concentraciones de  $\text{Ca}^{2+}$  en los volúmenes porosos del 5 al 27 se observa un valor constante de 80 ppm. Esto puede indicar que se ha evacuado todo el EDTA del tratamiento y solo fluye por el medio poroso agua salmuera. Adicionalmente, los datos muestran que con el tratamiento C se retorna más rápido a la línea base, la cual consiste en llegar a la misma concentración de Calcio presente en la salmuera sintética utilizada en la prueba de desplazamiento (80 ppm).

**Tabla 16.** Concentración de iones calcio en efluentes de los tratamientos BASE y C, evaluados en la prueba de desplazamiento.

Volumen poroso (Vp)	[Ca <sup>2+</sup> ] ppm en efluentes tratamiento BASE	[Ca <sup>2+</sup> ] ppm en efluentes tratamiento C
1	-	-
2	-	-
3	-	-
4	48	80
5	64	80
6	96	80
7	96	80
8	80	80
9 - 27	80	80

**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

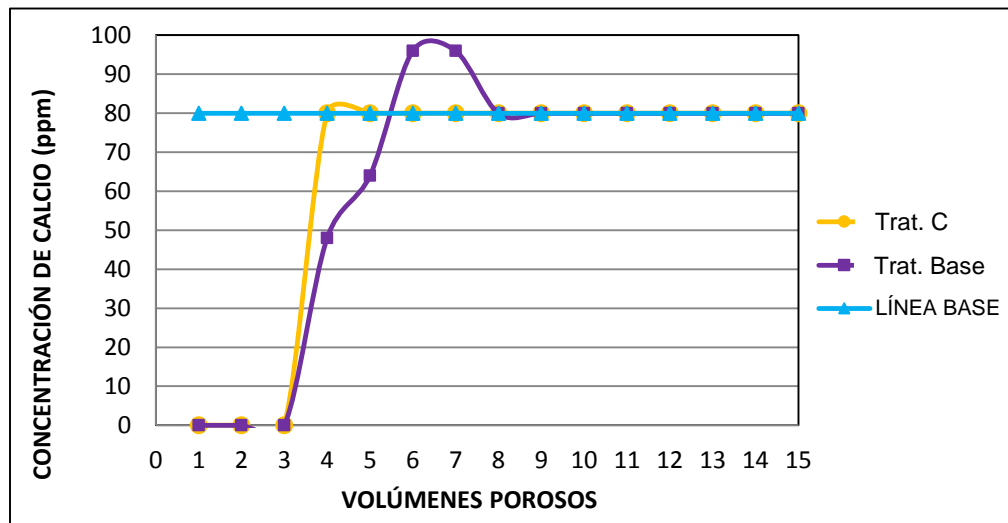
**Figura 29.** Valoración complexométrica con indicador murexida a los efluentes de la prueba de desplazamiento. A) Volumen poroso N°4 indicando ausencia del tratamiento C. B) Volumen poroso N°3, presencia del tratamiento C.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Los datos obtenidos para la concentración de Calcio presente en cada efluente recolectado en la remoción de los Tratamientos Base y C, se muestra en la Figura 30.

**Figura 30.** Concentración de Calcio en los efluentes recolectados en la remoción de los tratamientos evaluados en la prueba de desplazamiento (Línea azul: corresponde a la línea base de la salmuera sintética)



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

Finalmente se puede concluir de la prueba de desplazamiento y comparando los resultados de los análisis de los efluentes, que el tratamiento C formulado cumple con una eficiente remoción de  $\text{CaCO}_3$  del medio poroso y adicional a esto es más rápido que el tratamiento EDTA-Base en retornar a la línea base en concentración de iones de calcio libre, gracias a que tiene propiedades que favorecen su remoción como por ejemplo un valor de tensión interfacial más bajo.

## CONCLUSIONES.

- ✓ De acuerdo con la concentración de los componentes presentes en el agua de formación estudiada, se puede clasificar como un agua con tendencia incrustante, debido a sus altos contenidos de iones de bicarbonatos, calcio y cloruros (408.7, 88 y 760 mg/L respectivamente), por lo que se requiere de un tratamiento químico capaz de remover y/o controlar la formación de escamas inorgánicas.
- ✓ Se logró comprobar a escala de laboratorio que la quelación con tratamientos químicos como los de base EDTA son efectivos en el proceso de remoción de escamas de carbonato de calcio, ya que como resultado en la prueba de desplazamiento se obtuvo que el tratamiento base EDTA reduce el diferencial de presión promedio de 35 a 23 psi luego de que se induce el primer daño.
- ✓ Los tratamientos formulados A, B y C, de acuerdo con las pruebas realizadas demostraron ser compatibles tanto con los fluidos de yacimiento como con la roca. Debido a esto se tomó como criterio de selección para el procedimiento de prueba final de laboratorio, la tensión interfacial de cada tratamiento, con lo que se determinó que la formulación C (solución remedial) con tensión interfacial de 0.17 (Dinas / cm) es la más apropiada para realizar la prueba de desplazamiento de fluidos, ya que reduce aproximadamente un 94,1% la tensión interfacial del tratamiento EDTA Base (2,88 Dinas / cm) a diferencia de los otros dos tratamientos A y B que solo alcanzan un 75 % y 83% respectivamente.
- ✓ En la prueba de rompimiento de emulsión realizada, bajo la Norma API RP-42, el tratamiento C es el único disolvente que presenta un porcentaje de rompimiento del 100 % para una proporción de 25:75.

- ✓ La formulación seleccionada (Tratamiento C), en los diferentes tiempos de estudio, obtuvo una velocidad de disolución de calcita considerable y el menor valor de tensión interfacial, características que favorecen la eficiencia como tratamiento para remover escamas de Carbonato de Calcio.
- ✓ En la experiencia de laboratorio se encontró un tratamiento formulado con EDTA (Tratamiento C) que tiene una desorción del medio poroso más rápida que el tratamiento convencional (Tratamiento BASE), ya que para retirar el primer tratamiento se requieren 3 volúmenes porosos de salmuera sintética, mientras que en el segundo caso son necesarios 6 volúmenes porosos.
- ✓ Los tratamientos químicos evaluados, no presentan problemas de reprecipitación de escamas de Carbonato de Calcio por efectos como la disminución de temperatura y pH, además alcanzan la velocidad máxima de reacción durante las primeras dos horas.
- ✓ A escala de laboratorio, el tratamiento C en la prueba de desplazamiento disolvió eficientemente las escamas inorgánicas de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) depositadas en el medio poroso, disminuyendo el diferencial de presión promedio después de un segundo daño inducido a un valor menor que el tratamiento convencional (Tratamiento Base) 17 psi, demostrándose así que puede cumplir con las exigencias de quelación y de calidad para ser empleado como tratamiento químico a futuro en campo.
- ✓ El tratamiento C cumple con la expectativa de remoción de Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en el medio poroso, logrando ser más eficiente que el tratamiento base (EDTA Base) debido a que retorna más rápido a la línea base de concentración de Calcio.

## RECOMENDACIONES.

- ✓ Emplear el tratamiento formulado a escala de laboratorio en campo como prueba piloto para probar la efectividad del mismo a condiciones reales o de yacimiento en la remoción de escamas de Carbonato de Calcio.
- ✓ Desarrollar pruebas con otros surfactantes, en diferentes concentraciones para evaluar el desempeño del mismo en la remoción de escamas de Carbonato de Calcio.
- ✓ Evaluar periódicamente la composición fisicoquímica del agua de formación con el fin de identificar iones de naturaleza incrustante.
- ✓ Emplear sustancias para energizar el fluido de tratamiento y evaluar el efecto que tienen en la remoción de escamas.
- ✓ En los procesos de inyección de agua, evaluar la concentración de iones con naturaleza incrustante con el fin de hacer un tratamiento antes de la inyección para evitar mezclas incompatibles de aguas que generen precipitación de escamas inorgánicas.
- ✓ Realizar muestreos de fluidos en fondo, con el fin de obtener una caracterización más representativa.
- ✓ Evaluar el efecto que tienen los materiales orgánicos como parafinas y asfaltenos sobre la formación de escamas inorgánicas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

### Artículos:

- ✓ C.M. Shaughnessy, W.E. Kline, EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay. En: SPE Journal of Petroleum Technology (Octubre 1983). P 1783-1791.
- ✓ CRABTREE, Mike. ESLINGER, David. FLETCHER, Phil. JOHNSON, Ashley. KING, George. La lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención. Oilfield Review. (Otoño de 1999). P 30-49.
- ✓ ABDOU, Medhat. CARNEGIE, Andrew. MATHEWS, George. RAGHURAMAN, Bhavani. XIAN, Cheng Gang. Valor del agua de formación. Oilfield Review. (Primavera de 2011). Vol 23, no.1, P 26-39.
- ✓ AHR, Wayne. ALLEN, David. BACHMAN, Nate. Gzara, Kais. HASSALL, John. MURTY, Challa. RAMAMOORTHY, Raghu. Confrontando el intrincado tema de los carbonatos. Oilfield Review. (Verano de 2005). P 20.
- ✓ HARTHY, Salah. BUSTOS, Oscar. FULLER, Michael. HAMZAH, Nurul. PARAPAT, Arthur. Opciones para la estimulación de pozos de alta temperature. Oilfield Review. (Verano de 2005). P 52-63.
- ✓ GONZÁLEZ, Freya. RAMIREZ, Blenda. ECHEVERRIA, Félix. Evaluación de una formulación química para eliminar daños de la formación, por precipitación de escamas de carbonato de calcio. Revista Cubana de Química. (Febrero 2012). Vol 24, no.2, P 136-146.
- ✓ PINZÓN, Carmen. GARCÍA, Lucas. RODRÍGUEZ, Diego. Modelamiento Termodinámico para la Inhibición de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Sistemas Hidrocarburos. Revista Ingeniería y Región. Vol 6, no.1, P 34.
- ✓ GOODEN David, KUNG Joyce and TOONE Eric, Additivity and the Physical Basis of Multivalency Effects: A Thermodynamic Investigation of the Calcium EDTA Interaction. En: JACS ARTICLES (Mayo 2003).

- ✓ KELLAND, M. Production chemicals for the oil and gas industry. Editorial Taylor & Francis. USA. 2009. P 53.
- ✓ MOGHADASI J, MÜLLER-STEINHAGEN H., JAMIALAHMADI M. Sharif A. Scale Deposits in Porous Media and their Removal by EDTA Injection. Symposium Series Volume RP5, Article 10. Proceedings of 7th International Conference on Heat Exchanger Fouling and Cleaning. 2007. P 58-70.
- ✓ FELIX Joao, El auge de los yacimientos carbonáticos. Revista Petroleum. Marzo 2010, N° 242, P 27.
- ✓ EARL Anderson. Associate Editor in collaboration with GAUNT John. Ethylenediaminetetraacetic Acid. March 1960. Vol. 52, N° 3. P 191.
- ✓ COLEMAN William and COLLEGE Wellesley. Molecular models of EDTA and other chelating agents. Journal of Chemical Education. Vol. 85 N° 9 September 2008. P 1296.
- ✓ MAHMOUD M.A. Effect of reservoir fluid type on the stimulation of carbonate cores using chelating agents. SPE 143086.
- ✓ YUAN M.D. Investigation of scaling and inhibition mechanisms and the influencing factors in static and dynamic inhibition tests. Corrosion 98. Paper N° 67.

#### **Libros – Documentos:**

- ✓ ROSEN Milton. “SURFACTANTS AND INTERFACIAL PHENOMENA”. Edition 3. New York. Wiley-Interscience, A John Wiley & Sons, Inc. Publication, 2004.
- ✓ C. Patton. “APPLAIED WATER TECHNOLOGY”. Cap. II y III Primera edición, 1986.
- ✓ Stiff H.A. and Davis L.E. “A METHOD FOR PREDICTING THE TENDENCY OF OIL FIELD WATERS TO DEPOSIT CALCIUM CARBONATE” Transactions AIME Vol. 195, 1952.

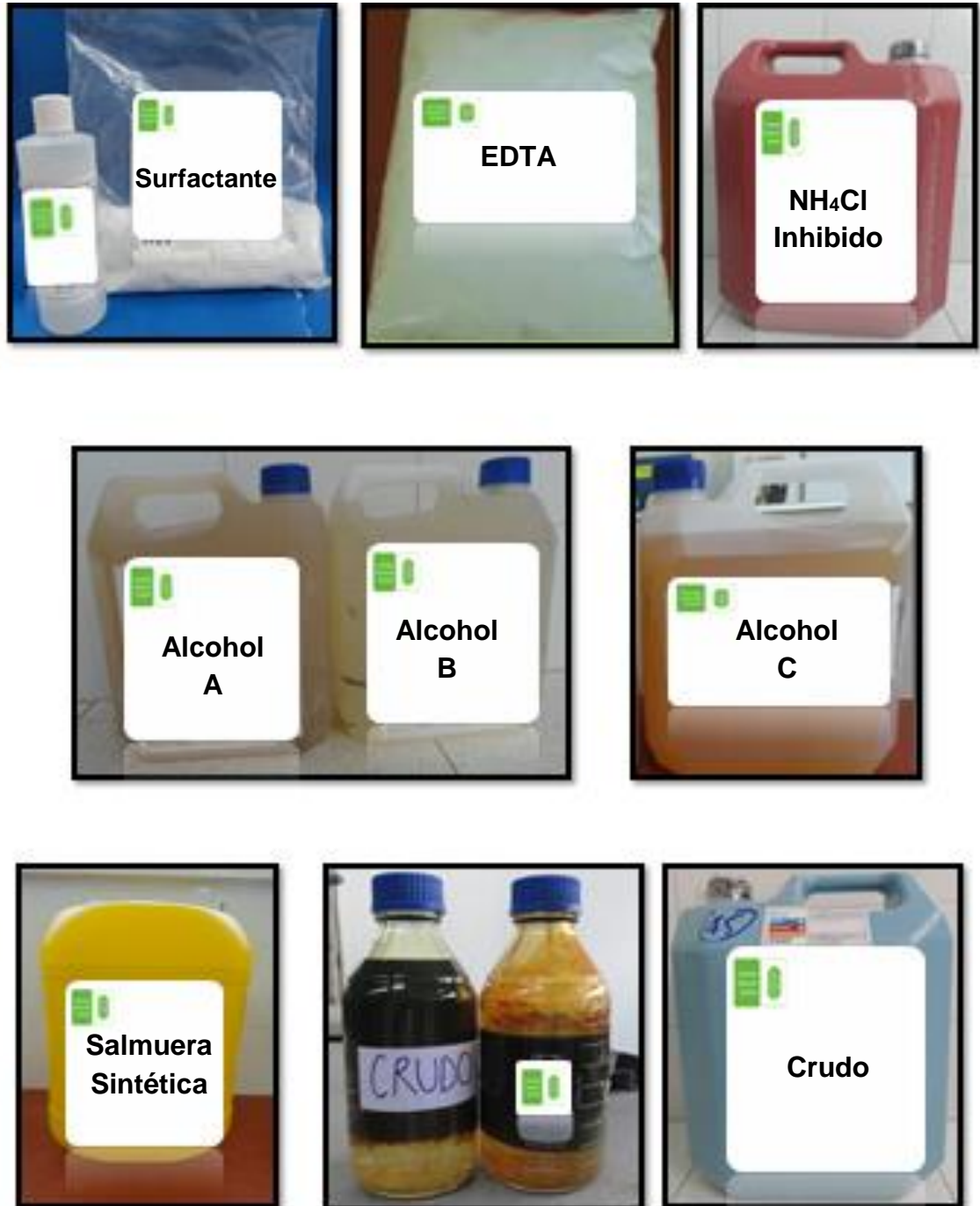
- ✓ A.G Ostroff. "INTRODUCTION TO OIL FIELD WATER TECHNOLOGY". Cap. II y III Second edition, 1979.
- ✓ NORMA API - RP 42.
- ✓ NORMA API - RP 40.
- ✓ F. Civan. RESERVOIR FORMATION DAMAGE. Second edition 2007. Chapter 24. P 956.
- ✓ PINZON, Carmen y MORALES, Haydee. DEPOSITACIONES INORGANICAS. Modelamiento de la Prediccion en Sistemas de Hidrocarburos. Universidad Surcolombiana. Neiva 2006.

#### **Tesis de grado:**

- ✓ SIMANCAS, Diana. Villabona, Cindy. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✓ LÓPEZ, Ivan. TORRES, Fredy. Inhibición de los precipitados de carbonato de calcio en la cara de la formación y sus alrededores. Bucaramanga, 1999. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✓ LARREA, Armando. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo "squeeze" a las areniscas U T del campo Shushufindi. Guayaquil, 1999. Trabajo de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
- ✓ CHÁVEZ, Gerson. Reparto preferencial de alcoholes polietoxilados. Maracaibo, 2006. Tesis doctoral. Universidad del Zulia. Facultad experimental de ciencias.

## ANEXOS.

### Anexo A. Recepción de muestras.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2012.

**Anexo B.** Algunos Equipos de laboratorio para tren de pruebas.

**Agitador - Hamilton**



**Refractómetro**



**Dsecador de sílice gel**



**Horno  
Convencional**



**Equipo de vacío**



**Permeámetro (Corepet).**



**Balanza Analítica.**



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatimar. 2013.

**Anexo C.** Equipo de trabajo en el Laboratorio.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

#### Anexo D. Laboratorio de trabajo.



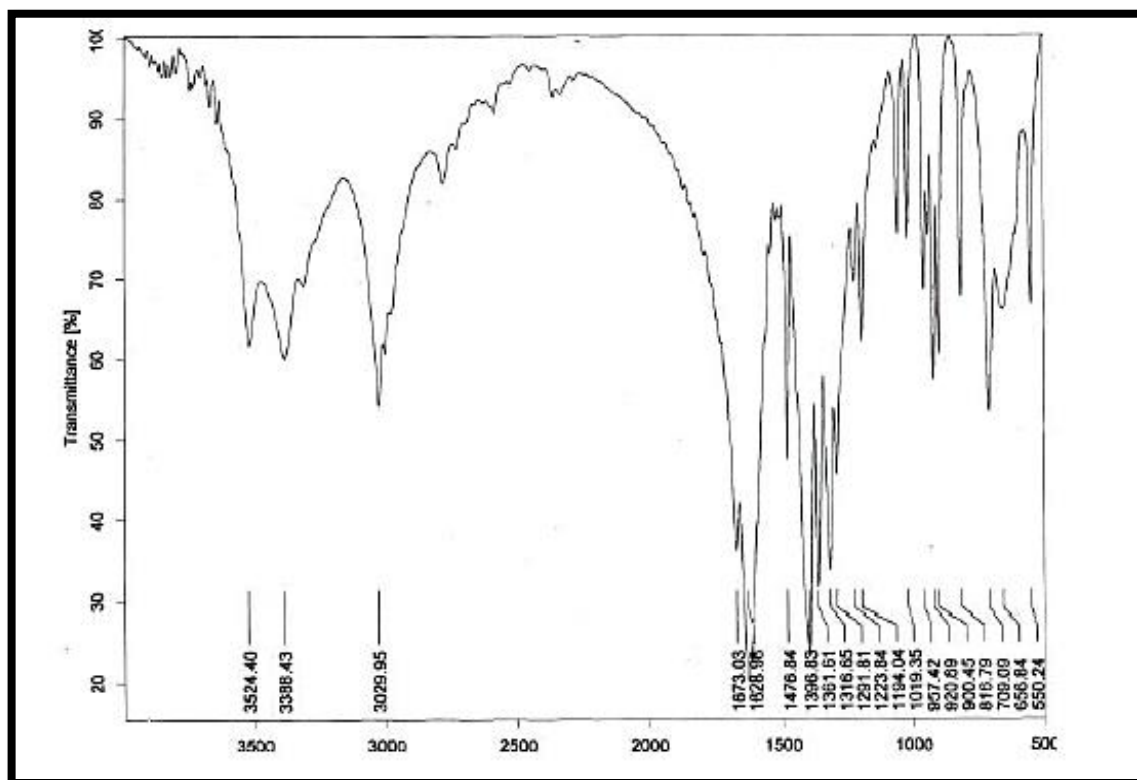
#### Anexo E .Equipo para prueba de desplazamiento.



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

## Anexo F. Espectros infrarrojos para productos puros.

$\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$



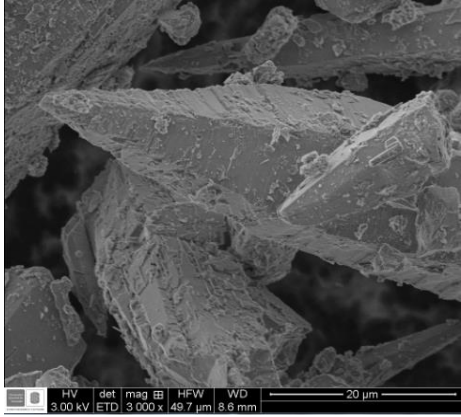
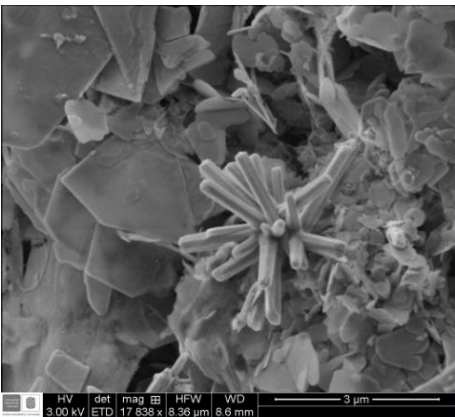
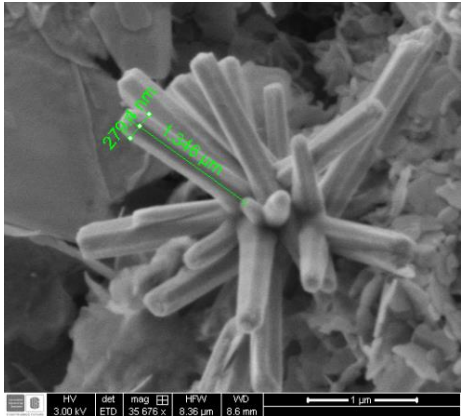
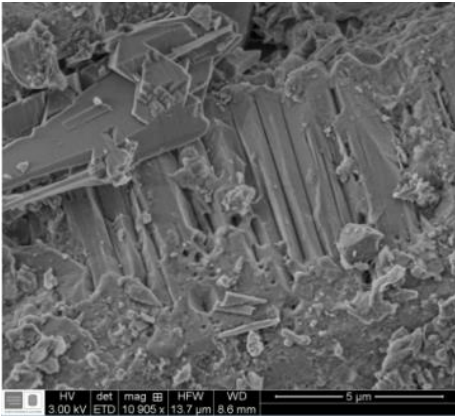
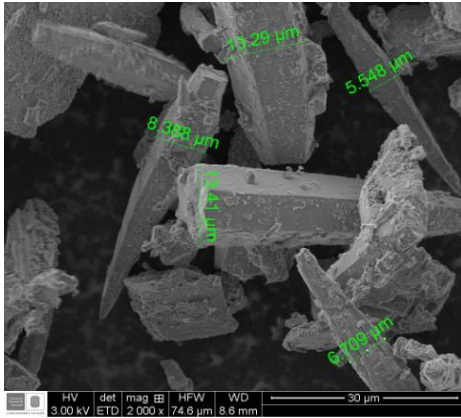
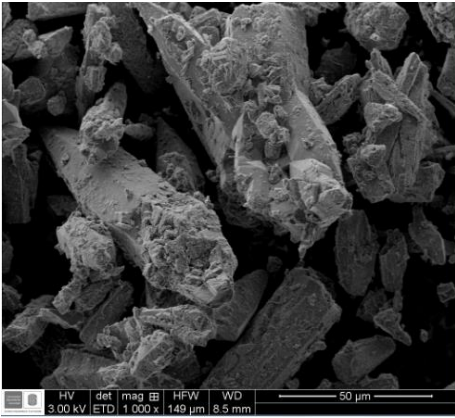
**Fuente:** SIMANCAS, Diana. Villabona y Cindy. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

**Anexo G.** Caracterización del espectro Infrarrojo para producto Puro.

Numero de onda experimental (cm <sup>-1</sup> )	Numero de onda Teórico (cm <sup>-1</sup> )	Tipo de vibración
3524	3428	Vibración O-H correspondientes a ácidos carboxílicos. (la concentración de la muestra ensancha la absorción y la mueve a 3000 cm <sup>-1</sup> )
3388	3418	
3029	3028	Vibración del enlace C=CH.
1673	1672	Vibración de estiramiento C=O unidas a aminas terciarias
1628	1628	Vibración de estiramiento C=O de tipo amida terciaria
1476	1478	Deformación C-H en complejos etilendiamino
1396	1398	
1361	1363	
1316	1316	Deformación C-H propia de aminas
1291	1293	Deformación O-H propia de ácidos carboxílicos.
1223	1225	
1194	1194	
920	921	Amplia banda difusa; fuera del plano de deformación vibración para ácidos carboxílicos.
900	900	

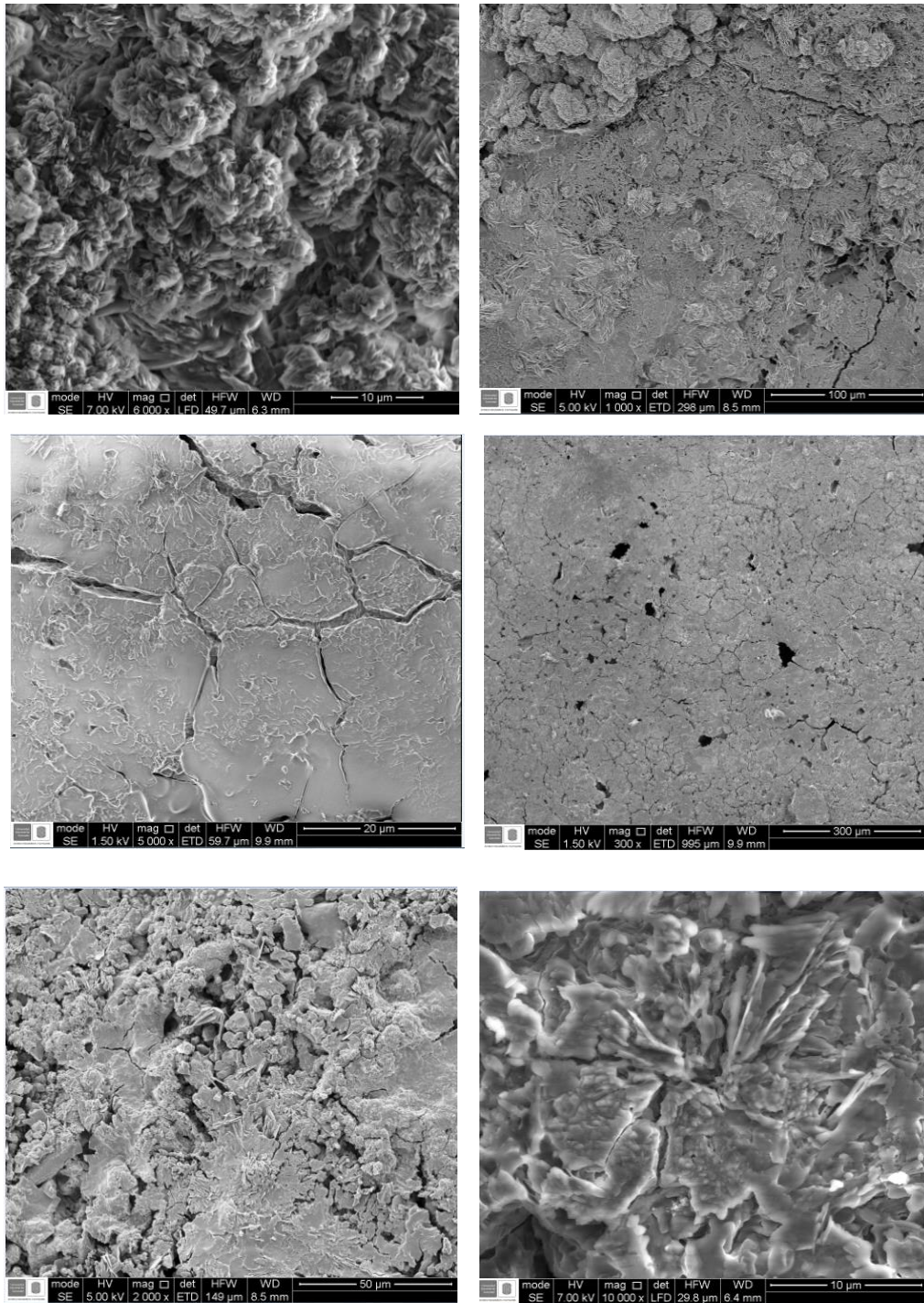
**Autor:** SIMANCAS, Diana. Villabona y Cindy. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

**Anexo H. Microscopía de escamas de carbonato de calcio.**



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.

## Anexo I. Disolución de Escamas de $\text{CaCO}_3$ con tratamiento EDTA (Microscopía).



**Fuente:** Los autores. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará. 2013.