

**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**

**DIANA CAROLINA SIMANCAS CARABALLO  
CINDY CAROLINA VILLABONA DELGADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2012**

**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**

**DIANA CAROLINA SIMANCAS CARABALLO  
CINDY CAROLINA VILLABONA DELGADO**

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

*Director*

**MSc. Luis Felipe Carrillo  
PhD. Cristian Blanco Tirado**

*Codirector*

**MSc. Hernando Buendía**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2012**

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este triunfo a Dios porque todo se lo debo a él.

Gracias Diosito

Al más grande de los padres, porque aún desde el cielo, te siento a mi lado.

Te extraño Rafo

A la mujer más admirable, Mi Madre. Este triunfo es para ti Lacho, por ser el motor de mi vida, gracias por tu apoyo y amor incondicional. Te amo.

A mi hermano Mau y al dueño de mi corazón, Mate.

Todo esto es por ustedes

A Luzmy y Jovita, por cada segundo de amor y complicidad. Las quiero mucho.

A mi abuelos, Velita y Victoriano, por cada consejo de amor.

A toda mi familia por brindarme su cariño.

A mis amigos, Anita, Sindy, Yole, Marce, Alvarito, Libis, Salta, Sa, Gabo, Jongo y a todos aquellos que consideren deben estar en estas líneas.

Mil gracias por aguantar mis locuras ... y ... por tanta rumba.

A la vida, por darme la oportunidad de sentir la grandeza del éxito.

**Diana Carolina**

## DEDICATORIA

*A Dios por dar la fortaleza, el empuje, la paciencia y tranquilidad y permitirme cumplir este objetivo.*

*A mi madre Vivi, a mi padre Mardo y a mi hermosa Tatis, por apoyarme en todo momento, por entender todas aquellas dificultades, por la motivación constante, por darme todos los valores que me han permitido ser una persona de bien, Gracias, los amo.*

*A mis amistades, Mai, July, Christian, Melissa, Aleja, Carlos, Edna, Edwin, ttotto, Ariza, Vivi, Suesquita, Jorge, Oscar, Kristty, Pati, al combo de Guaca, amigos del cole y muchos que se me escapan; gracias por brindarme ánimos, por dar un poco de descontrol total, rumbas, alegrías, y sobre todo excelentes momentos.*

*Cindy Bom*

## AGRADECIMIENTOS

Por medio de estas líneas, queremos expresar nuestra gratitud a todos aquellos que formaron parte de este reto. Sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Luis Felipe Carrillo, Asesor UIS para proyectos de Daño a la Formación, director del proyecto, por sus aportes, orientación, exigencia y respaldo.

PhD. Cristian Blanco, director del proyecto, por su entera disposición y orientación.

M.Sc. Hernando Buendía, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Petróleos UIS y co-director del proyecto; por su apoyo y abnegada disposición.

MSc. Alvaro Billar, ICP. Por responder diligentemente ante las inquietudes y necesidades presentadas.

M.Sc. Emiliano Ariza León, M.Sc. Olga Patricia Ortiz Ingenieros de Petróleos, docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS y M.Sc. Daniel Molina por sus sugerencias y recomendaciones.

Eduin, Maria Elvira, Leidy, Atala y el gordo Fredy por su colaboración invaluable, apoyo incondicional y compromiso. Patricia Pico, Yaneth Quintero, por su asesoría en parte de la investigación, y amistad brindada. Definitivamente el laboratorio fue el lugar apropiado para encontrar grandes amigos como ustedes.

A la UIS (Universidad Industrial de Santander), a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y de Química; a sus docentes, por la contribución en la formación profesional y moral.

A todo el personal de Weil Group y al personal del Campo Escuela Colorado (Ing. Carlos Julio Monsalve, Ing Jose Fonseca, Ing. Diego Pinto, Ing. Laura Amaya, Ing. Lucia Martínez, Johana, y demás) por incentivar a la investigación y permitir la ejecución del proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>21</b>
<b>1.GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....</b>	<b>23</b>
1.1 GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS	25
1.1.1 Nucleación. ....	26
1.1.2. Crecimiento del cristal. ....	27
1.1.3. Aglomeración. ....	27
1.2 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS.....	<b>28</b>
1.3 MECANISMOS PARA LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS ..	<b>29</b>
1.3.1 Mezclas Incompatibles.....	29
1.3.2 Auto-sedimentación. ....	29
1.3.3 Inundación con gas.....	29
1.3.4 Inducción por la evaporación. ....	31
1.4 FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACION DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.....	<b>31</b>
1.4.1 Efecto de la presión parcial de CO <sub>2</sub> . ....	31
1.4.2 Efecto de la presión total. ....	32
1.4.3 Efecto del pH y la temperatura. ....	32
1.4.4 Efecto de las sales disueltas.....	33
1.5 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	<b>33</b>
1.5.1 Agua de Formación. ....	33
1.5.2 Importancia del análisis de aguas.....	35
1.5.3 Índice de Estabilidad Stiff and Davis.....	36

1.6 ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	<b>38</b>
1.6.1 Sistema de fluidos para la estimulación .....	41
1.6.1.1 Surfactantes. ....	41
1.6.1.2 Inhibidores de corrosión. ....	42
1.6.1.3 Solventes mutuos. ....	42
1.6.1.4 Otros aditivos. ....	43
1.6.2 Uso del HCl para remoción de escamas de carbonato de calcio.....	43
1.6.3 Agentes Quelantes .....	45
1.6.3.1 Teoría de la Quelación .....	45
1.6.3.2 Sal disódica de EDTA.....	47
<b>2. METODOLOGÍA DE MUESTREO, RESULTADOS Y ANÁLISIS FISIQUÍMICO Y DE AGUAS DE FORMACIÓN EN CAMPO COLORADO .....</b>	<b>49</b>
2.1. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO (C.E.C) .....	<b>49</b>
2.1.1 Localización .....	49
2.1.2 Formaciones productoras .....	49
2.1.3 Historia de producción .....	50
2.2 DISEÑO DE PROGRAMA DE MUESTREO DE AGUA EN CABEZA DE POZO .....	<b>51</b>
2.2.1 Selección de pozos a muestrear.....	52
2.2.1.1 Facilidad de acceso a los pozos.....	53
2.2.1.2 Corte de Agua mayor al 4%. ....	53
2.2.1.3 Distribución entre los bloques. ....	53
2.2.2 Frecuencia de Muestreo .....	54
2.2.3 Protocolo de Muestreo .....	56

<b>2.3 PROCEDIMIENTOS PARA ANÁLISIS DE MUESTRAS <i>IN SITU</i> Y PRESERVADAS.....</b>	<b>60</b>
2.3.1 Análisis en campo.....	61
2.3.2 Análisis de Laboratorio.....	64
<b>2.4 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DE AGUAS DE FORMACIÓN DE C.E.C .....</b>	<b>66</b>
2.4.1 Análisis fisicoquímico según las zonas. ....	70
2.4.1.1 Constituyentes Minoritarios.....	71
2.4.1.2 Constituyentes Mayoritarios.....	71
2.4.1.3 Otros parámetros .....	72
<b>2.5. DETERMINACIÓN DEL CARÁCTER INCRUSTANTE DEL AGUA DE FORMACIÓN DE C.E.C. ....</b>	<b>74</b>
2.5.1. Calculo del índice de estabilidad.....	74
2.5.2 Calculo del Índice de Estabilidad en Fondo de Pozo mediante el software Scale-Chem .....	76
<b>3.DISEÑO DEL FLUIDO PARA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO A PARTIR DE UNA SOLUCIÓN DE EDTA. ....</b>	<b>82</b>
<b>3.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL FLUIDO.....</b>	<b>82</b>
3.1.1 Solubilidad .....	82
3.1.2 Densidad.....	83
3.1.3 pH .....	83
3.1.4 Índice de Refracción .....	83
3.1.5 Espectro Infrarrojo .....	83
3.1.6 Mojabilidad Visual .....	84
3.1.7 Sludges .....	84
3.1.8 Rompimiento de Emulsiones .....	85
<b>3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO .....</b>	<b>88</b>

3.2.1 Compatibilidad disolvente/Fluido de yacimiento (Agua –Crudo).....	88
3.2.2 Compatibilidad con hierro .....	89
<b>3.3 PRUEBAS TÉCNICAS.....</b>	<b>91</b>
3.3.1. Capacidad de disolución de calcita.....	92
3.3.1.1. Velocidad de Disolución .....	97
<b>3.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA .....</b>	<b>99</b>
3.4.1 Evaluación de la solución remedial.....	102
<b>3.5. EFICIENCIA DE LA SOLUCIÓN REMEDIAL BASE EDTA EN LA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.....</b>	<b>104</b>
<b>4. CONCLUSIONES .....</b>	<b>108</b>
4.1 RECOMENDACIONES.....	111
4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	112
4.3 ANEXOS .....	116

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Escamas Inorgánicas Comunes .....	28
Tabla 2. Clasificación de Tratamientos para Estimulación.....	38
Tabla 3. Clasificación de surfactantes .....	41
Tabla 4. Velocidades de Corrosión de disolventes en Acero al Carbón .....	44
Tabla 5. Constante de Estabilidad para varios Agentes .....	48
Tabla 6. Pozos muestreados y sus características .....	53
Tabla 7. Frecuencia de muestreo .....	55
Tabla 8. Parámetros empleados para Absorción Atómica .....	65
Tabla 9. Fuerza iónica de una muestra de agua COL52 .....	75
Tabla 10. Cantidad de Carbonato de Calcio precipitado.....	78
Tabla 11. Masa de CaCO <sub>3</sub> precipitado (Ene-May 2012).....	79
Tabla 12. Cantidad de compuestos inorgánicos depositados.....	79
Tabla 13. Resultados caracterización básica.....	83
Tabla 14. Resultados rompimiento de emulsiones .....	86
Tabla 15. Compatibilidad Fluido-Fluido.....	91
Tabla 16. EDTA requerido / lbCaCO <sub>3</sub> precipitado.....	96
Tabla 17. Identificación Mineralógica.....	101
Tabla 18. Datos de Plug BERE A B23-21 .....	101
Tabla 19. Protocolo de Desplazamiento .....	103
Tabla 20. Ciclos Agua-Crudo .....	104

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Comportamiento de la Presión en la zona dañada .....	23
Figura 2. SEM. Escamas de $\text{CaCO}_3$ en pozo de petróleo.....	25
Figura 3. Escamas (scales) restringiendo el flujo en la formación .....	26
Figura 4. Cristalización .....	28
Figura 5. Cambios que pueden producir la formación de depósitos inorgánicos ...	30
Figura 6. Procesos que inciden en la evolución del agua de formación .....	34
Figura 7. Pruebas de Corrosión en diferentes esquemas de Estimulación.....	44
Figura 8. Curva de Quelación .....	47
Figura 9. Acción quelante. ....	48
Figura 10. Estructura del Campo Colorado.....	50
Figura 11. Zonificación Pozos muestreados .....	54
Figura 12. Procedimiento de Muestreo .....	57
Figura 13. Análisis de muestras.....	61
Figura 14. Medición de pH y T en campo .....	62
Figura 15. Medición de Conductividad en campo .....	63
Figura 16. Medición de Alcalinidad en campo.....	64
Figura 17. Diagrama de Schoeller para Pozo COL37 .....	66
Figura 18. Diagrama de Schoeller para Pozo COL40.....	67
Figura 19. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 42.....	68

Figura 20. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 49.....	68
Figura 21. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 52.....	69
Figura 22. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 69.....	69
Figura 23. Diagrama de Schoeller para Pozos muestreados.....	70
Figura 24. Concentraciones de Dióxido de Carbono .....	74
Figura 25. Valores de K para varias fuerzas iónicas $\mu$ .....	75
Figura 26. Índice de Estabilidad vs Pozos .....	76
Figura 27. <i>Scaling Scenario</i> COL 52.....	77
Figura 28. Índice de estabilidad para sulfato de bario.....	80
Figura 29. Índice de estabilidad para carbonato de calcio .....	80
Figura 30. Índice de estabilidad para carbonato de hierro.....	81
Figura 31. Prueba de Mojabilidad Producto Puro 2 .....	84
Figura 32. Clasificación prueba sludge.....	84
Figura 33. Prueba de Sludges Producto Puro 1.....	85
Figura 34. Rompimiento de Emulsiones.....	86
Figura 35. Prueba de Emulsión Producto F1.....	87
Figura 36. Micro cristales en Agua de Formación COL 69 .....	88
Figura 37. Prueba de Compatibilidad para F2.....	89
Figura 38. Prueba de Compatibilidad en presencia de hierro.....	90
Figura 39. Capacidad de Disolución.....	94
Figura 40. Capacidad de Disolución variando T y pH.....	94
Figura 41. Capacidad de Disolución en presencia de Fe.....	95
Figura 42. Capacidad de Disolución variando T y pH en presencia de Fe.....	96

Figura 43. Velocidad de Disolución de calcita. ....	97
Figura 44. Velocidad de Disolución en presencia de hierro .....	98
Figura 45. Método de Extracción Dean Stark-Soxhlet .....	99
Figura 46. Proceso de Saturación.....	100
Figura 47. Remoción de $\text{CaCO}_3$ en <i>plug</i> , mediante Tratamiento Base EDTA. ....	102
Figura 48. Diferencial de presión vs Volúmenes porosos .....	105

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Toma de muestra en tanque. COL 42.....	116
Anexo B. Toma de muestra en cabeza. COL69.....	116
Anexo C. Adecuación de línea <i>Toma-muestra</i> COL37.....	117
Anexo D. Toma de muestra COL40.....	117
Anexo E. Equipo de Trabajo.....	117
Anexo F. Medición de Alcalinidad y conductividad en campo.....	118
Anexo G. Etiqueta de identificación de muestras .....	118
Anexo H. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL37.....	119
Anexo I. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL40.....	120
Anexo J. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL42.....	120
Anexo K. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL49.....	121
Anexo L. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL69.....	121
Anexo M. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación COL52.....	122
Anexo N. Scaling Scenario COL37 y COL40 .....	123
Anexo O. Scaling Scenario COL42 y COL49.....	123
Anexo P. Scaling Scenario COL69.....	123
Anexo Q. Producto puro.....	124
Anexo R. Espectro Infrarrojo para producto Puro.....	124
Anexo S. Caracterización del espectro Infrarrojo para producto Puro.....	125

## RESUMEN

**TITULO: 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<sup>1</sup>**

**AUTORES:** DIANA CAROLINA SIMANCAS CARABALLO<sup>2</sup>

CINDY CAROLINA VILLABONA DELGADO<sup>3</sup>

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

**CONTENIDO:** Durante las etapas de producción de un campo maduro, el conocimiento de la presión y la naturaleza fisicoquímica de los fluidos, es de vital importancia en la prevención y solución de daños a la formación que se traducen en fallas e intervenciones, reduciendo la producción y aumentando costos.

El objetivo de este estudio, es estimar el potencial incrustante para la formación de depósitos inorgánicos de CaCO<sub>3</sub>, en Campo Escuela Colorado (C.E.C) y evaluar la efectividad de una solución remedial diseñada a partir de una agente quelante base EDTA, con el fin de formar un complejo soluble con este tipo de incrustaciones.

Inicialmente se efectuó un muestreo en cabeza de pozo con el fin de realizar la caracterización fisicoquímica del agua de formación, con determinaciones in situ y en laboratorio; seguido a esto se realizaron pruebas de ensayo con arena, finos y fluidos de los pozos muestreados y un *plug* BEREAL (muestra de roca homogénea). Todos los ensayos experimentales fueron llevados a cabo simulando condiciones de yacimiento, bajo lineamientos de las normas API y AWWA.

Los resultados muestran que algunos de los pozos analizados, presentan alta tendencia incrustante de CaCO<sub>3</sub> y posible escenario para formación de escamas por carbonato de hierro. El estudio se realizó en seis pozos del C.E.C (COL37, COL40, COL42, COL49, COL52, COL69), los cuales fueron seleccionados según el corte de agua, facilidad de acceso, estado mecánico, distribución entre los bloques.

La evaluación del disolvente formulado asegura la compatibilidad entre los fluidos de yacimiento y la roca, además de la alta capacidad de disolución de CaCO<sub>3</sub>

---

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

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. Directores: Luis Felipe Carrillo. Hernando Buendía.

<sup>3</sup> Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Directores: Cristian Blanco Tirado, Luis Felipe Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE: DESIGN AND EVALUATION OF A FLUID TO REMOVE CALCIUM CARBONATE SCALE FROM AN EDTA SOLUTION. APPLIED CASE CAMPO ESCUELA COLORADO<sup>1</sup>.**

**AUTORES:** DIANA CAROLINA SIMANCAS CARABALLO<sup>2</sup>  
CINDY CAROLINA VILLABONA DELGADO<sup>3</sup>

**KEY WORDS:** EDTA, CaCO<sub>3</sub> Remove, Chelating Agent.

**CONTENT:** During production stages of a mature field, the knowledge of the pressure and physicochemical nature of fluids is vital in the prevention and resolution of formation damage that ends in failures and interventions, decreasing production and increasing costs.

The objective of this study is to estimate the potential inlaying for deposit formation inorganic CaCO<sub>3</sub> of Campo Escuela Colorado (C.E,C) and to evaluate the effectiveness of a remedial solution designed from a chelating agent EDTA, in order to form a soluble complex with this type of inlaying.

Initially was performed a wellhead sampling to perform the physicochemical characterization of formation water, with in situ and laboratory determinations, assay tests with sand, fines and fluids of sampled wells and a BEREAs plug (homogeneous rock sample). All experimental assays were made simulating reservoir conditions, according to standard guidelines API and AWWA.

Results show that some of the analyzed wells, present high inlaying tendency of CaCO<sub>3</sub> and possible scaling to formation for iron carbonate. The study was made in six wells of C.E.C (COL37, COL40, COL42, COL49, COL52, and COL69). It's was select according water cut, accessibility, mechanical condition, distribution between blocks.

Evaluation of formulated solvent ensures compatibility between reservoir fluids and rock, and the high capacity of CaCO<sub>3</sub> dissolution.

---

<sup>1</sup> Thesis Degree

<sup>2</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: Luis Felipe Carrillo, Hernando Buendía

<sup>3</sup> Science Faculty. School of Chemistry. Directors: Cristian Blanco Tirado, Luis Felipe Carrillo

## INTRODUCCIÓN

La importancia exhibida por la industria del petróleo en la economía mundial, ha incentivado el desarrollo de nuevas tecnologías que conlleven a la productividad incremental en los campos petrolíferos. La atención se centra en garantizar que las etapas del proceso no afecten las propiedades de la formación; razón por la cual el *boom* en la ingeniería de yacimientos, involucra el conocimiento de la naturaleza química de la roca y de los fluidos asociados a ésta, métodos de producción y monitoreo de variables termodinámicas tanto en superficie como en fondo de pozo.

Uno de los focos de investigación en la actualidad, es el tema de daño a la formación; por el hecho que busca soluciones sostenibles a problemas recurrentes como los son las incrustaciones de orgánicos e inorgánicos, que han sido mitigadas temporalmente y que traen asociados otros inconvenientes que terminan generando problemas en escala durante la vida productiva, como la corrosión y el no mantenimiento de la producción después de los procesos de acidificación; convirtiéndose en una alternativa inviable económicamente.

Con base en esto, en el presente trabajo se desarrolló un fluido para remover incrustaciones de carbonato de calcio, una de las escamas inorgánicas más comunes en fondo de pozo. Éste se diseñó a partir de un agente quelante capaz de atrapar los iones metálicos, solubilizarlos y no permitir su re-precipitación, para lo cual posterior al análisis fisicoquímico del agua de formación de Campo Escuela Colorado, se realizaron pruebas técnicas y de compatibilidad para asegurar la efectividad del diseño.

En el capítulo uno se presenta los procesos asociados a daños en la formación, su incidencia en la permeabilidad de la formación productora, el efecto de la precipitación de carbonato de calcio en la matriz de la formación productora, los parámetros que gobiernan el equilibrio del carbonato de calcio. De igual forma se

hace una descripción de las características del EDTA como agente quelante; se explica los fundamentos de las reacciones de quelación y la química de la disolución de las escamas.

En el segundo capítulo se presenta el proceso de selección de pozos muestreados, toma y análisis fisicoquímico del agua de formación en cabeza de pozo. Se muestra el análisis de la simulación termodinámica de la precipitación de dichas escamas mediante el Software SCHALE CHEM Versión 3.0, y se indica la tendencia incrustante del agua.

En el capítulo tres se muestra secuencialmente el diseño del tratamiento base EDTA realizado en laboratorio con base en los análisis fisicoquímicos del agua y simulando condiciones termodinámicas de campo, mediante pruebas de compatibilidad fluido-fluido, fluido roca y pruebas técnicas. En esta etapa se describe los equipos de laboratorio utilizados y el manejo dado a estos. Todas las pruebas son realizadas con base en la Norma API RP- 42.

En el capítulo cuatro se presenta el análisis de resultados respecto a la eficiencia del fluido diseñado después del desplazamiento, sustentando la efectividad del producto final. Con este trabajo se espera aportar a la construcción de conocimiento en el Proyecto Campo Escuela Colorado.

## 1. GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN.

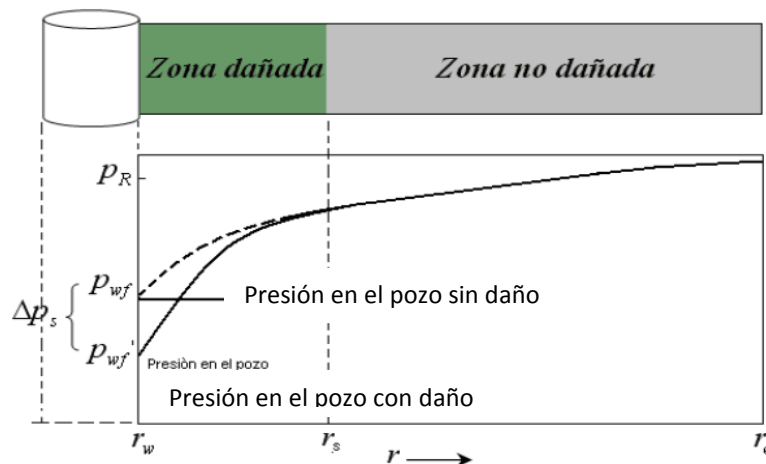
El daño a la formación, es el conjunto de efectos negativos sobre la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo; que se evidencia en la caída de presión durante la vida productiva del mismo.<sup>4</sup> Esta caída de presión adicional ilustrada en la figura 1, es comúnmente referida como  $\Delta P_{skin}$  y está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad Ec. 1$$

Donde el daño  $S$ , está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada, siendo:

$k$  = Permeabilidad (mD)                       $B$  = Factor volumétrico de formación (RB/STB)  
 $h$  = Espesor (ft)                                 $q$  = Tasa de producción (STB/d)

Figura 1. Comportamiento de la Presión en la zona dañada



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

<sup>4</sup> AHMED Tarek, and MCKINNE Paul D. "Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

Según *Hawkins* (1956), la permeabilidad en la zona dañada ( $k_{skin}$ ) es uniforme, y la caída de presión a través de esta zona, puede ser aproximada por la ecuación de Darcy; para la cual propuso la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{skin} = \left[ \frac{\Delta P \text{ en la zona dañada debido a}}{k_{skin}} \right] - \left[ \frac{\Delta P \text{ en la zona}}{k} \right] \quad Ec. 2$$

Para caracterizar el daño (efecto skin  $S$ ), de acuerdo con la zona dañada de radio  $r_s$ , radio del pozo ( $r_w$ ) y permeabilidad reducida  $k_s$ , se sigue la Ec. 3.

$$s = \left[ \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad Ec. 3$$

Con base a esto se tienen tres posibles escenarios:

**Factor skin positivo,  $s > 0$ .** Zona dañada cerca a la cara del pozo,  $k_{skin} < k$ .

**Factor skin negativo,  $s < 0$ .** Indica que se ha realizado una estimulación.

**Factor skin cero,  $s = 0$ .** No hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo,  $k_{skin} = k$ .

Los eventos que causan daño, pueden clasificarse en cuatro grupos de acuerdo al efecto que producen:

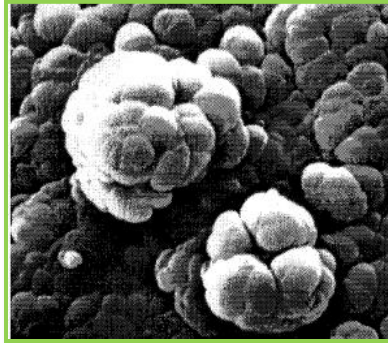
- Daño a la permeabilidad absoluta: En este tipo de daño, las partículas ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:
  - Presencia de finos y arcillas de la propia formación.
  - Sólidos de los fluidos de perforación o de completamiento.
  - Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos, parafinas).
- Cambios en la permeabilidad relativa: Generada por cambios en la mojabilidad al aceite en una formación mojada por agua, cambios en la saturación de fluidos y/o por tratamientos previos.

- Alteración de la Viscosidad. El aumento en la viscosidad, que dificulta el transporte de fluidos. Obedece a la formación de emulsiones y/o adición de polímeros.<sup>5</sup>
- Depósitos complejos de inorgánicos: presencia de incrustaciones como las de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), entre otras.

## 1.1 GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Las escamas inorgánicas (*scale*), son incrustaciones que se forman por la precipitación de minerales, ya sea producto del agua de formación (FW) asociado a cambios en presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles (FW y fluidos de inyección); acumulándose en la matriz cerca al pozo, en tuberías y equipos de completamiento en fondo, bloqueando los cañoneos, empaques de gravas, mallas y poros, obstruyendo el flujo. En la matriz, los cristales se miden en micrones.

**Figura 2. SEM. Escamas de  $\text{CaCO}_3$  en pozo de petróleo.**



Fuente: OSTVALD Terje, "Prediction Of Carbonate Scaling From Oil Field Waters", NACE International, Norway 2002.

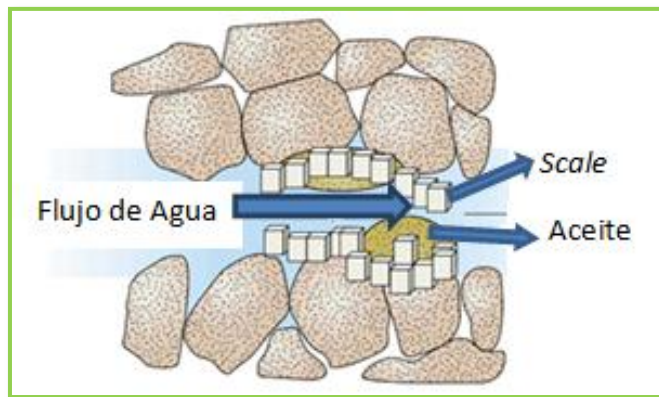
La Figura 2, muestra una microscopía electrónica de barrido de depósitos de  $\text{CaCO}_3$  en pozos de petróleo; esta imagen en alta resolución muestra en 3D, como

<sup>5</sup> Terminación y Mantenimiento de Pozos, OilProduction.net. Febrero 2011.

los cristales de tamaño considerable se unen y forman aglomeraciones que adquieren aspecto de una masa estable, que es la que finalmente se deposita.

En la Figura 3, se esquematiza la restricción por acumulación de cristales (cubos blancos) a nivel de poros en la matriz. Éstos se ubican alrededor de los granos en los espacios porosos, reduciendo el área de transporte de fluidos (agua/aceite), y haciendo tortuoso su camino hasta superficie. En las tuberías forman una capa espesa sobre las paredes, que aumenta la rugosidad de la superficie del tubo; en los equipos de completamiento en fondo pueden acumularse cuando la presión de fondo fluyendo coincide con la presión de punto de burbuja.

**Figura 3. Escamas (scales) restringiendo el flujo en la formación**



Fuente: Modificado de CRABTREE Mike. "Fighting Scale", Oilfield Review Autumn, 1999.

La cristalización a partir de una solución es un ejemplo de la formación de una nueva fase dentro de una mezcla homogénea. El fenómeno de incrustaciones es el resultado emergente de interacciones cinéticas de una solución sobresaturada y ocurre en diferentes etapas que se explican a continuación.

**1.1.1 Nucleación.** Este primer evento ocurre en un fluido sobresaturado, y consiste en la formación del cristal. La formación de núcleos (partícula fina sobre la cual puede llevarse a cabo la formación espontánea o la precipitación de una

fase sólida) a partir de iones de precipitado es un proceso que consume energía porque se crea una estructura organizada con superficies definidas a partir de una distribución aleatoria de los constituyentes de la solución. A causa de este requisito de energía es necesario que las soluciones estén sobresaturadas, o que tengan concentraciones superiores a las que predice el equilibrio del precipitado. La nucleación se rige bajo la regla de etapas de Ostwald, que establece conexión entre las velocidades de nucleación de las diferentes morfologías y sus densidades; esto implica que el más denso, menos soluble, es el más estable; así la calcita es la forma cristalina del carbonato de calcio más estable en comparación con la aragonita.

**1.1.2. Crecimiento del cristal.** Los cristales se forman por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos. Ocurren adsorciones de iones en la superficie del cristal debido a diversos procesos de deshidratación y difusión. El crecimiento de los núcleos se forma dando partículas mayores y se realiza principalmente por difusión de la sustancia hacia la superficie, seguida de su deposición. Los iones empiezan a posicionarse adquiriendo una estructura específica.

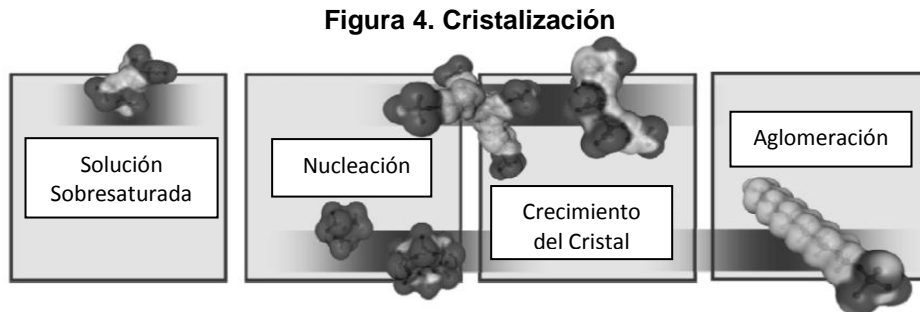
**1.1.3. Aglomeración.** Los cristales se agrupan cuando están en contacto estable por medio electrostático o interacciones Van der Waals<sup>6</sup>. El sólido inicial formado por precipitación puede no ser el más estable para las condiciones de reacción. Si este es el caso, entonces a lo largo de un periodo la estructura cristalina del precipitado puede cambiar a la de la fase estable.

Este cambio puede estar acompañado por precipitación adicional y en consecuencia, por una reducción en la concentración de la solución porque la fase más estable casi siempre tiene una solubilidad inferior a la de la fase inicialmente

---

<sup>6</sup>Fuerzas de Van der Waals: Son fuerzas débiles de atracción existentes entre las moléculas. Existen fuerzas de dispersión que son las más débiles y ocurre entre moléculas no polares y otro tipo son las atracciones dipolo-dipolo que ocurre entre los polos opuestos de moléculas polares.

formada. El tamaño del cristal aumenta en el precipitado debido a que la solución todavía esta sobresaturada con respecto a ellas, y de esta manera se da la maduración. La Figura 4 ilustra el proceso de cristalización, mencionado con anterioridad.



Fuente: Modificado. GLOEDE Matthias, " A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out of Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it. NACE International, 2007.

## 1.2 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Las incrustaciones más comunes en pozos de petróleo y gas, y las variables primarias que afectan su solubilidad son listadas en la Tabla 1.

**Tabla 1. Escamas Inorgánicas Comunes**

CLASIFICACIÓN	FORMULA QUÍMICA	VARIABLES QUE FAVORECEN SU PRECIPITACIÓN
carbonato de calcio	$\text{CaCO}_3$	Presión Parcial del $\text{CO}_2$ , Temperatura, pH, solidos disueltos.
sulfato de calcio Yeso hemihidrita, anhidrita	$\text{CaSO}_4$ $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	Temperatura Sales Totales Disueltas Presión
sulfato de bario	$\text{BaSO}_4$	Temperatura, Presión
sulfato de estroncio	$\text{SrSO}_4$	Temperatura, Presión, Sales Totales Disueltas.
carbonato de hierro sulfuro ferroso hidróxido de hierro	$\text{FeCO}_3$ $\text{FeS}$ $\text{Fe(OH)}_2, \text{Fe(OH)}_3$	Corrosión Gases Disueltos pH

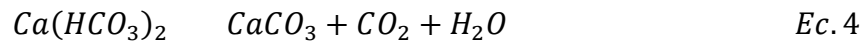
Fuente: Modificado de: BIN MERDHAH A.B., "Formation Damage Due To Scale Formation In Porous Media Resulting Water Injection". Emirates Journal for Engineering Research, 2008.

### 1.3 MECANISMOS PARA LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Los depósitos de este tipo, tienen lugar debido a cuatro hechos normales durante la producción de hidrocarburos:<sup>7</sup>

**1.3.1 Mezclas Incompatibles.** Se forman cuando los fluidos de inyección al mezclarse con fluidos de yacimiento, interactúan químicamente y precipitan minerales. En ocasiones se utiliza agua de mar para inyección, la cual es rica en aniones de  $\text{SO}_4^{-2}$  con concentraciones que en muchos casos superan los 200mg/L, y al estar en contacto con el agua de formación rica en cationes bivalentes de  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Ba}^{+2}$  forman precipitado minerales.

**1.3.2 Auto-sedimentación.** La disminución en la presión y/o incremento de la temperatura de la salmuera, conduce a la reducción en la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$ , como lo muestra en la ecuación 4.



La reducción de la presión durante la producción, libera gases del fluido, por lo que el pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales.

**1.3.3 Inundación con gas.** Un pozo que ha sido sometido a métodos de recobro de inyección de  $\text{CO}_2$ , puede presentar precipitación de sólidos (especialmente carbonatados) cuando el  $\text{CO}_2$  se separe de la solución, producto de las caídas de presión asociadas a la producción.

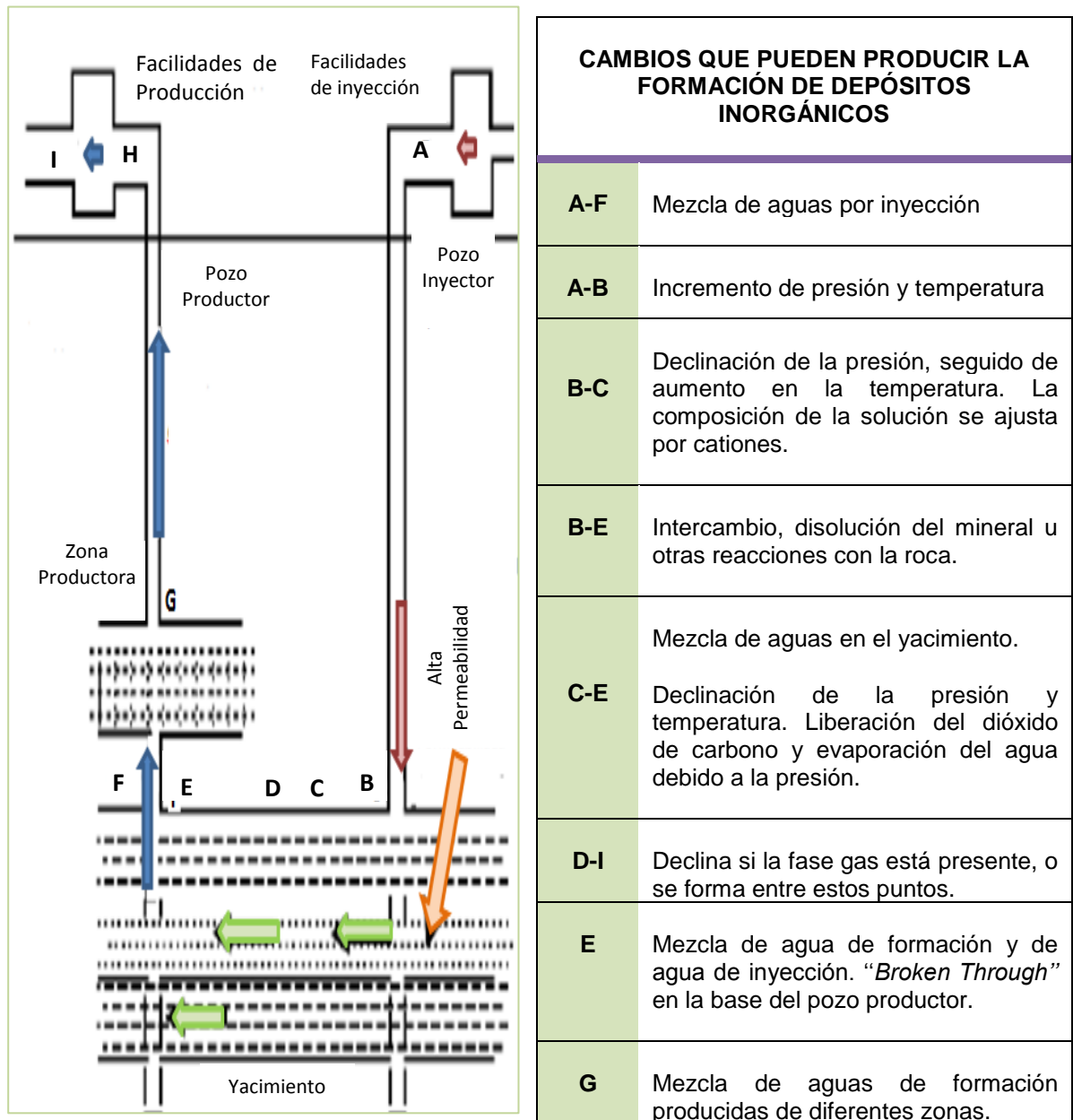
La Figura 5, esquematiza los eventos posibles que producen este tipo de depósitos.

---

<sup>7</sup> CRABTREE Mike, ELINGER David, FIGHTING SCALE – REMOVAL AND PREVENTION. Oilfield Review, Autumn 1999.

La ilustración muestra los cambios termodinámicos y eventos a los que se somete el fluido durante su producción hasta superficie, e incluye el escenario de contacto con agua de inyección cuando este método de recobro es usado.

**Figura 5. Cambios que pueden producir la formación de depósitos inorgánicos**



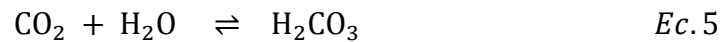
Fuente: Modificada. BIN MERDHAH A.B., YASSIN A.M. "Formation Damage Due To Scale Formation In Porous Media Resulting Water Injection". Emirates Journal for Engineering Research, 2008

**1.3.4 Inducción por la evaporación.** A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas se expande y la salmuera que se encuentra caliente se evapora. Como resultado, la concentración de iones disueltos, supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. En pozos de gas HT/HP (High Temperature/ High Pressure), bajas tasas de salmuera se mezclan con el flujo de gas seco, lo que resulta en deshidratación y más comúnmente, en la precipitación de NaCl.

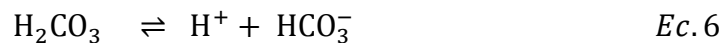
#### **1.4 FACTORES QUE CONTROLAN LA PRECIPITACION DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.**

La reacción entre iones calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ) y bicarbonato ( $\text{HCO}_3^{-2}$ ) son la causa principal de la formación de incrustaciones de carbonato de calcio en las operaciones petroleras. Esta reacción es influenciada por diversos parámetros tales como:

**1.4.1 Efecto de la presión parcial de  $\text{CO}_2$ .** La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua aumenta debido a la presencia de  $\text{CO}_2$ . Este último se disuelve en agua y forma ácido carbónico. Ver ecuación 5.

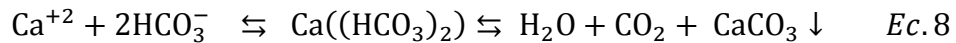


El ácido carbónico se ioniza formando protones ( $\text{H}^+$ ) e iones bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) siguiendo las Ec. 6, 7



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 ecuación 8.



La cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto es proporcional a la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en el gas en contacto con el agua.

Según el principio de Le Chatelier<sup>8</sup>, al aumentar la concentración de  $\text{CO}_2$  más bicarbonato de calcio se formará. Al disminuir el contenido de  $\text{CO}_2$  en este 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.

**1.4.2 Efecto de la presión total.** Al aumentar la presión, aumenta la presión parcial de  $\text{CO}_2$  y aumenta la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua debido a consideraciones termodinámicas. Caídas de presión originan depósitos de escamas de carbonato de calcio en sistemas de producción, en sistemas de una sola fase, tales como un sistema de reinyección de agua.

**1.4.3 Efecto del pH y la temperatura.** La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el pH de este y la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$ . Cuanto más alto es el pH, mayor

---

<sup>8</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.

es la probabilidad de precipitación. De igual forma, a medida que aumenta la temperatura, es decir cuánto más caliente esté el agua más probable es la precipitación.<sup>9</sup>

**1.4.4 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>10</sup>

## **1.5 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN<sup>11</sup>**

La producción imprevista de agua (especialmente si contiene minerales poco solubles en solución) puede reducir el valor de un activo hidrocarburífero.

El manejo adecuado de la producción de un pozo con depósitos inorgánicos, requiere el conocimiento exacto de las características de los fluidos de producción; análisis composicional del crudo, mineralógico (roca) y fisicoquímico de agua de formación.

### **1.5.1 Agua de Formación.<sup>12</sup>**

El agua de formación, es el agua presente en el yacimiento en el momento en que es penetrado por la broca de perforación. Sus propiedades varían de un yacimiento a otro y dentro del mismo. Depende del ambiente incrustante,

---

<sup>9</sup> CRABTREE Mike, ELINGER David, Fighting Scale – Removal and Prevention. Oilfield Review, Autumn 1999.

<sup>10</sup> LIZARAZO Nelson, Pruebas Petrobras Parte VII, 2011.

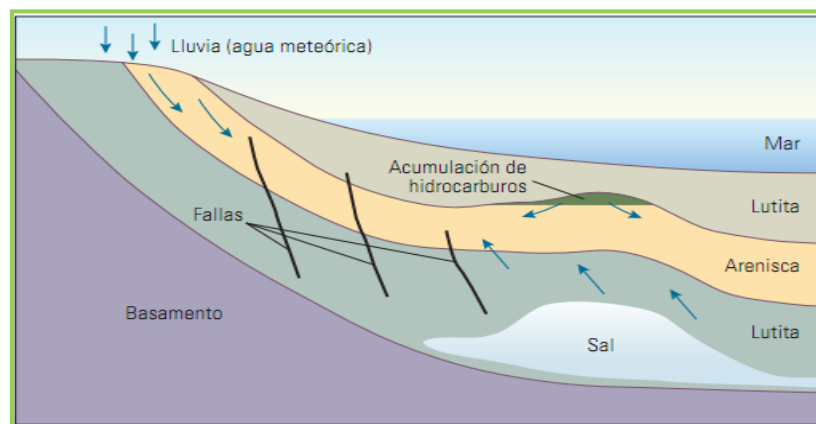
<sup>11</sup> MOGHADASI J, MÜLLER-STEINHAGEN H., JAMIALAHMADI M. , Sharif A. Scale Deposits in Porous Media and their Removal by EDTA Injection. Symposium Series, Volume RP5, Article 10. Proceedings of 7th International Conference on Heat Exchanger Fouling and Cleaning. 2007. p 58—70.

<sup>12</sup> ABDOU Medhat, Valor del Agua de Formación. Oilfield Review, 2011: 23

mineralogía de la formación, historia de presión y temperatura y el influjo/migración de fluidos. En consecuencia, puede variar a lo largo del tiempo.

Así, como muestra la Figura 6, la composición del agua de formación que se encuentra originalmente en una capa de arenisca, puede ser modificada a través del agregado de agua de otras fuentes (líneas azules), tales como el agua meteórica y el agua expulsada de las lutitas y la sal en proceso de compactación; también puede ser alterada por el influjo de los hidrocarburos en migración. Las fallas que actúan como sello y otras barreras al flujo, pueden formar compartimientos con composiciones de aguas diferentes.

**Figura 6. Procesos que inciden en la evolución del agua de formación**



Fuente: ABDON Medhat, "Valor del Agua de Formación". Oilfield Review, 2011: 23

Todas las aguas "naturales", disuelven distintos componentes cuando contactan minerales en su estado natural, por lo que se considera un buen solvente para muchos materiales, al ser capaz de transportar grandes cantidades de minerales, alcanzando valores de 3000 mg/L de cationes ( $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Fe}^{+2}$ ,  $\text{Na}^{+}$ ), y aniones como cloruros ( $\text{Cl}^{-}$ ), sulfatos ( $\text{SO}_4^{-2}$ ), carbonatos ( $\text{CO}_3^{-2}$ ) en las aguas de formación. Sin embargo el agua que se encuentra en los yacimientos carbonatados y de areniscas cementadas con calcita, por lo general tienen una

gran cantidad de cationes bivalentes de calcio  $\text{Ca}^{+2}$  que da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación. Así, la formación de las incrustaciones comienza cuando se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes.

Tillmans señala que: *“La condición de equilibrio no solo indica la tendencia incrustante del agua, sino también sus propiedades corrosivas”*; <sup>13</sup> puesto que las incrustaciones, especialmente en las tuberías (tanto de producción como líneas de superficie), incluyen por lo general asfaltenos, sulfuros de hierro, carbonatos y en ocasiones gases como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ . El incremento en los niveles de  $\text{H}_2\text{S}$ , aumenta tanto los riesgos en seguridad como la tasa de corrosión.

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. Aun después de alcanzar un estado de equilibrio, estas interacciones continúan; no obstante los cambios en presión, temperatura, profundidad y geología estructural pueden alterar el equilibrio, como lo hace la migración/acumulación de petróleo/gas que empuja el agua a mayor profundidad, a medida que los hidrocarburos más livianos se elevan a través de las formaciones. El influjo de agua desde otras fuentes y la producción de agua en sí misma, también puede producir este desequilibrio en los minerales disueltos y los gases precipitando sólidos a partir de la solución, a medida que el fluido llega a superficie.

### **1.5.2 Importancia del análisis de aguas.**

El agua de formación proporciona gran información referente a la roca en la que reside y puede facilitar datos cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva de un campo. Su análisis fisicoquímico, da a conocer la

---

<sup>13</sup> GLOEDE Matthias, A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out of Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it. NACE International, 2007.

naturaleza del agua, la concentración de iones y posibles reacciones en fondo; lo que permite determinar el potencial incrustante.

De igual forma, variaciones en la composición del agua de formación, pueden ser la evidencia de incomunicación hidráulica entre volúmenes de yacimientos adyacentes (fallas)<sup>14</sup>. Para el diseño de la tubería de producción, las líneas de flujo e instalaciones de superficie se incluyen los valores de pH y salinidad en cálculos metalúrgicos, condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

### **1.5.3 Índice de Estabilidad Stiff and Davis<sup>15</sup>**

En un sistema acuoso existe un equilibrio que se rige según su composición fisicoquímica en función esencialmente de su equilibrio carbónico, es decir de la disolución de CO<sub>2</sub> en agua y del comportamiento que las diferentes especies carbonatadas que en ella pueda presentar.

Cuando se almacenan aguas en tuberías o depósitos se da una interacción entre el agua y la tubería que puede ser de tres tipos:

- Carácter incrustante, en la que el agua deposita una capa de carbonato sobre la superficie de la tubería en contacto con ella.
- Carácter agresivo, en la que el agua actúa disolviendo carbonato cálcico ya existente en la tubería.
- Si el agua es inerte y no disuelve carbonato ni lo precipita, entonces el agua está en equilibrio.

Existen modelos químicos que permiten la predicción de incrustaciones, estas técnicas se basan en ecuaciones y en análisis fisicoquímicos realizados a muestras de aguas. El índice de saturación de Langelier (ISL) permite realizar una

---

<sup>14</sup> Falla Geológica. Discontinuidad que se forma por fracturas en la corteza terrestre, asociada a los límites entre las placas tectónicas.

<sup>15</sup> PATTON, Charles C. Oilfield Water Systems. Publicado por Campbell Petroleum Series. Chapter 2,3.

evaluación cualitativa del agua, este proporciona un indicador del grado de saturación del agua con respecto al carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ . El nivel de saturación utilizado para el cálculo del ISL se basa en el concepto de saturación, usando el pH como principal variable. Este puede ser interpretado como el cambio de pH requerido para mantener el equilibrio iónico del agua. Este modelo solo es aplicable para aguas cuya concentración de sólidos es menor de 4000 mg/L, por lo cual no se adapta a salmueras de campos petroleros debido a la gran concentración de estos.

El modelo de Stiff y Davis es una forma extendida del modelo antes mencionado, que permite predecir la formación de depósitos de  $\text{CaCO}_3$  en aguas con concentraciones altas de sal. Este modelo supera las limitaciones del índice de solubilidad de Langelier (ISL) con respecto a aguas con alto contenido de sólidos disueltos, y al impacto de los efectos del ion común sobre las fuerzas impulsoras para la formación de incrustaciones.

El índice de estabilidad de Stiff y Davis (SI) se calcula mediante la ecuación 9:

$$\text{SI} = \text{pH} - \text{pCa} - \text{pALK} - K \quad \text{Ec.9}$$

Donde:

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 temperatura del agua y de la concentración total de sal (fuerza iónica= producto de la concentración de cada ión con su factor de conversión).

Si  $\text{SI} > 0$  hay formación de depósitos.

Si  $\text{SI} < 0$  hay corrosión

## 1.6 ESTIMULACIÓN DE POZOS.<sup>5</sup>

La estimulación es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción. Esta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a presiones por debajo de la presión de fractura, con el fin de remover el daño y restituir trayectos de producción, buscando restaurar la permeabilidad original de la zona.

Los tratamientos para estimulación pueden ser estimulaciones matriciales o por fracturamiento hidráulico. Las técnicas para eliminar las incrustaciones se consideran como estimulación desde el punto que inciden en el aumento de la producción al remover obstáculos al flujo; sin embargo no se considera como estimulación matricial ya que no crea canales de flujo (wormholes), sino que restituye la permeabilidad original afectada por depósitos.

Las técnicas para remoción de incrustaciones son tratamientos químicos, que deben ser: rápidas, no dañar el pozo, tuberías ni el ambiente de formación, ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones.

La estimulación ácida esta definida como la inyección de un ácido en los poros de la formación, (bien sea que esta tenga porosidad intergranular, regular o fracturada). La estimulación se completa con la remoción del daño en la cercanía del pozo y disolución de partículas que taponan los espacios porales.

**Tabla 2. Clasificación de Tratamientos para Estimulación**

REACTIVOS	NO REACTIVOS	AGENTES QUELANTES
Ácido Clorhídrico HCl	Mezclas de Solventes	Ácidos Poliaminoarboxílicos: EDTA, DTPA
Acido Fluorhídrico HF		
Ácido Acético $2\text{HCH}_3\text{CO}_3$		Ácidos Hidroxiaminopolicarboxílicos: HEDTA, HEIDA
Ácido Fórmico $2\text{HCOOH}$		

Fuente: El autor.

Los tratamientos típicos se pueden clasificar en función del elemento básico que lo constituye, como se ilustra en la Tabla 2.<sup>16</sup>

De la clasificación anterior, se tiene como tratamiento de estimulación reactiva:

- HCl: Es un ácido inorgánico usado ampliamente en areniscas y formaciones carbonatadas. Su uso frecuente obedece a su alta capacidad de disolución, por lo que es útil como fluido de estimulación. Sin embargo sus propiedades corrosivas son un riesgo para la metalurgia de bombas, válvulas y tuberías, siendo más agresivo a temperaturas por encima de 250F.
- El HF: Es un ácido inorgánico usado en formaciones de areniscas. Ataca la sílice y los silicatos, ciertos materiales como el hierro fundido y varios materiales orgánicos; muy efectivos en tratamientos de remoción de daños por taponamiento de la formación causado por lodos de perforación (excepto barita), arcillas y otros silicatos.

En los tratamientos de estimulación de pozos es usual la mezcla HCl (12%)-HF(3%) conocida como Regular Mud Acid (RMA), que reacciona rápidamente con los minerales arcillosos y lentamente con los feldespáticos y cuarzo.

- El ácido acético es un ácido orgánico incoloro soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de solventes orgánicos, generalmente se usa en tratamientos de pozos de alta temperatura donde el HCl es poco efectivo. Su velocidad de corrosión es mucho menor que la del HCl y HF. Comparando el costo por unidad de poder de disolución, el ácido acético es más costoso que el ácido fórmico o el clorhídrico, por ello su uso es más

---

<sup>16</sup> PONTON Diego, PAMBABAY Lliana. Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción. Tesis de Grado Escuela Superior Politécnica del litoral 2008.

limitado (una solución de  $\text{CH}_3\text{COOH}$  (10%) disuelve la misma cantidad de carbonatos que una solución de  $\text{HCl}$  (6%).<sup>17</sup>

- El ácido fórmico: es completamente miscible con agua. En solución forma un ácido más poderoso que el acético. En la estimulación de pozos petrolíferos es más frecuente utilizar en combinación con el ácido  $\text{HCl}$  como un ácido "retardador" para pozos con altas temperaturas, lo que permite mayor penetración en la formación. A pesar de estas ventajas, su costo es muy elevado (una solución de  $\text{HCOOH}$  (10%) disuelve la calcita tanto como un 8% de solución de  $\text{HCl}$ ).

Dentro de los tratamientos de estimulación No reactivas se encuentran:

- Mezclas de solventes: Son utilizados en aquellos pozos que presentan daño por precipitación de asfaltenos y/o parafinas. Consiste en mezclas de solventes aromáticos, surfactantes y solventes mutuos.

Otra opción de estimulación la constituye los agentes quelantes:

- 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 [ $\text{OH}$ ](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. El empleo de los agentes

---

<sup>17</sup> PONTON Diego, PAMBABAY Lliana. Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción. Tesis de Grado Escuela Superior Politécnica del litoral 2008.

quelantes HACA en las areniscas ofrece una alternativa para evitar las velocidades de reacción rápidas que conducen a la precipitación.

### 1.6.1 Sistema de fluidos para la estimulación

Incrustaciones solubles en ácido como lo son los depósitos de carbonato de calcio involucran el uso de aditivos como pre-colchón antes de la etapa del ácido, para limpiar la superficie y permitir la reacción directa. Estos pueden agruparse en:

**1.6.1.1 Surfactantes.** Son aditivos básicos en estimulaciones no reactivas; sin embargo en la acidificación son agentes desemulsificantes encargados de la dispersión, prevención del sludge, reducción de la tensión interfacial, de evitar la dispersión y/o hinchamiento de arcillas y de mojar de agua a la roca.

Deben ser compatibles con los fluidos de tratamiento y los de formación y soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento. La Tabla 3 muestra su clasificación según la carga soluble en agua.

**Tabla 3. Clasificación de surfactantes**

CLASIFICACIÓN	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUÍMICO	APLICACIONES
ANIÓNICO	Negativa	Sulfatos Fosfatos Sulfonatos Fosfonatos	No Emulsificantes Retardadores No Emulsificantes Limpiadores
CATIÓNICO	Positiva	Compuestos de Aminas	No Emulsificantes Inhibidores de Corrosión Bactericidas
NO-IÓNICO	Sin carga	Polímeros	No Emulsificantes Inhibidores de Corrosión Espumantes
ANFOTÉRICO	Depende del pH del sistema	Sulfato de Amina Fosfonato de Amina	Viscosificantes Inhibidores de Corrosión

Fuente: Modificada. OilProduction.net. "Terminación y Mantenimiento de Pozos". Feb 2011.

De acuerdo con la anterior, los surfactantes no iónicos en solución acuosa no forman iones, como los alcoholes o fenoles etoxiliados. Los surfactantes aniónicos en solución acuosa, se disocian en un anión anfifilo<sup>18</sup> y un catión el cual es generalmente un metal o un amonio como es el caso del benceno y los sulfonatos. Los surfactantes catiónicos en solución acuosa, se disocian en un catión anfifilo y un anión generalmente de tipo halogenado, como los compuestos de amina, ejemplo: cloruro de amonio cuaternario. Los surfactantes anfotéricos son moléculas orgánicas cuyo grupo hidrofílico puede estar cargado positivamente, negativamente o sin carga dependiendo del pH del medio, ejemplo: botainas.

**1.6.1.2 Inhibidores de corrosión.** Son fluidos fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad a la superficie metálica. Su efectividad involucra la capacidad de adherirse al interior de la tubería formando una capa delgada protectora, a medida que el tratamiento es bombeado. Su exceso puede inducir daños a la permeabilidad relativa, por lo que debe ser usado cuidadosamente.

**1.6.1.3 Solventes mutuos.** Poseen solubilidad como en fluidos base agua o aceite, ayuda a mantener la formación mojada por agua y tienen la propiedad de mantener en solución los inhibidores de corrosión y garantizar la compatibilidad de los inhibidores con los rompedores de emulsiones y otros aditivos.

Su propiedad más importante es la de reducir la adsorción de los inhibidores de corrosión en partículas de arcilla no disueltas por ácidos, lo cual podría generar daños a la formación. Éstos reducen la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo.

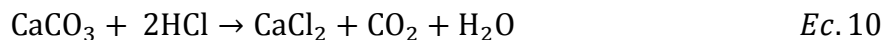
---

<sup>18</sup> Anfifilo: Compuesto con doble afinidad. La parte polar tiene afinidad para los solventes polares, particularmente el agua, mientras que la parte apolar tiene afinidad para los solventes orgánicos, en particular los hidrocarburos, aceites o grasas, o simplemente está repelida por el agua. Por esta razón la parte polar se denomina también hidrofílica, mientras que a la parte apolar le corresponde el calificativo de lipofílico o hidrófobo.

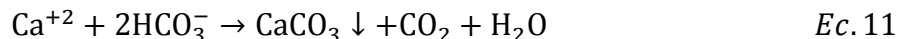
**1.6.1.4 Otros aditivos.** También se usan aditivos de control de hierro para formaciones con siderita y hematita; agentes divergentes para aislar el intervalo tratado y gases como nitrógeno y dióxido de carbono para recuperar el ácido gastado en pozos depletados (caída de presión).

#### **1.6.2 Uso del HCl para remoción de escamas de carbonato de calcio.**

A lo largo del desarrollo de la industria, el uso del ácido clorhídrico (HCl) es el tratamiento más utilizado para la estimulación de incrustaciones de carbonato de calcio; sin embargo, causa efectos adversos como la re-precipitación y la corrosión que lo hacen menos atractivo ante nuevas tecnologías. El ácido clorhídrico permite disolver las escamas de carbonato de calcio generando dióxido de carbono, cloruro de calcio y agua, como muestra la reacción en la ecuación 10.



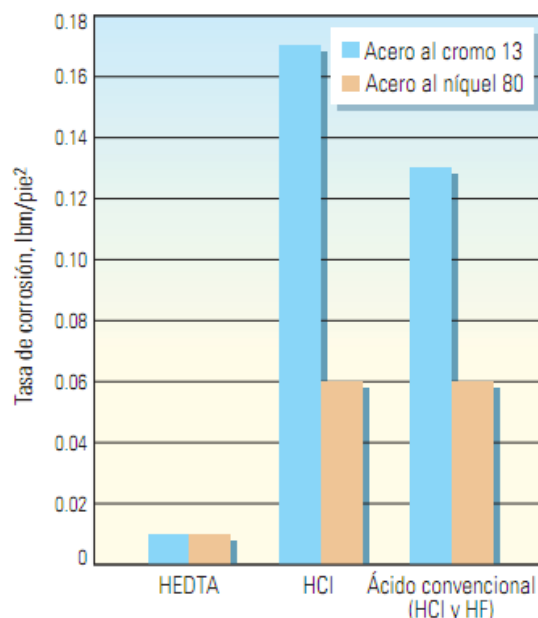
El cloruro de calcio se disocia en iones cloruros  $\text{Cl}^-$  e iones  $\text{Ca}^{+2}$ , estos últimos al entrar en contacto con iones bicarbonato generan nuevamente precipitación de carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$  y liberación de  $\text{CO}_2$  como se sigue en la reacción.Ec.11.



Usando una solución de HCl al 6% este es capaz de disolver lo mismo que una solución de ácido acético al 10%; y una de HCl al 8% lo mismo que el fórmico al 10%.

La Figura 7, muestra los resultados de pruebas de corrosión llevadas a cabo durante 4 horas a 350 F en dos compuestos metálicos, con tres opciones de estimulación: Agente quelante al 20% (HEDTA), 15% en volumen de HCl y ácido convencional (9%HCl y 1% HF), mostrando la menor tasa de corrosión para la opción del agente quelante.

**Figura 7. Pruebas de Corrosión en diferentes esquemas de Estimulación**



Fuente: AL-HARTHY Salah, BUSTOS Oscar A., "Opciones para la Estimulación de Pozos de alta Temperatura". Oilfield Review, 2009

Estudios realizados en el Golfo de México, siguieron pruebas de disolución y de corrosión para disolventes de carbonatos y sulfatos. Aún con porcentaje de disolución de 100%, el HCl se descarta por sus altos niveles de corrosión, por lo que la selección se sigue con ácido acético/fórmico y el EDTA, como se observa en la Tabla 4.

**Tabla 4. Velocidades de Corrosión de disolventes en Acero al Carbón**

COUPON TYPE	TRATAMIENTO BASE	TIPOS DE CORROSIÓN	
		Mmpy	MPY
Acero al carbón	50% Acético/Acido Fórmico	68	2677.17
Acero al carbón	Modificado EDTA pH 4.5	27	1062.99

**Fuente:** Fuente: Modificada. JORDAN M.M, MARLOW D. "The Evaluation of Enhanced (Carbonate/Sulfate) Scale Dissolver Treatments for Near- Wellbore Stimulation in Subsea Production Wells, Gulf of Mexico". SPE-100356- MS-P, 2006.

Así, el EDTA de pH 4.5 reduce la corrosión (mmpy) en un 60% respecto al acético/fórmico.

### 1.6.3 Agentes Quelantes<sup>19</sup>

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

Una forma de evitar problemas de corrosión y sedimentación en la remoción de escamas de carbonato es el uso de un disolvente quelato en lugar de los ácidos que permiten la re-precipitación de incrustaciones. Sales de EDTA, como  $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$  y otros aminocarboxilatos son agentes quelantes, también conocidos como secuestradores, utilizados en alguna medida para eliminar las escamas de carbonato, especialmente en entornos de alta temperatura.

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

#### 1.6.3.1 Teoría de la Quelación

En solución acuosa un ión metálico ( $\text{M}^{++}$ ) tiene un número específico de sitios de coordinación a través de los cuales puede entrar en las reacciones químicas. Los agentes quelantes ( $\text{Y}^{-4}$ ) tienen suficientes sitios de enlaces con el correcto espaciamiento para ocupar todos los sitios de coordinación metal-ion. El resultado del componente metal/quelato tiene la razón estequiométrica de un átomo metal a una molécula de agente quelante.

Los iones metálicos son ácidos de Lewis debido a que pueden compartir pares de electrones cedidos por ligandos (agentes quelantes), los cuales en consecuencia se comportan como bases de Lewis. El ácido etilendiaminotetracético EDTA, es un

---

<sup>19</sup> MARTEL A.E, CALVIN M, Chemistry of Metal Chelate Compounds, USA, Prentice Hall, 1952.

ligando polidentado debido a que puede unirse a un ión metálico mediante más de un átomo. Los ligandos polidentados forman complejos metálicos más estables que los formados por ligando monodentados similares.

En el componente metal/quelato, el enlace entre el ion metal y el agente quelante reduce la reactividad del ion metal hacia otras especies. La tendencia a disolver  $\text{Ca}^{+2}$  para reaccionar con  $\text{HCO}_3^-$  con el fin de formar escamas de carbonato de calcio puede ser reducido por la quelación de un componente orgánico apropiado. De esta manera, el agente quelante impide que el metal siga sus reacciones químicas normales. En el caso aplicado, el uso del agente quelante remueve las incrustaciones presentes e impide que se siga formando.

Para que se de la quelación se debe favorecer el siguiente equilibrio.



Y cuya constante de formación<sup>20</sup> ( $K_f$  o  $K_{\text{eff}}$ ) está dada por:

$$K_f = \frac{[\text{MY}^{-2}]}{[\text{M}^{++}][\text{Y}^{-4}]} \quad \text{Ec. 13}$$

Donde  $[\text{MY}^{-2}]$  es la concentración del metal quelado,  $[\text{M}^{++}]$  la concentración del metal no quelado,  $[\text{Y}^{-4}]$  la concentración total de agente quelante libre, independientemente de su estado de ionización.

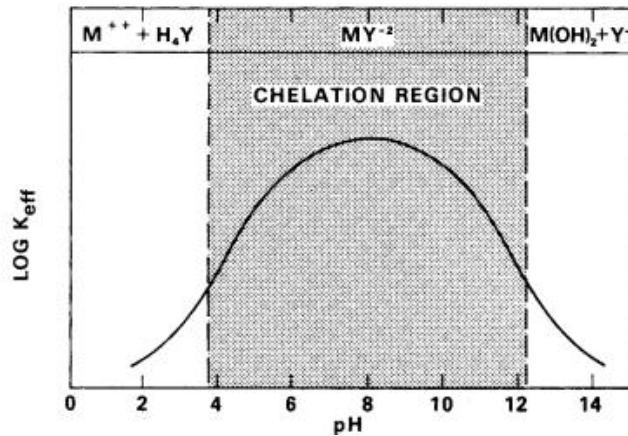
El valor de  $K_f$  indica la afinidad entre el metal y el agente quelante y es proporcional a la relación del ion metal quelado y no quelado. Existe una gran dependencia entre el agente quelante y el pH. El agente quelante existe en forma acida a pH bajos y no enlaza efectivamente con los iones metálicos. Por encima de los rangos medios de pH este se ioniza completamente y se alcanza un valor máximo para  $K_f$ . El esquema de la Figura 7 muestra la dependencia típica de la constante de formación respecto al pH.

---

<sup>20</sup> Constante de Formación: También llamada constante de estabilidad. Es la expresión que presenta la estabilidad termodinámica de un complejo. Se denota como  $K_f$  o  $K_{\text{eff}}$ .

Con base a esto, la mayor zona de quelación se presenta a pH neutros aproximados a 8.

Figura 8. Curva de Quelación



Fuente: SHAUGHNESSY, C.M. EDTA Remove Formation Damage at Pruedhoe Bay.

### 1.6.3.2 Sal disódica de EDTA

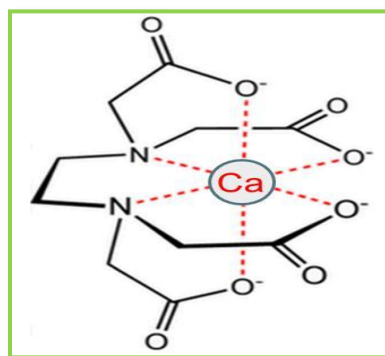
El ácido etilendiaminotetracético (EDTA) es uno de los agentes quelantes más utilizados en la industria. Este agente quelante es muy utilizado en química analítica debido a que forma complejos con la mayoría de los cationes metálicos estables en una proporción molar 1:1.

Este ácido es un polvo blanco que debido a su limitada solubilidad en agua (0.02 g en 100 ml) se emplea su respectiva sal disódica (Na<sub>2</sub>H<sub>2</sub>EDTA). Esta sal tiene dos átomos de hidrógeno ionizables además de los sodios presentes, de tal manera se produce una especie que permite coordinar efectivamente con el metal-ion, como se muestra en la ecuación 14.



Estos complejos son de gran estabilidad debido a que esta especie posee un par de electrones solitarios perteneciente a cada nitrógeno y a cada átomo de oxígeno, que permite la unión de varios sitios de la molécula con dicho catión formando un anillo como se ilustra en la Figura 9.

**Figura 9. Acción quelante.**



Fuente: El autor

Las constantes de formación  $K_f$  de un complejo metal-EDTA generalmente son mayores para cationes con carga positiva mayor; es decir el ácido puede atrapar en su esfera de coordinación cationes diferentes, por lo tanto, para hacer selectivo el proceso (en la que el EDTA sea selectivo para el  $\text{Ca}^{+2}$ ), se debe seleccionar el pH indicado.

Estudios realizados indican que el EDTA comparado con otros agentes quelantes como el HEDTA, GLDA, presenta constantes de estabilidad mayores para metales como el calcio, hierro y magnesio, como se muestra en la Tabla 5.

**Tabla 5. Constante de Formación o Estabilidad para varios Agentes**

Agente Quelante	Log (Constante de Estabilidad) $K_f$ o $K_{eff}$		
	$\text{Ca}^{+2}$	$\text{Fe}^{+3}$	$\text{Mg}^{+2}$
<b>EDTA</b>	10.7	25	8.83
<b>HEDTA</b>	8.4	19.8	7
<b>GLDA</b>	5.9	11.7	5.2

Fuente: MAHMOUD M. A. Novel Environmentally Friendly Fluids to Remove Carbonate Minerals from Deep Sandstone Formations. SPE 143301

De acuerdo con estos datos el complejo formado entre el EDTA para los iones calcio, hierro y magnesio es mas estable respecto a los otros agentes quelantes.

## **2. METODOLOGÍA DE MUESTREO, RESULTADOS Y ANÁLISIS FISIQUÍMICO Y DE AGUAS DE FORMACIÓN EN CAMPO COLORADO**

### **2.1. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO (C.E.C)**

Campo Escuela Colorado es una unidad académica y de operación de hidrocarburos, producto del convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL en el 2006; desde el 2009 se firmó un convenio con la empresa WEIL GROUP como aliado tecnológico.

#### **2.1.1 Localización**

Campo Escuela Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares.

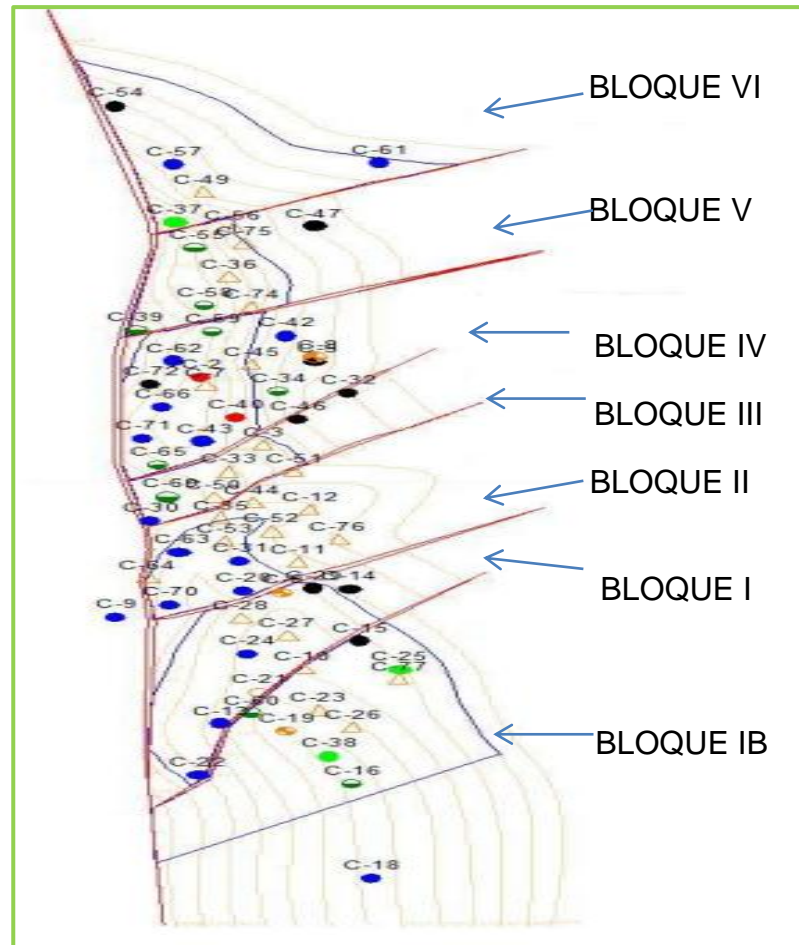
#### **2.1.2 Formaciones productoras**

La producción de hidrocarburos se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeralda (E) y La paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico; caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales. Mugrosa, su principal formación productora tiene acumulaciones de aceite liviano y gas con gravedad 36 a 42 API.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la

relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 7 bloques, como se ilustra en la Figura 10.

**Figura 10. Estructura del Campo Colorado.**



Fuente: ECOPEL S.A. Base de datos OFM (CD-ROM). Bucaramanga, Colombia: ICP, Diciembre 2008 (citado 26 de abril de 2009).

### 2.1.3 Historia de producción<sup>21</sup>

La etapa de exploración fue realizada por la compañía Tropical Oil Company – TROCO perforando los primeros 7 pozos entre los años 1923 a 1932 y 8 pozos

<sup>21</sup>Informe Colorado 2003. “Diagnóstico y Estrategias de recobro”, ECOPEL S.A., El Centro Barrancabermeja, Diciembre, 2003

entre los años 1945 a 1946. ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de la estructura.

El Campo Colorado inició su producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD; desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989.

En la actualidad el sistema de producción de los pozos del C.E.C se realiza mediante levantamiento artificial por bombeo mecánico. Cuenta solo con un análisis fisicoquímico de agua de formación del año 2007, correspondiente a la arena B de la formación Mugrosa. Por ello se vio la necesidad de realizar un nuevo análisis que contara con la información de la mayoría de zonas productoras.

Actualmente, hay 76 pozos, de los cuales a partir de una campaña de reactivación, se encuentran 36 activos, 12 inactivos, 17 abandonados, y 23 sin operación definida. La producción a junio de 2012 es de 474 BFPD, 419 BOPD<sup>22</sup> y 55 BWPD.<sup>23</sup>

## **2.2 DISEÑO DE PROGRAMA DE MUESTREO DE AGUA EN CABEZA DE POZO**

Un muestreo en pozo permite recolectar ejemplares representativos del fluido presente en yacimiento. La muestra debe ser preservada con el fin de que su

---

<sup>22</sup> BOPD. Barriles de aceite por día, BWPD. Barriles de agua por día.

<sup>23</sup> Reporte de Producción – Campo Escuela Colorado, Junio de 2012.

composición no tenga cambios apreciables en un intervalo corto de tiempo para el posterior análisis.

Las prácticas recomendadas para obtener muestras de aguas de formación dependen de los fines del muestreo (estudio detallado o monitoreo rutinario) y logística disponible (disposición de equipos y personal). Dependiendo del lugar o fuente donde se realiza pueden ser:<sup>24</sup>

- **Muestreo en fondo.** Es más exacta debido a que se obtiene una muestra con las condiciones propias de yacimiento (permite mantener toda la presión al tomarlas directamente). Es de difícil acceso, además de costosa.
- **Muestras en núcleos.** Las muestras de agua también pueden recuperarse a partir de núcleos preservados. No obstante estas experimentan reducción de presión y temperatura, siendo no representativas.
- **Muestreo en superficie o cabeza de pozo.** Permite grandes volúmenes y réplicas de muestras, contrario al muestreo en fondo, es de fácil acceso y menos costoso.

Para el caso en estudio (Campo Escuela Colorado C.E.C), se realizó el muestreo de aguas de formación en cabeza de pozo.

### 2.2.1 Selección de pozos a muestrear

Los 6 pozos muestreados fueron seleccionados teniendo en cuenta los siguientes parámetros, los cuales se presentan en la Tabla 6.

---

<sup>24</sup> API RP-44 Sampling Petroleum Reservoir Fluids.

**2.2.1.1 Facilidad de acceso a los pozos.** Línea de toma – muestra en buen estado y fácil acceso al pozo.

**2.2.1.2 Corte de Agua mayor al 4%.** Esto para garantizar una amplia población de muestreo. El corte de agua, es la relación del volumen de agua producida respecto al volumen de líquido total producido (agua, aceite y gas si está presente).

**2.2.1.3 Distribución entre los bloques.** Con el fin de realizar la caracterización del agua de todo el yacimiento, se tiene en cuenta que existan pozos por cada bloque y evaluar si el agua de formación es la misma.

**Tabla 6. Pozos muestreados y sus características**

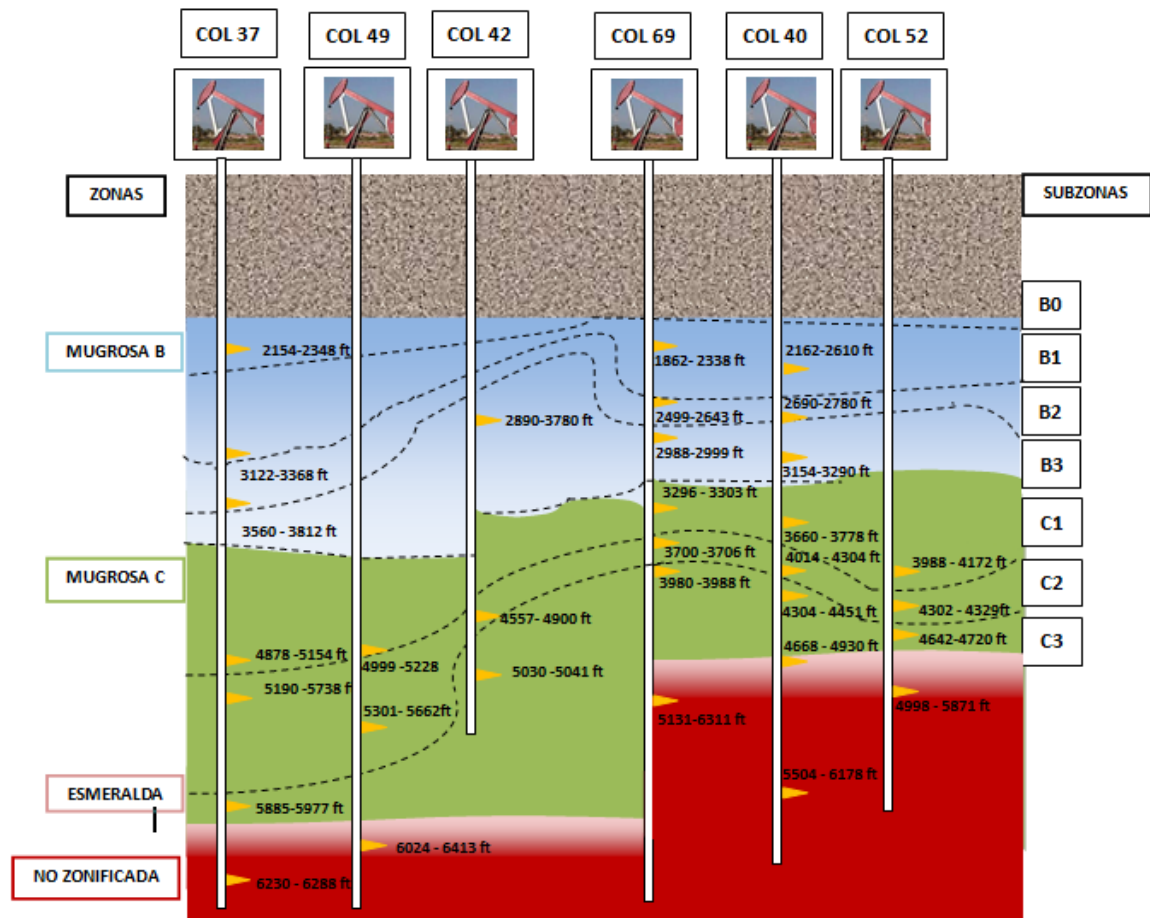
POZO	ARENA PRODUCTORA			CORTE DE AGUA	ESTADO	ACCESO
	ZONA	SUBZONA	BLOQUE			
COL37	B-C-NZ	B0-B1-B2-C1-C2-C3	VI	23%	A	F
COL40	C-E-NZ	C1-C2-C3	IV	15%	A	F
COL42	B-C	B3-C2-C3	IV	70%	A	F
COL49	C-E	C1-C2-E	V	5%	A	F
COL52	C-NZ	C1-C2-C3	II	63%	A	F
COL69	B-C-NZ	B1-B2-B3-C1-C2-C3	III	90%	A	F
B: Mugrosa B      C: Mugrosa C      E: Esmeralda      NZ: No corresponde a ninguna zona						
F:Facilidad de Acceso      D: Dificultad de Acceso      I: Inactivo      A: Activo						

**Fuente:** El Autor

En la Figura 11 se observa la profundidad de los pozos muestreados, así como la ubicación respecto a su arena productora y a las zonas en las que se han

clasificado. En la figura las líneas guión separan las subzonas, la flecha amarilla indica que produce por dicha zona en el intervalo especificado; el color azul corresponde a la zona Mugrosa B, el color verde a la zona Mugrosa C, el color rosado a la zona Esmeralda y finalmente el color rojo corresponde a intervalos más profundos que no se han zonificado.

**Figura 11. Zonificación Pozos muestreados**



Fuente: El Autor

### 2.2.2 Frecuencia de Muestreo

Con el propósito de asegurar representatividad y evitar posibles desviaciones por cambios de presión, baches durante la producción y demás efectos que puedan

modificar las propiedades del agua de formación; se planteó la recolección de muestras en 4 pozos, una frecuencia de 3 veces al día durante una semana.

Se realizó un primer monitoreo, que se desarrolló del 21 al 25 de noviembre de 2011, en donde se muestrearon los pozos: COL37, COL69, COL42, COL52 y se obtuvo un total de 17 muestras.

Para corroborar la presencia de incrustaciones de carbonato de calcio, se realizó del 17 al 19 de enero de 2012 un segundo monitoreo y cuya finalidad fue realizar pruebas de dióxido de carbono *in-situ*, además de verificar posibles cambios en las composiciones de los parámetros medidos respecto al monitoreo anterior.

**Tabla 7. Frecuencia de muestreo**

POZO	FECHA	HORA	POZO	FECHA	HORA
COL 37	21-nov	08:20 a.m.	COL52	22-nov	10:13 a.m.
	22-nov	01:50 p.m.		22-nov	02:30 p.m.
	23-nov	09:15 a.m.		23-nov	10:05 a.m.
	24-nov	11. 05 a.m.		24-nov	12:11 a.m.
	25-nov	09:10 a.m.		25-nov	08:34 a.m.
	17-ene	02:32 p.m.		17-ene	10:45 a.m.
	18-ene	09:27 a.m.		17-ene	03:37 p.m.
	19-ene	08:25 a.m.		18-ene	11:15 a.m.
	20-ene	08:39 a.m.		19-ene	10:34 a.m.
	19-ene	02:45 p.m.		19-ene	02:45 p.m.
COL69	21-nov	03:20 p.m.	COL40	20-ene	09:23 a.m.
	22-nov	02:20 p.m.		18-ene	02:35 p.m.
	23-nov	09:34 a.m.		19-ene	11:00 a.m.
	25-nov	09:30 a.m.	20-ene	10:15 a.m.	
COL42	22-nov	08:02 a.m.	COL49	19-ene	11:45 a.m.
	23-nov	08:30 a.m.		19-ene	03:30 p.m.
	24-nov	10:24 a.m.		20-ene	11:23 a.m.

**Fuente:** El Autor

De los dos muestreos realizados para el análisis fisicoquímico del agua de formación, se analizaron finalmente los pozos COL37, COL69, COL42, COL52, COL40, COL49. Se recolectó un total de 33 muestras. En la Tabla 7 se observa la frecuencia realizada durante los dos muestreos.

### **2.2.3 Protocolo de Muestreo**

Para la toma manual de muestras se diseñó un protocolo de acuerdo con los siguientes procedimientos:

- Norma API-RP 44 Sampling Petroleum Reservoir Fluids, bajo lineamientos sugeridos para el manejo especial de muestras.
- Standard Methods for the examination for Water and Wastewater.
- Procedimiento técnico general para la toma de muestras en campo. Documentos públicos, ECOPETROL.<sup>25</sup>

### **Consideraciones de Seguridad <sup>26</sup>**

De acuerdo con las reglas generales para ingreso a Campo Escuela Colorado (HSEQ C.E.C.), es obligatorio el uso del equipo básico de protección personal en todo momento (uso de gafas, guantes, casco, botas).

- Toda persona que ingrese al campo debe portar en un lugar visible su carné, expedido por el CEC.
- Está prohibido fumar dentro de las instalaciones industriales.
- Está prohibido el ingreso de armas de fuego a las instalaciones.
- Está prohibido el porte de alcohol o drogas y el ingreso de personas que estén bajo el efecto de las mismas.

---

<sup>25</sup> Versión 05, 26-10-09. UST-152-P-303 (<http://Iris ICP>)

<sup>26</sup> Reglas General para el Ingreso a Campo Colorado, Campo Escuela Colorado, 21 de Julio de 2009.

## Procedimiento de Muestreo

En la Figura 12 se describe paso a paso el procedimiento de muestreo diseñado. Ver Anexos A a E.

Figura 12. Procedimiento de Muestreo



1. Preparar recipiente de boca ancha aproximadamente de 10L
2. Ubicar a pocos cm debajo de la válvula toma muestras del pozo



3. Abrir lentamente permitiendo la salida de fluido por un tiempo de cinco segundos y cerrar. (Purga)
4. Abrir nuevamente hasta  $\frac{3}{4}$  de su capacidad máxima.





5. Manteniendo la válvula abierta realizar el cambio de recipiente al de toma de muestras. Llenar hasta un 75% de su capacidad máxima.
6. Cerrar la válvula y tapan herméticamente el recipiente.



7. Esperar que las dos fases (agua-crudo) para fácil separación.



8. Una vez decantada, envasarlo en otro recipiente y rotularlo.

Fuente: El Autor

## **Consideraciones Generales**

De acuerdo con la cantidad de muestra requerida por el laboratorio, se selecciona la capacidad de la botella (750 mL), asegurando que los recipientes estén limpios y libres de sustancias que puedan contaminar la muestra.

El volumen muestreado en el recipiente que se lleva a laboratorio no debe exceder el 80% de la capacidad total de este, con el fin de permitir una expansión térmica.

Para mantener la calidad de la muestra se utilizaron recipientes plásticos (polietileno) con tapa para evitar que los productos volátiles escapen de la fase líquida. Igualmente, se evitó la transferencia de fluido entre los recipientes.

Para la identificación de las muestras se diseñó una etiqueta de acuerdo a los lineamientos nombrados en el ítem 2.2.3. Ésta cuenta con información del nombre del pozo, hora y fecha del muestreo, requerimientos de preservación (ácido nítrico/refrigeración), y logo de C.E.C, Ver Anexo G.

Algunas consideraciones generales que se tuvieron en cuenta para los recipientes de muestra son:

- El fondo del recipiente debe permitir ser inclinado continuamente hacia abajo para asegurar su completo vaciado.
- Los recipientes no debe tener bolsillos internos o puntos muertos.
- La boquilla debe ser del tamaño adecuado permitiendo el fácil llenado, inspección y limpieza. Debe permitir la mezcla de fluidos impidiendo la pérdida de componentes que alteren la muestra y la confiabilidad de los resultados de laboratorio.
- Los recipientes de muestra deben permitir trasvasar fluidos fácil y directamente a aparatos analíticos de laboratorio sin perder componentes de la muestra.
- El agua en hidrocarburos se puede encontrar en suspensión o en emulsión. El agua en suspensión se separa por decantación. Para esto se utiliza una

cánula o manguera, con un dispositivo tipo pera para succionar y hacer subir el líquido para que sea filtrado.

### **Muestras que requieren refrigeración y conservación.**

Una vez sellado y marcado el recipiente de la muestra, se guardó en una nevera portátil (de icopor), provista de hielo, para evitar variaciones por cambios de temperatura.

Las muestras experimentan cambios que pueden afectar su respectivo análisis. Debido a esto se hace conveniente acidificar las muestras (adicionando HNO<sub>3</sub> hasta pH<2), con el fin de reducir al máximo la precipitación y la adsorción en las paredes del envase, esto se realiza para parámetros como análisis de metales, dureza total y cálcica. El HNO<sub>3</sub> asegura la conservación de las muestras por un periodo de 6 meses.

Otras determinaciones solo requieren refrigeración.

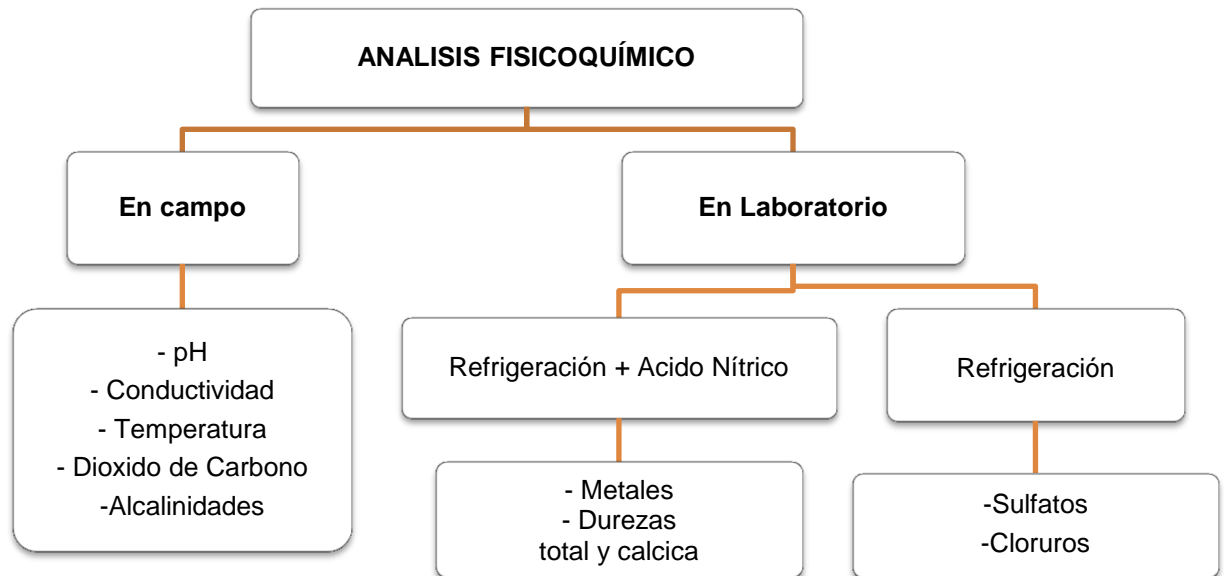
El tratamiento de las muestra en laboratorio, inicia con el procedimiento de recepción de muestras.

## **2.3 PROCEDIMIENTOS PARA ANÁLISIS DE MUESTRAS *IN SITU* Y PRESERVADAS**

Para los 6 pozos muestreados se recolectaron 33 muestras, de las cuales se le midieron 5 parámetros en campo (Ver Anexos E, F). En laboratorio se realizó un total de 300 análisis.

El análisis fisicoquímico se realizó en campo y en laboratorio como se describe en la Figura 13.

Figura 13. Análisis de muestras



Fuente: El Autor

### 2.3.1 Análisis en campo

Una vez recolectada la muestra, se realizaron ciertos análisis in situ debido a que algunos parámetros cambian rápidamente al no encontrarse en su equilibrio natural. Estas determinaciones fueron:

- **pH:** Este análisis permite reconocer que tan ácida o básica se encuentra dicha muestra, de esta manera se puede calcular si hay formación de incrustaciones calcáreas a pH altos o si hay corrosión de equipos de subsuelo o superficie a pH bajos. En la medición se empleó un medidor electrónico de pH marca HORIBA D-52. La Figura 14 muestra el análisis in situ de este parámetro.

**Figura 14. Medición de pH y T en campo**



Fuente: El Autor

- **Dióxido de Carbono:** Generalmente las aguas subterráneas poseen alto contenido de  $\text{CO}_2$ . Se cuantificó la cantidad de dióxido de carbono mediante la utilización de un test cuyo método del indicador es el más práctico y aplicado en pruebas de campo. Se utilizaron Titrets CARBON DIOXIDE K-1910. Este test utiliza 20 mL de muestra a la que se le adiciona unas gotas de solución activadora (indicador) y mediante el uso de una ampolla que contiene un reactivo básico, se mide el volumen de  $\text{CO}_2$  en mg/L mediante un cambio de coloración.
- **Temperatura:** Este parámetro es fundamental para conocer las condiciones en la que fue recolectada la muestra, además de la dependencia que tiene otros parámetros como la conductividad y el pH. Se empleó como medidor de temperatura un instrumento análogo que además de medir pH, también mide temperatura.
- **Conductividad:** Esta depende de la concentración total de sustancias disueltas e ionizadas. Para la medida, se empleó un conductímetro de lectura digital

marca HI9033. Se debe tener en cuenta la temperatura de la muestra ya que la conductividad varía con ésta. La Figura 15 muestra el análisis *in situ* de este parámetro.

**Figura 15. Medición de Conductividad en campo**



Fuente: El Autor

- **Alcalinidad:** Es la capacidad para neutralizar ácidos a determinado pH y se debe principalmente al contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, es decir, es tomada como un índice de la concentración de estos constituyentes. Para las muestras analizadas, se empleó el Método de Titulación<sup>27</sup> que consiste en cuantificar los iones mencionados mediante el registro de pH de la muestra, después de la adición repetida de pequeñas cantidades medidas de titulante (HCl) y haciendo uso de un indicador. La Figura 16 muestra el análisis *in situ* de este parámetro.

---

<sup>27</sup> Metodo de Titulación: Norma SM 2310B-2320B. Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales edited by Mary Ann H. Franson

**Figura 16. Medición de Alcalinidad en campo**



Fuente: El Autor

### **2.3.2 Análisis de Laboratorio**

- **Cloruros:** Estos hacen parte de los aniones inorgánicos. Este anión está presente como uno de los constituyentes principales en salmueras. Se empleó el Método Argentométrico<sup>28</sup>, el cual mediante un cambio de coloración permite identificar el exceso de iones plata ( $\text{Ag}^+$ ), estos relacionados con la cantidad de cloruros presentes en la muestra.
  
- **Sulfatos:** Estos iones tienen la habilidad de reaccionar con iones calcio, bario, estroncio para formar escamas insolubles. Este parámetro se determinó mediante el Método Turbidimétrico<sup>29</sup> que mide la absorbancia luminosa del sulfato de bario en suspensión para así cuantificar la concentración de sulfatos

---

<sup>28</sup> Método Argentométrico: Norma SM-4500-Cl-B. Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales edited by Mary Ann H. Franson

<sup>29</sup> Método Turbidimétrico: Norma 4500-SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>-E. Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales edited by Mary Ann H. Franson

por comparación con una curva de calibración y mediante la reacción con cloruro de bario BaCl<sub>2</sub>.

- **Dureza Total:** La dureza hace referencia a la concentración total de iones alcalinotérreos presentes en el agua, específicamente la concentración de calcio y magnesio. Su determinación se realizó mediante el cambio de coloración experimentado por el método titulométrico de EDTA<sup>30</sup> y el uso de indicadores (murexida, negro de eriocromo T).
  
- **Método de absorción atómica:** Permite cuantificar las concentraciones de varios metales, entre ellos el Mg, Ca, Ba, K, Fe, Na de una determinada muestra. Se realizó una curva de calibración preparando soluciones patrón de concentración conocida de cada metal en una matriz similar a la de la muestra para finalmente cuantificarlo. Se utilizaron los espectrómetros Thermoelectron, modelo S4 solar; y PERKIN ELMER 372.

**Tabla 8. Parámetros empleados para Absorción Atómica**

Metal	Longitud de onda	Gas llama	Patrones [ppm]				
			0,5	1	2	3	4
Ca	422,7	A-Ac	0,5	1	2	3	4
Ba	553,6	A-Ac	1	5	10	15	20
Mg	285,2	A-Ac	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
K	766,5	A-Ac	0,2	0,5	1	1,5	2
Na	589	A-Ac	0.1	0.3	0.6	0.8	1
Fe	248,3	A-Ac	0,5	1,5	2,5	3,5	5

A: Aire. Ac: Acetileno

**Fuente:** El Autor

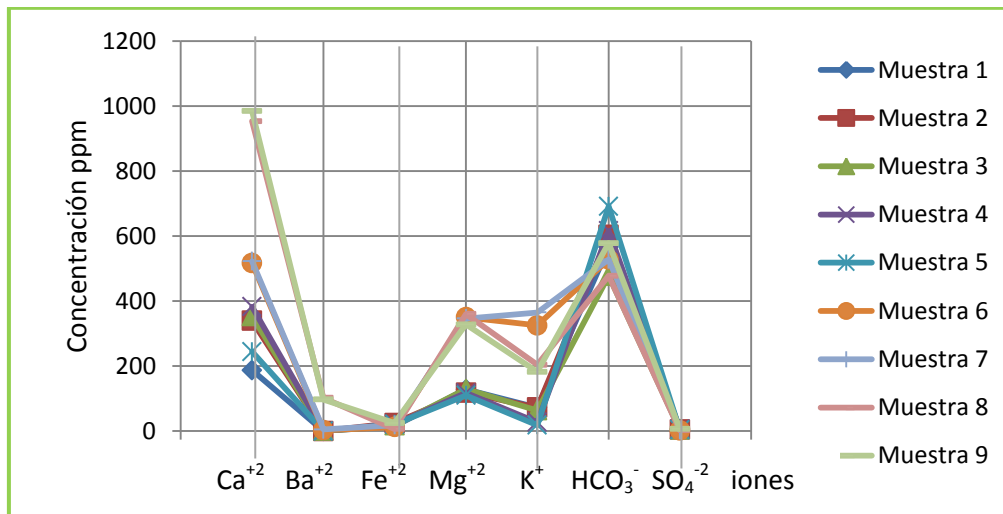
<sup>30</sup> Metodo Titulométrico de EDTA: Norma 2340-C. Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales edited by Mary Ann H. Franson.

En la Tabla 8 se muestra los patrones que se realizaron para hacer la respectiva curva de calibración, así como la longitud de onda y el gas de llama que se requiere para dicha técnica.

## 2.4 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DE AGUAS DE FORMACIÓN DE C.E.C

A continuación se presentan los análisis fisicoquímicos de los pozos muestreados. Los resultados de la caracterización fisicoquímica de las aguas de formación se encuentran en los Anexos H a M. Los datos obtenidos para cada pozo se presentan en diagrama de Schoeller.<sup>31</sup> Estas gráficas permiten obtener una visualización sencilla de las composiciones y características químicas de cada pozo. En la gráfica se representan los iones en el eje X y la concentración (mg/L) en el eje Y. De la gráfica se puede extraer la tendencia, la evolución temporal del pozo y las variaciones composicionales.

**Figura 17. Diagrama de Schoeller para Pozo COL37**



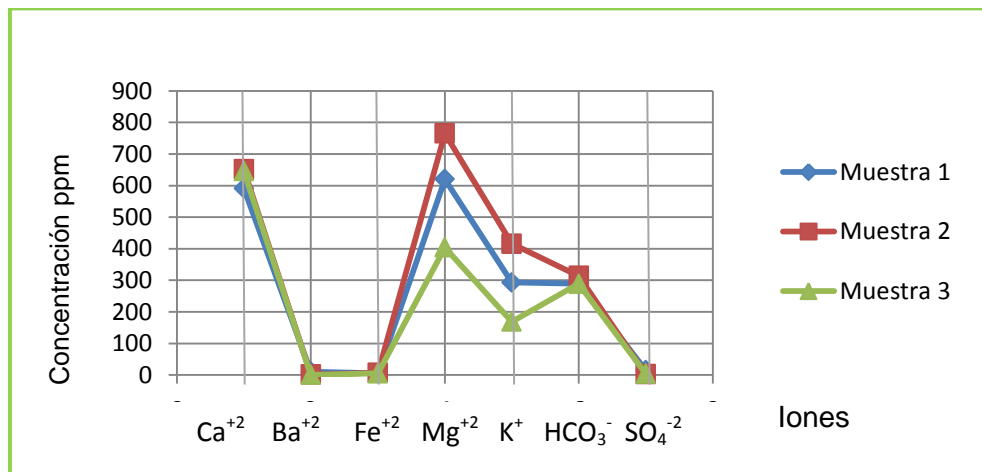
**Fuente:** El Autor

<sup>31</sup> LILLO Javier, Técnicas Hidrogeoquímicas, Universidad Rey Juan Carlos.

El pozo COL37 presenta amplias variaciones en las concentraciones de calcio, magnesio y potasio. Para el caso del calcio, la amplitud de las variaciones no permite definir una concentración específica, sin embargo la repetitividad de los datos para los iones magnesio y potasio en un rango de K: 60-360 mg/L y Mg 110-350mg/L, permite establecer a este como su intervalo de concentración. Los iones sulfato, hierro y bario se encuentran en muy bajas concentraciones. El bicarbonato presenta un comportamiento estable. Ver Figura 17.

Como se ilustra en la Figura 18, el pozo COL40 presenta variaciones para iones como el magnesio y potasio. La superposición de las líneas, indica que no hay variación en las concentraciones para el calcio, bario, hierro, bicarbonatos y sulfatos. La concentración de calcio en este pozo es una de las más altas.

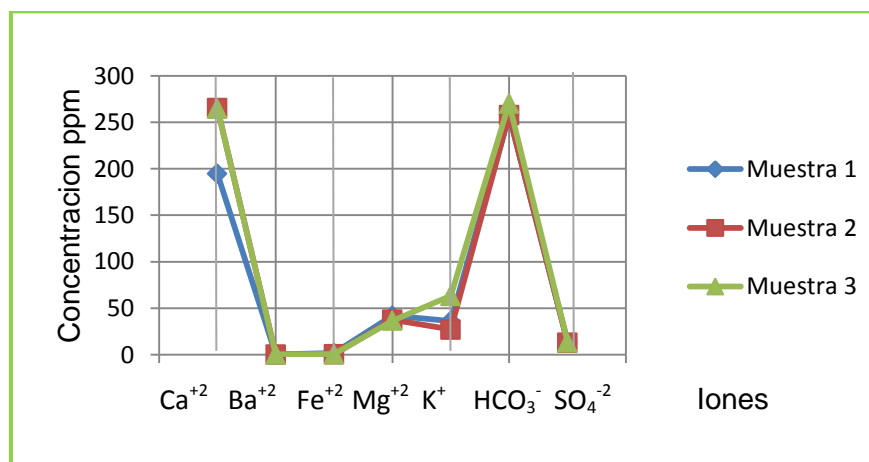
**Figura 18. Diagrama de Schoeller para Pozo COL40**



**Fuente:** El Autor

De acuerdo con la Figura 19, para el pozo COL42 se observó que tanto el calcio (194-265 mg/L) como los bicarbonatos (257-270 mg/L), se encuentran en proporciones similares, al igual que los iones bario y sulfato que se encuentran en muy bajas concentraciones. La superposición de las líneas, indica la consistencia de los análisis en las muestras analizadas. Ver Anexo I.

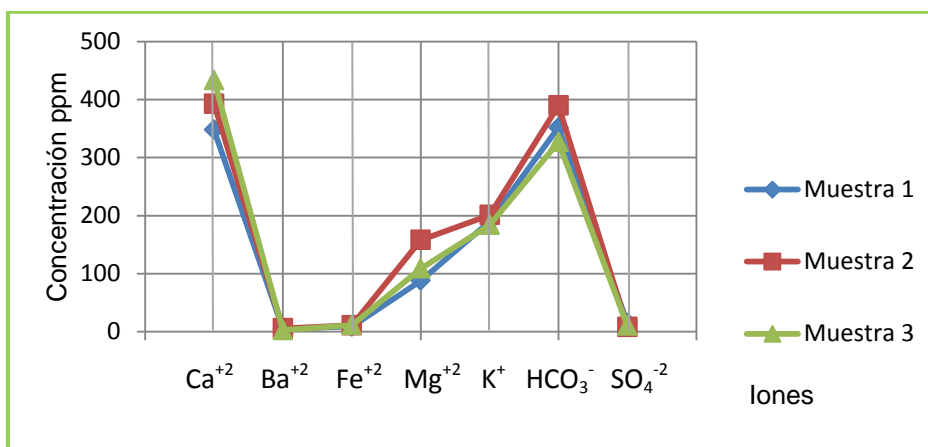
**Figura 19. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 42**



**Fuente:** El Autor

Para el pozo COL49 se observa un comportamiento estable para las concentraciones en el intervalo de tiempo monitoreado.

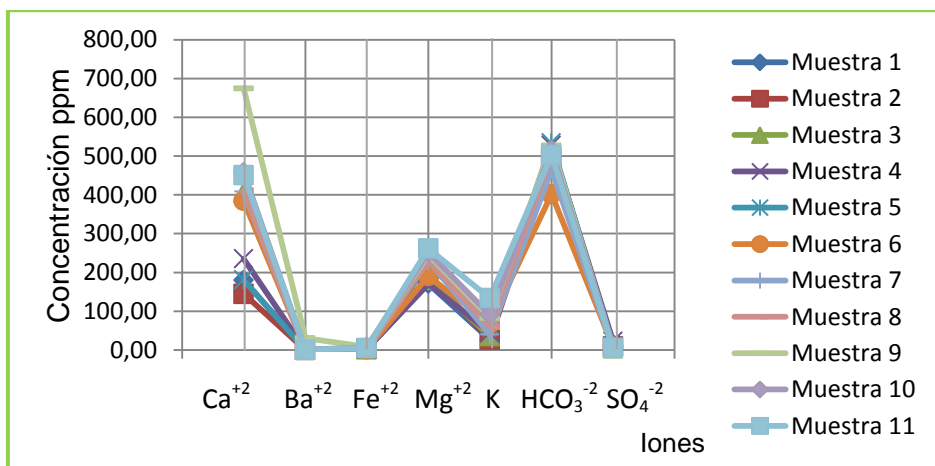
**Figura 20. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 49**



**Fuente:** El Autor

Para el pozo COL52, la superposición de las líneas indica la no variación de los parámetros. La densidad de muestras para este pozo obedece a que presentó condiciones para ser analizado durante los dos muestreos realizados, al igual que el COL37. Ver Figura 21.

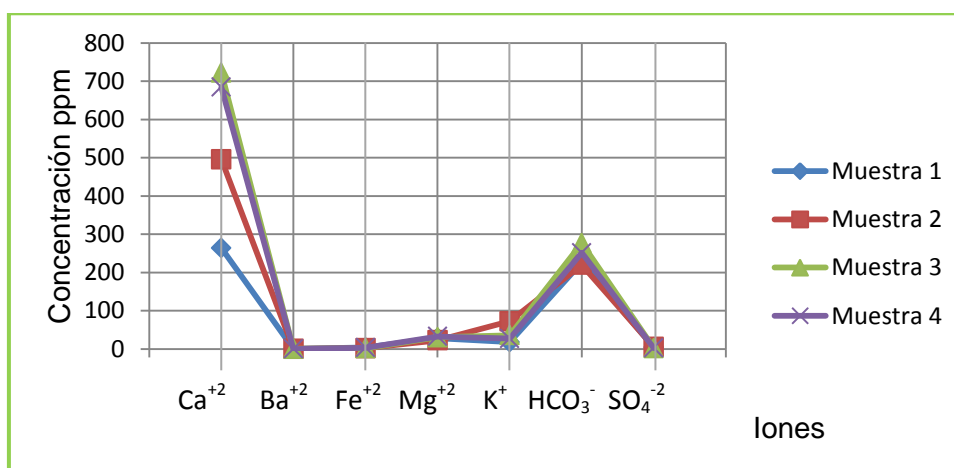
**Figura 21. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 52**



Fuente: El Autor

Para el pozo COL69 se observó un comportamiento estable para las concentraciones en el intervalo de tiempo monitoreado. Sin embargo el aumento periódico en las concentraciones de calcio no permite establecer una concentración en específico. Ver Figura 22.

**Figura 22. Diagrama de Schoeller para Pozo COL 69**

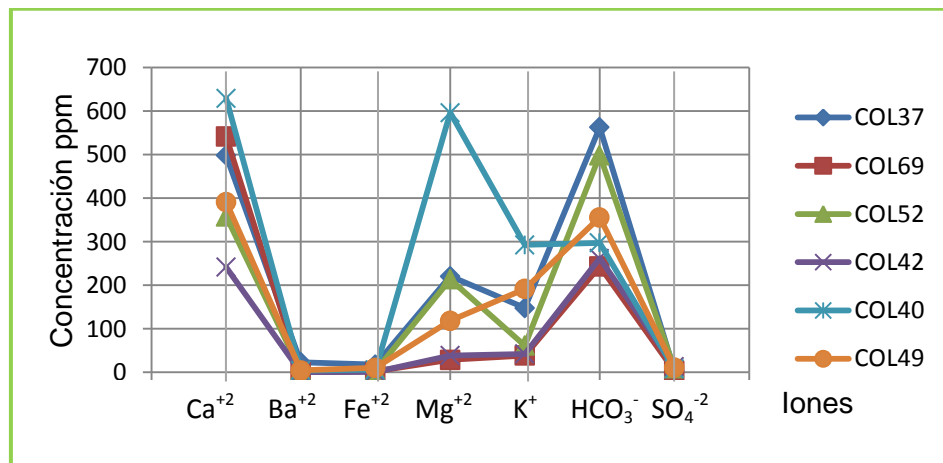


Fuente: El Autor

Algunos de los pozos presentan variaciones para el calcio, magnesio y potasio. La producción por baches típica de los pozos muestreados, no permite que esta sea

continua; por lo que el fluido en cabeza de pozo no es una muestra homogénea de lo que se produce en fondo. Cuando esto sucede, el aporte de fluido de cada zona y subzona no siempre es el mismo y por ello se presentan tales variaciones.

**Figura 23. Diagrama de Schoeller para Pozos muestreados**



Fuente: El Autor

La Figura 23 permite comparar las concentraciones promedio de cada ión para cada uno de los pozos. Los constituyentes minoritarios como el hierro, bario y sulfato presentan las menores variaciones entre pozos. Por lo contrario, los constituyentes mayoritarios como el calcio, magnesio, y bicarbonatos presentan variaciones significativas. El pozo COL42, presenta las menores concentraciones de iones respecto a los demás.

#### 2.4.1 Análisis fisicoquímico según las zonas.

Cada pozo se encuentra ubicado en zonas diferentes, como se mencionó anteriormente en la Tabla 6. Los pozos COL37 y COL69 se ubican en la misma zona (B-C-NZ), pero el primero presenta concentraciones de iones más altas respecto al segundo. De acuerdo con la información de los intervalos cañoneados, se conoce que COL69 tiene mayor influencia de acuífero, lo que permite inferir

que hay un aporte adicional de agua que genera algún tipo de dilución; esto explicaría tal diferencia.

Para los demás pozos, las concentraciones de los parámetros medidos presentan diferencias que son debidas a la ubicación de cada pozo (intervalos cañoneados, cementados) por tanto no es posible caracterizar el agua que aporta cada zona.

#### **2.4.1.1 Constituyentes Minoritarios**

El bario tiene la habilidad de combinarse con el ion sulfato para formar escamas de sulfato de bario ( $BaSO_4$ ). Todos los pozos presentan bajas cantidades de sulfatos y bario comprendido entre 7-14 mg/L y 0,15-101 mg/L respectivamente.

#### **2.4.1.2 Constituyentes Mayoritarios**

- Los iones cloruros se encuentran en gran cantidad (9000-26000 mg/L). La salinidad del agua de formación es un indicativo de cloruro de sodio (NaCl) disueltos en el agua. La mayor fuente del ion cloruro es el NaCl. Cabe destacar que a mayor salinidad más corrosiva es el agua. Generalmente se debe presentar un equilibrio entre los iones cloruros y sodio, debido a la diferencia significativa en las cantidades encontradas de NaCl en las muestras, no se registraron sus concentraciones en las gráficas.
- Los iones calcio se encuentran presentes en los pozos seleccionados, en un rango de 240-630 mg/L; estos iones son de gran importancia, ya que se combinan con iones bicarbonatos, carbonatos, sulfatos formando escamas adherentes o sólidos en suspensión. De acuerdo con las figuras anteriores, se muestran variaciones significativas para el calcio y magnesio. Tal variación puede obedecer a que estos elementos presentes en las aguas naturales tienen amplia difusión en rocas ígneas y sedimentarias, por lo que su aporte puede ser variable.

- Los iones magnesio también están presentes, generalmente se encuentran en concentraciones mas bajas que las de calcio y se suman a problemas de escamas de  $\text{CaCO}_3$ .

### **2.4.1.3 Otros parámetros**

El agua subterránea natural, como consecuencia de su composición química y de acciones naturales externas, muestra variaciones de sus propiedades fisicoquímicas en el tiempo y en el espacio.

Las durezas totales para cada pozo superan los 1500 mg/L, por tanto se considera el agua de formación como dura. Este valor fue obtenido mediante un método titulométrico, a diferencia de las concentraciones de iones individuales, las cuales se determinaron mediante absorción atómica (AA). Es importante destacar que la dureza calculada con las concentraciones de calcio determinadas por absorción atómica, son aproximadamente la mitad del valor medido mediante el método titulométrico. La diferencia se debe principalmente a interferencias debidas a la dilución de las muestras en las que se aporta un error sistemático derivado de la lectura de bureta, ya que el método de absorción atómica representa más exactitud respecto al otro mencionado.

Las durezas para cada pozo superan sus respectivas alcalinidades (superan la suma de las alcalinidades de bicarbonato y carbonato; este último indetectable para el caso en estudio); esta cantidad de dureza equivalente a la alcalinidad total se denomina dureza de carbonato.

- El pH es una propiedad muy importante, ya que incide en la solubilidad de las escamas. Entre más alto es el pH mayor es la tendencia a la

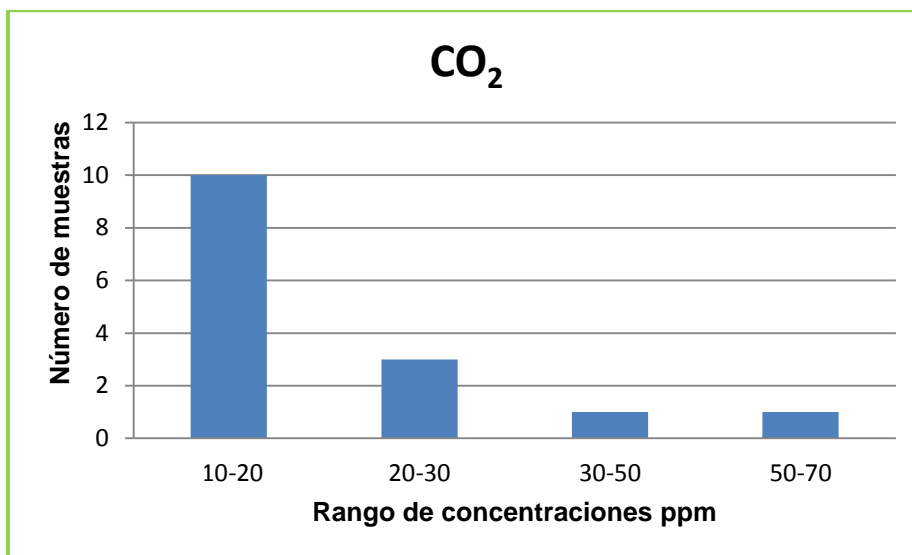
precipitación. Dados los resultados para cada pozo, el pH observado se encuentra en un rango aproximado de 6,6 – 7,8; que indica que las aguas son esencialmente neutras. Ver anexos H a M.

- La alcalinidad mide la capacidad para neutralizar ácidos. En la mayoría de las aguas naturales la alcalinidad está producida por los iones carbonato y bicarbonato u otros ácidos débiles como el silícico, fosfórico, bórico y ácidos orgánicos que pueden contribuir de forma notable. En las determinaciones de las alcalinidades, los iones carbonatos no están presentes debido a que el pH de las aguas es menor a 8.3, pero si están presentes iones bicarbonatos (promedio de 260 – 560 mg/L). Estos últimos reaccionan con iones calcio, hierro, bario, estroncio para formar escamas insolubles.
- La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  está afectada por el contenido de dióxido de carbono  $\text{CO}_2$  del agua. Este incide en el sistema carbonato-bicarbonato y en la acidez del agua. En la dinámica de la reacción, 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. Como se muestra en la ecuación 8.

La determinación de  $\text{CO}_2$  in-situ, permitió obtener los siguientes resultados mostrados en la Figura 24.

Diez de las quince muestras analizadas tienen bajas concentraciones  $\text{CO}_2$  (10-20 mg/L), es decir se evidencia que el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es liberado; favoreciendo la precipitación de  $\text{CaCO}_3$ .

**Figura 24. Concentraciones de Dióxido de Carbono**



Fuente: El Autor

Por esta razón, se realizó el cálculo del índice de estabilidad para evaluar el carácter incrustante de estas aguas.

## **2.5. DETERMINACIÓN DEL CARÁCTER INCRUSTANTE DEL AGUA DE FORMACIÓN DE C.E.C.**

### **2.5.1. Calculo del índice de estabilidad**

Con los datos obtenidos en el análisis fisicoquímico, para cada uno de los pozos; se calculó dicho índice utilizando la Ecuación 9.

La fuerza iónica se calculó como se muestra a en la Tabla 9.

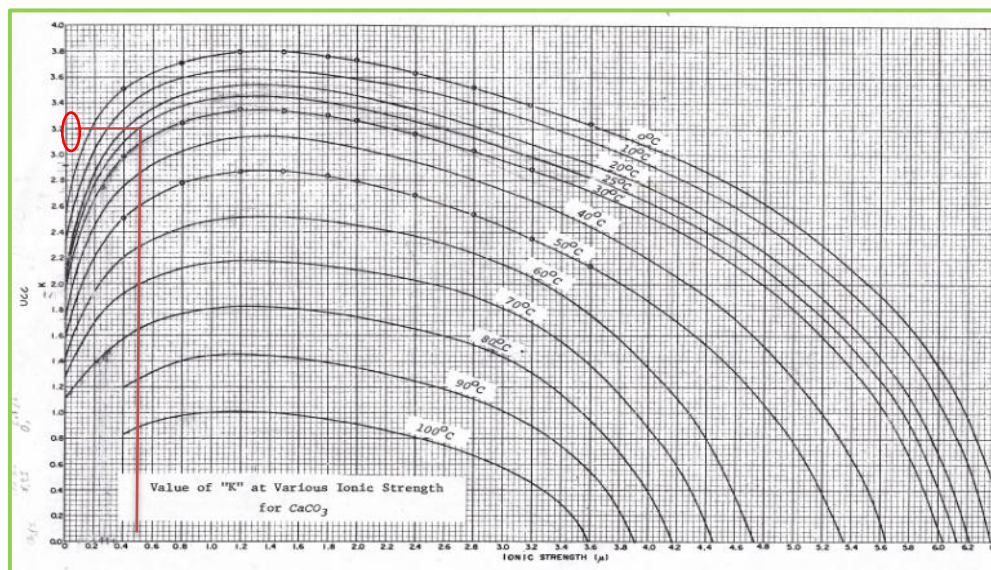
Tabla 9. Fuerza iónica de una muestra de agua COL52

ION	mg/l	Factor de Conversión	Fuerza Iónica $\mu$
Calcio	405.2	5.00E-05	2.0260E-02
Magnesio	181	8.23E-05	1.4896E-02
Bario	0.256	1.46E-05	3.7376E-06
Cloruro	17877	1.41E-05	2.5207E-01
Sulfatos	4.9	2.08E-05	1.0192E-04
Bicarbonatos	502.64	8.20E-06	4.1216E-03
		$\Sigma \mu$	2.9146E-01

Fuente: El Autor

El valor de K es una función de la fuerza iónica  $\mu$ , y se halló mediante la intersección de esta ultima con el valor de la temperatura en cabeza de pozo (20°C), con la Figura 25.

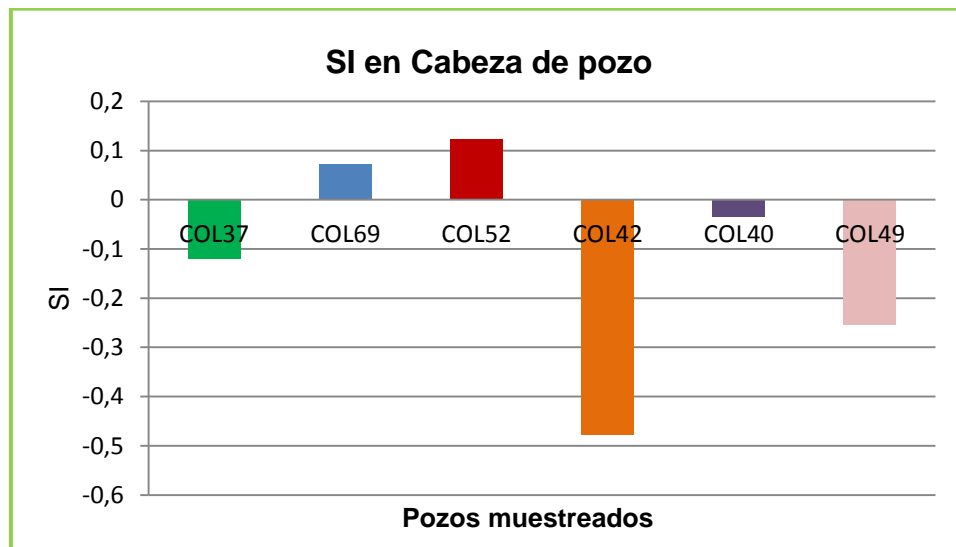
Figura 25. Valores de K para varias fuerzas iónicas  $\mu$



Fuente: OILFIELD WATER SYSTEMS, Apéndice 10.

Dado el valor de K, se halló el índice reemplazando los valores de pH, alcalinidad total, concentración de calcio en la Ecuación 2. La Figura 26 muestra el Índice de Estabilidad para cada pozo en cabeza.

**Figura 26. Índice de Estabilidad vs Pozos**



Fuente: El Autor

Si el índice de estabilidad es igual a cero ( $SI=0$ ) hay equilibrio, si es mayor que cero ( $SI>0$ ) hay formación de depósito y por el contrario si es menor ( $SI<0$ ) hay corrosión.<sup>32</sup> Según la Figura 26 solo dos de los pozos muestreados (COL69 y COL52), presenta tendencia incrustante en cabeza de pozo.

### 2.5.2 Calculo del Índice de Estabilidad en Fondo de Pozo mediante el software Scale-Chem

Basado en los análisis fisicoquímicos se simularon condiciones de yacimiento mediante el uso de un software para predicción de incrustaciones, Scale-Chem. Esta herramienta permite determinar escenarios de formación de escamas

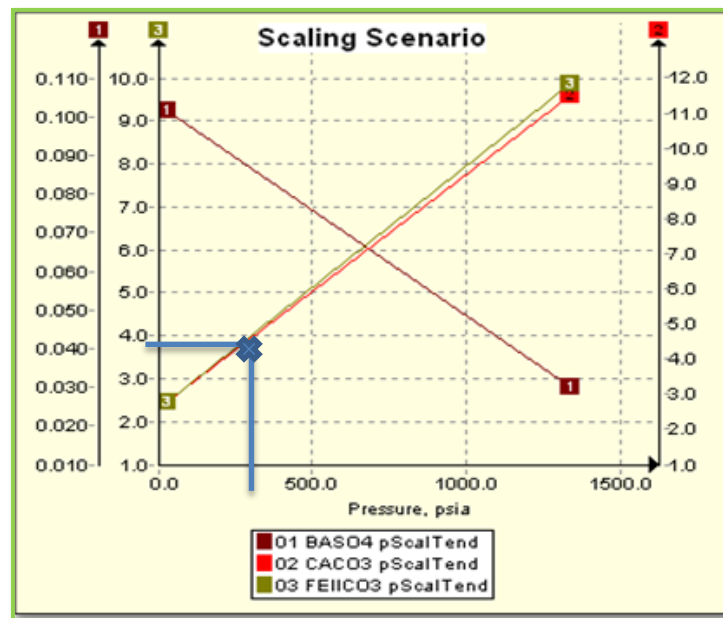
<sup>32</sup> PATTON, Charles C. OILFIELD WATER SYSTEMS. Publicado por Campbell Petroleum Series. Chapter 2,3.

teniendo en cuenta la presión, temperatura, pH, alcalinidad y las concentraciones de algunos iones presentes en el agua de formación.

El software clasifica el SI; si es mayor a cero hay tendencia a formar escamas, si es mayor a 4 hay depósitos inorgánicos.

A continuación se muestra en la Figura 27 el *Scaling Scenario* para el COL52; para los demás pozos se pueden ver los Anexos N,O y P.

Figura 27. *Scaling Scenario* COL 52



Fuente: OliSystems, Scale Chem Version 3.0

La Figura 27 (*Scaling Scenario*), la formación de escamas de  $\text{CaCO}_3$  para COL52 se puede presentar en un intervalo de presiones (desde  $\cong 300$  psi como lo indica la línea azul) alcanzando índices de estabilidad altos.

Por esta razón se puede afirmar que a condiciones de fondo COL52 presenta escamas de  $\text{CaCO}_3$ , con SI aproximados a 11. Igualmente se observa la tendencia prácticamente nula para formación de precipitados de sulfato de bario (línea vinotinto) ya que su rango se encuentra entre 0.03 a 0.1 de SI.

En la Tabla 10 se muestra la cantidad de masa acumulada (mg/L o lb/KBbls) de CaCO<sub>3</sub> a presión y temperatura de fondo Mugrosa C (1335psi, 174F) y superficie (25psi, 86 F).

**Tabla 10. Cantidad de Carbonato de Calcio precipitado**

POZO	P (psi)	T (F)	ST CaCO <sub>3</sub>	mg/L CaCO <sub>3</sub>	lb/KBbls CaCO <sub>3</sub>
COL 37	25	86	1,714	35,265	12,348
COL 37	1335	174	7,765	177,193	62,045
COL 69	25	86	0,471	0000	0,000
COL 69	1335	174	2,116	27.131	9,500
COL 42	25	86	0,404	0,000	0,000
COL 42	1335	174	1,902	32,636	11,428
COL 52	25	86	2,793	61,343	21,479
COL 52	1335	174	11,484	184,077	64,455
COL 49	25	86	1,356	8,132	2,847
COL 49	1335	174	5,913	105,928	37,091
COL 40	25	86	1,644	14,463	5,064
COL 40	1335	174	7,114	86,499	30,288

Fuente: OliSystems, Scale Chem Version 3.0

Según la tabla anterior se asegura la formación de depósitos de carbonato de calcio en fondo de pozo para todos los pozos: COL52 (64,455 lb/KBbls de masa precipitada), COL 37 (con 62,045 lb/KBbls de masa precipitada), COL49 (37,091 lb/KBbls de masa precipitada), COL40 (30,288 lb/KBbls de masa precipitada). Para los pozos COL69, COL42 se tiene certeza acerca de su tendencia a formar depósitos de CaCO<sub>3</sub> en condiciones de fondo.

En la Tabla 11 se muestra la producción de agua acumulada, así como la masa precipitada de carbonato de calcio. Dado esto, se calculó la cantidad de CaCO<sub>3</sub> precipitado en el año (hasta el mes de junio 2012) para los pozos que forman depósitos (con SI>4).

**Tabla 11. Masa de CaCO<sub>3</sub> precipitado (Ene-May 2012)**

POZOS	Producción de Agua Acumulada Bls	lb/Bls CaCO <sub>3</sub>	Lb CaCO <sub>3</sub> precipitado
COL52	84	0,064455	5,4142
COL49	17.34	0,037091	0,6431
COL37	20	0,062045	1,2409

Fuente: Datos de producción C.E.C (Noviembre 2011 a Junio de 2012)

Para otro tipo de incrustaciones (BaSO<sub>4</sub> y Fe<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) a presión, temperatura de fondo (1335 psi, 174 F) y superficie (25psi, 86 F), se presenta el índice de estabilidad y la masa acumulada (mg/L o lb/KBbls) en la Tabla 12.

La tabla 12 muestra que se asegura la formación de depósitos de carbonato de hierro en fondo de pozo para los siguientes pozos: COL37 (con 3,073lb/KBbls de masa precipitada), COL49 (con 3,477 lb/KBbls de masa precipitada), COL52 (con 0,75 lb/KBbls de masa precipitada).

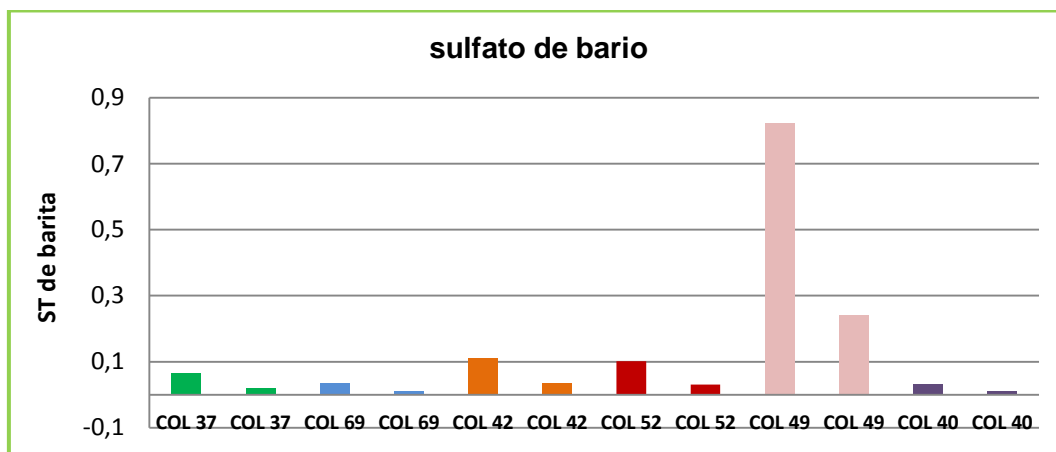
**Tabla 12. Cantidad de compuestos inorgánicos depositados**

POZO	P (psi)	T (°F)	ST BaSO <sub>4</sub>	mg/L BaSO <sub>4</sub>	lb/KBbls BaSO <sub>4</sub>	ST Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	mg/L Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	lb/KBbls Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
COL 37	25	86	0,065	0,000	0,000	2,134	5,803	2,032
COL 37	1335	174	0,019	0,000	0,000	9,720	8,776	3,073
COL 69	25	86	0,036	0,000	0,000	0,236	0,000	0,000
COL 69	1335	174	0,011	0,000	0,000	1,099	0,000	0,000
COL 42	25	86	0,110	0,000	0,000	0,040	0,000	0,000
COL 42	1335	174	0,034	0,000	0,000	0,198	0,000	0,000
COL 52	25	86	0,102	0,000	0,000	2,443	0,000	0,000
COL 52	1335	174	0,030	0,000	0,000	9,884	2,143	0,750
COL 49	25	86	0,822	0,000	0,000	1,998	7,671	2,686
COL 49	1335	174	0,242	0,000	0,000	8,797	9,930	3,477
COL 40	25	86	0,030	0,000	0,000	0,702	0,000	0,000
COL 40	1335	174	0,009	0,000	0,000	2,990	0,000	0,000

Fuente: OliSystems, Scale Chem Version 3.0

Las Figuras 28, 29, 30 muestran las tendencias de formación de diferentes escamas. La Figura 28 muestra que a condiciones de yacimiento los pozos muestreados no poseen tendencia incrustante para escamas de sulfato de bario.

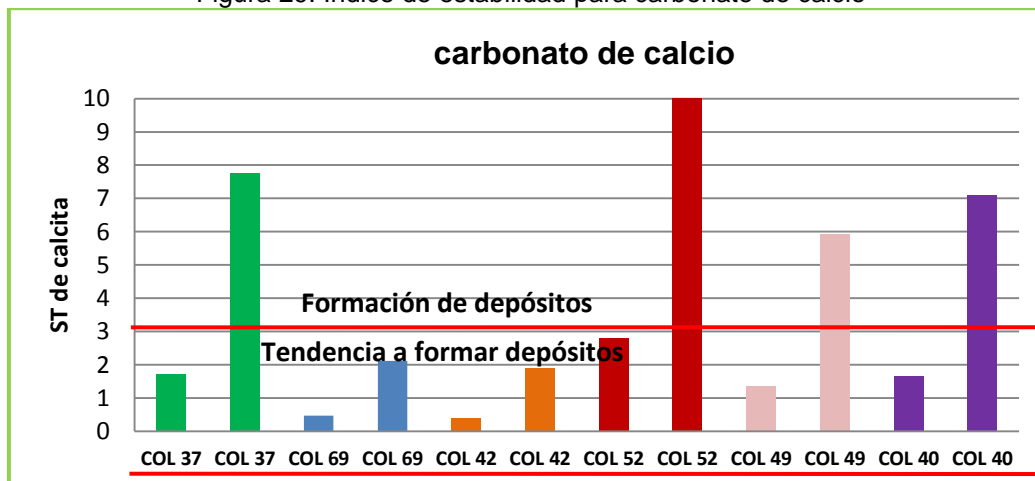
Figura 28. Índice de estabilidad para sulfato de bario.



Fuente: El Autor

Como se observa en la Figura 29, el pozo COL 52 muestra el mayor potencial para la formación de escamas de carbonato de calcio seguido por el pozo COL37, COL40 Y COL49.

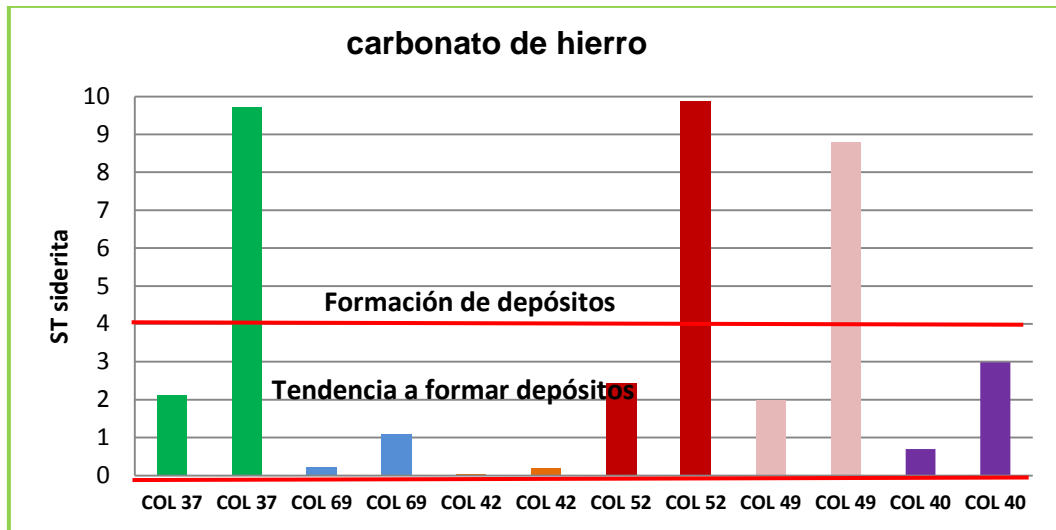
Figura 29. Índice de estabilidad para carbonato de calcio



Fuente: El Autor

La Figura 30, muestra que los pozos COL69, COL42, COL40 no son pozos con potencial incrustante respecto a escamas del carbonato hierro.

Figura 30. Índice de estabilidad para carbonato de hierro.



Fuente: El Autor

### **3.DISEÑO DEL FLUIDO PARA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO A PARTIR DE UNA SOLUCIÓN DE EDTA.**

El diseño de la solución remedial, consiste en un fluido base agente quelante que va acompañado de una serie de orgánicos.

A partir de la sal disódica  $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$  (producto comercial, Ver anexo S), se halló la máxima concentración en la que el producto puro es soluble en agua, siendo la máxima concentración 0.1g/mL; de esta manera se prepararon 3 soluciones de concentraciones diferentes, denotadas como Puro 1 de 5%, Puro 2 de 8% y Puro 3 de 10% de porcentaje P/v.

Para la preparación de los productos formulados, se adicionó 2gpt (galón por mil galones) de un surfactante y 2gpt de un estabilizador de arcilla a 700 gpt de cada producto puro. Se denotaron como Formulado 1 (F1), Formulado 2 (F2) y Formulado (F3).

Se realizaron las siguientes pruebas a los 6 productos preparados: 3 puros y 3 formulados.

#### **3.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL FLUIDO**

Los procedimientos seguidos para el tren de pruebas se siguen bajo lineamientos de las Normas API RP- 40,42.

##### **3.1.1 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. Se aplicó a productos puros y formulados.

### 3.1.2 Densidad

Se utiliza un picnómetro de volumen calibrado. Esta prueba se realizó a los productos puros y formulados.

### 3.1.3 pH

Se determinó este parámetro para productos puros y formulados. Los productos puros contaban inicialmente con pH ácido, por el cual se adicionó KOH para llevar a pH aproximado a 8, en el que el EDTA presenta el mayor efecto quelante.

### 3.1.4 Índice de Refracción

Esta prueba se realiza utilizando un refractómetro ATAGO Modelo R-5000. Esta prueba se realizó a los productos puros y formulados. La Tabla 13 resume los resultados de la caracterización básica.

Tabla 13. Resultados caracterización básica.

Producto	pH medido	Solubilidad en H <sub>2</sub> O	IR	$\rho$ a 22 °C [g/mL]
PURO 1	8,21	si	1,339	1,011
PURO 2	8,56	si	1,343	1,028
PURO 3	8,19	si	1,347	1,058
FORMULADO 1 (F1)	8,29	si	1,336	1,020
FORMULADO 2 (F2)	8,66	si	1,34	1,031
FORMULADO 3 (F3)	8,32	si	1,341	1,036

Fuente: El Autor

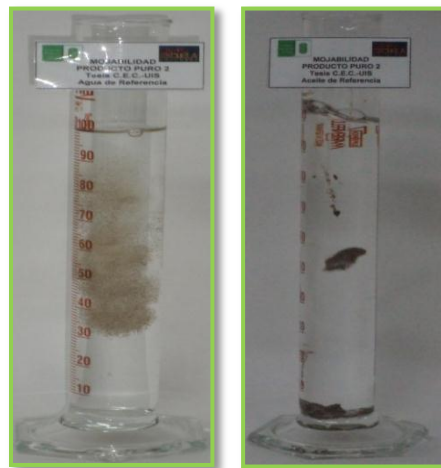
### 3.1.5 Espectro Infrarrojo

La prueba se realizó utilizando un espectrofotómetro Infrarrojo BRUKER Modelo Tensor 27, con el fin de tener la huella digital de los productos (puros y formulados). El Anexo R muestra el espectro infrarrojo y su caracterización.

### 3.1.6 Mojabilidad Visual

Este procedimiento permite determinar cualitativamente la tendencia humectante del disolvente. Se realizó solo en los disolventes puros. Estos mostraron tendencia a humectar por agua la arena de mugrosa, al dispersarla en contacto con agua de referencia y aglomerarla en contacto con el aceite de referencia como se observa en la Figura 31.

Figura 31. Prueba de Mojabilidad Producto Puro 2



Agua de Referencia    Aceite de Referencia

Fuente: El Autor

### 3.1.7 Sludges

Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados “Sludge”, a pesar que los sistemas no tengan tendencia a formar emulsiones. Los resultados se reportan de acuerdo a la Figura 32.

Figura 32. Clasificación prueba sludge.

<b>SIN SLUDGE</b> Sin partículas sólidas retenidas en la malla.	<b>TRAZAS</b> Pocas partículas sólidas retenidas en la malla.	<b>MODERADA</b> Partículas claramente presentes.	<b>ABUNDANTE</b> Muchas partículas grandes.
--	--	---	--

Fuente: El Autor

Los disolventes puros evaluados no presentaron precipitados sólidos remanentes en la malla (sin sludge). En la Figura 33, se muestra la malla en la prueba de Sludges del producto Puro 1.

**Figura 33. Prueba de Sludges Producto Puro 1**



Antes de la Prueba

Después de la Prueba

Fuente: El Autor

### **3.1.8 Rompimiento de Emulsiones**

Esta prueba indica la tendencia de un agente tensoactivo al aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera. Estas pruebas determinan la tendencia a emulsificar pero no las condiciones bajo las cuales ocurre o persiste durante las operaciones de estimulación. La estabilidad de una emulsión se mejora con la presencia de los finos de formación, por lo cual es necesario contar con arena de formación (Mesh 200). Se prepararon 100 ml de mezcla crudo COL59 – disolvente formulado en tres proporciones 25:75, 50:50 y 75:25. A cada mezcla se adicionaron 2.5 gramos de finos.

Se realizaron observaciones a los 0, 15 minutos, 1 y 24 horas. Aplica para los productos puros y formulados. El respectivo seguimiento de los productos y sus cambios durante la prueba se reportan en la Tabla 14.

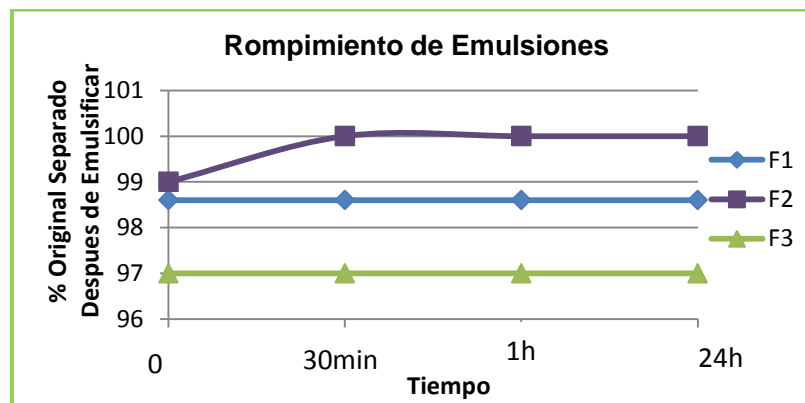
**Tabla 14. Resultados rompimiento de emulsiones**

PRODUCTO	F1			F2			F3		
Proporción Disolvente: Crudo	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25	25:75	50:50	75:25
Tiempo Establecido	PORCENTAJE DE ACIDO ORIGINAL SEPARADO A VARIOS INTERVALOS DE TIEMPO DESPUES DE EMULSIFICAR								
0	80	74	98.6	60	72	99	80	64	97
15 min	84	88	98.6	72	88	100	92	86	97
1 h	84	90	98.6	76	92	100	92	88	97
24 h	96	90	98.6	80	92	100	92	89	97
% Emulsión Final	10	1	1	20	1	1	12	1	1
VOL Emulsión Final (ml)	10	1	1	20	1	1	12	1	1
Sólidos	Finos al fndo			Finos al fondo			Finos al fondo	Suspendidos al fondo	Hinchados al fondo
Interface	Delgada			Delgada y definida			Delgada y definida		
VOL Sedimentos (ml)	<1			<1	1	<1	<1	0,5 en la interface	<1
Observaciones	Solución traslúcida	Solución lechosa	Solución turbia, lechosa	Solución traslúcida	Solución clara	Solución lechosa clara	Solución traslúcida	Solución clara	Solución clara
	Excelente Detergencia								

Fuente: El Autor

La Figura 34 muestra el porcentaje de volumen original separado después de emulsificar, para la proporción 25:75, donde un rompimiento de 25 ml equivale al 100%.

**Figura 34. Rompimiento de Emulsiones.**



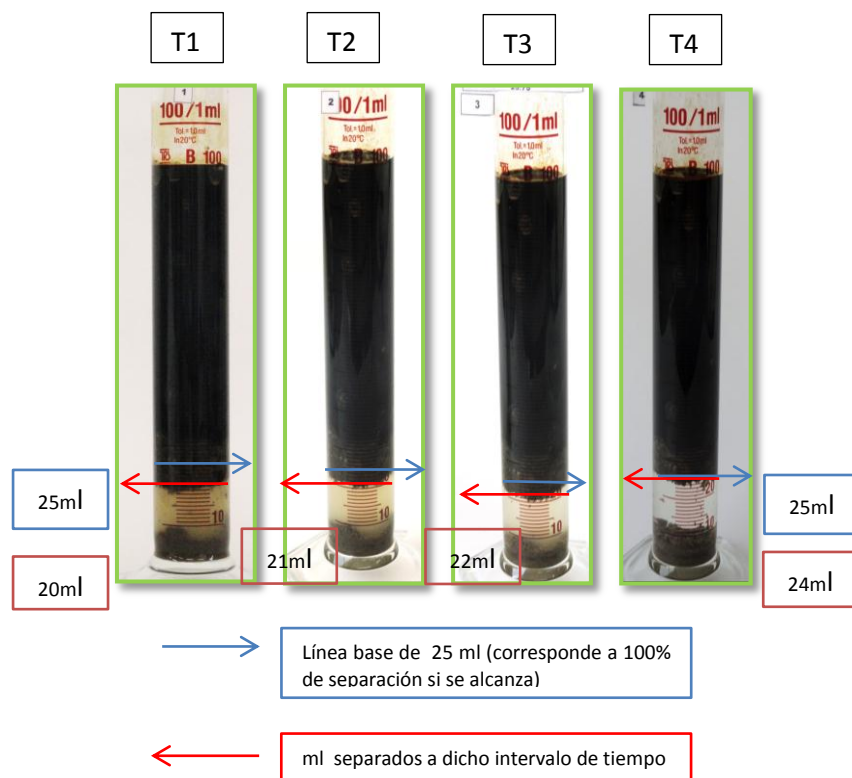
Fuente: El Autor

De acuerdo con esto, durante la prueba de emulsiones el producto F2 presentó el mejor comportamiento, al romper el 100% de la emulsión formada al cabo de los

30 min de haber iniciado la prueba; es decir, la fase crudo y disolvente, se encuentran bien separadas y la interface entre ellas bien definida, después de haber sido mezcladas.

La Figura 35, muestra la evolución del producto F1 en la proporción 25:75. La flecha de color azul indica un volumen de 25mL que correspondería a un porcentaje de rompimiento del 100%. La flecha de color rojo ejemplifica el volumen de rompimiento logrado en dicho intervalo de tiempo; así esta figura muestra como a medida que transcurre dicha prueba, la diferencia entre las dos flechas se reduce tendiendo a superponerse cuando se alcanza el tiempo de 24 horas, obteniendo finalmente un volumen de 24mL que corresponde a un rompimiento del 96%.

**Figura 35. Prueba de Emulsión Producto F1.**



Fuente: El Autor

## 3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO

Esta prueba determina el grado de compatibilidad que tiene el producto con los fluidos presentes en el yacimiento (agua y crudo). Se tiene en cuenta la incompatibilidad que se puede presentar por la constante de solubilidad, Kps, y la incompatibilidad por formación de precipitado permite 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 para identificar posibles incompatibilidades.

### 3.2.1 Compatibilidad disolvente/Fluido de yacimiento (Agua –Crudo)

Se llevó a temperatura de yacimiento de la arena C (174 F) durante 24 horas, agua de formación del pozo COL69, se observó formación de precipitado al cabo de este tiempo, como se muestra en la Figura 36. Con base en lo anterior, para las pruebas de compatibilidad se utilizó una salmuera sintética eléctricamente igual al agua de formación con las mismas concentraciones del análisis fisicoquímico realizado con anterioridad, con el fin de no tener interferencias en este procedimiento.

**Figura 36. Micro cristales en Agua de Formación COL 69**

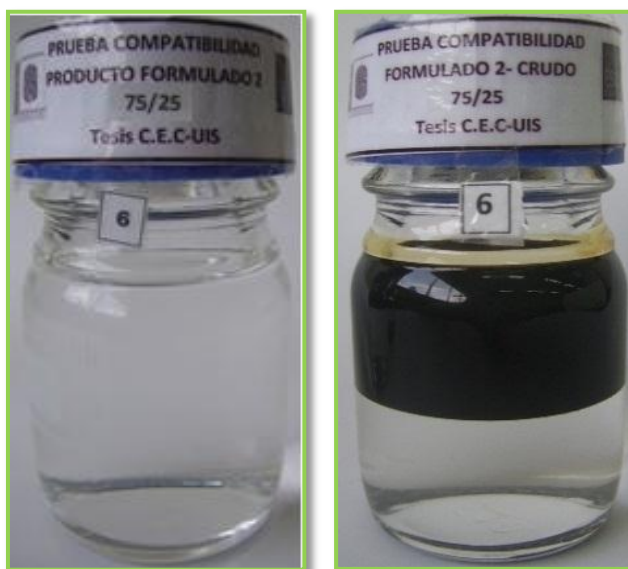


Fuente: El Autor

Se evaluó la compatibilidad entre la salmuera sintética y cada disolvente (formulado), en proporciones 25:75, 50:50 y 75:25; poniéndolos en contacto a la temperatura de yacimiento. Posteriormente, se tomó una alícuota de 50 mL de esta mezcla y se puso en contacto con 50 mL de crudo COL59, siguiendo el mismo procedimiento.

En la Figura 37 se observa que no se formó precipitado en las pruebas con agua y crudo, lo que indica que no se presentó algún tipo de incompatibilidad en esta etapa para el producto F2, proporción 75:25.

**Figura 37. Prueba de Compatibilidad para F2.**



Salmuera

Crudo

Fuente: El Autor

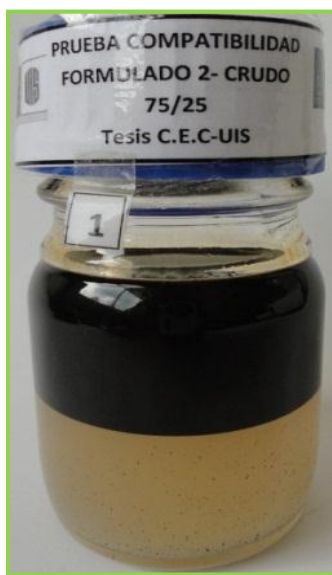
### **3.2.2 Compatibilidad con hierro**

Para esta prueba, la salmuera sintética se envenenó con una concentración de 200 mg/L de hierro y se evaluó de igual forma que el procedimiento 3.2.1. Previamente se determinó la capacidad que tienen los productos para disolver

hierro, esto con el fin de simular la capacidad de disolución que tienen los productos al estar en contacto con la tubería de producción. Este ensayo se realizó utilizando un cupón de hierro P110 de dimensiones 2cm x 3cm x 1/8 en el cual se expuso a cada disolvente puro (cumpliendo relación 6 mL/cm<sup>2</sup>) durante 24 horas a condiciones estáticas y a temperatura de yacimiento (174 F).

En la Figura 38 se observa que no se formó precipitado, lo que indica que no se presentó algún tipo de incompatibilidad envenenando con hierro.

**Figura 38. Prueba de Compatibilidad en presencia de hierro.**



Fuente: El Autor

La compatibilidad se evaluó mediante la observación de la mezcla a los tiempos: 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas registrados en la Tabla 15.

Los productos F1 y F3 mostraron incompatibilidad (cristales tipo aguja) en presencia de hierro. Por lo tanto el F2 es el producto seleccionado.

**Tabla 15. Compatibilidad Fluido-Fluido**

COMPATIBILIDADES			Tiempo						Ultimas Observaciones							
Proporciones. Producto:Agua			0	30 min	1 hr	2 hr	4 hr	6 hr	24 hr	Aspecto	Precipitado					
Formulado 1	Sin envenar	25:75	Compatible						Incolora	No						
		50:50														
		75:25														
	Con crudo 50:50	25:75														
		50:50														
		75:25														
	Envenando Fe ppm	25:75							Compatible						Amarillo claro	No
		50:50							Compatible				Incompatible			Cristales aguja
		75:25							Compatible							No
	Con crudo 50:50	25:75	Compatible						Amarillo claro	No						
		50:50														
		75:25														
Formulado 2	Sin envenar	25:75	Compatible						Incolora	No						
		50:50														
		75:25														
	Con crudo 50:50	25:75														
		50:50														
		75:25														
	Envenando Fe ppm	25:75							Compatible						Amarillo claro	No
		50:50							Compatible							
		75:25							Compatible			Incompatible		Compatible		
	Con crudo 50:50	25:75	Compatible						Amarillo claro	No						
		50:50..														
		75:25..														
Formulado 3	Sin envenar	25:75	Compatible						Incolora	No						
		50:50														
		75:25														
	Con crudo 50:50	25:75														
		50:50														
		75:25														
	Envenando Fe ppm	25:75							Compatible						Amarillo claro	No
		50:50							Compatible			Incompatible				Cristales aguja
		75:25							Compatible							No
	Con crudo 50:50	25:75	Compatible						Amarillo claro	No						
		50:50														
		75:25														

Fuente: El Autor

### 3.3 PRUEBAS TÉCNICAS

Estas se desarrollaron teniendo en cuenta procedimientos de evaluación de disolventes de Laboratorio de Análisis Petrofísico UIS.

### 3.3.1. Capacidad de disolución de calcita

Los disolventes se evalúan con base en su capacidad para disolver calcita a 80°C, 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:

- Determinación de la solubilidad de calcita en cada producto. La solubilidad es evaluada por medio de la concentración del calcio en una muestra filtrada, comparada con un blanco.
- Observación de la tendencia a re-precipitar las escamas de carbonato de calcio al enfriar las soluciones saturadas.
- 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>.

Las pruebas de disolución se realizaron inicialmente utilizando la proporción 2.5 gramos de calcita en 50 mL de disolvente. Con los resultados obtenidos se observó que después de las 4 horas no hubo disolución adicional de calcita, es decir la calcita fue el reactivo límite en esta reacción química porque se consumió por completo limitando la cantidad formada de metal-ligando (Ca-EDTA), por ello no existió una variación en la concentración durante el tiempo. Con base en estos resultados, se utilizaron 10 gramos de calcita y 50 mL de disolvente.

Para la primera etapa, 50 ml de disolvente (producto formulado) y 10 g calcita (Mesh 12), fueron sometidos a temperatura de prueba (80°C) durante aproximadamente una hora para que alcance el equilibrio.

Seguidamente, se adicionó la solución de disolvente al frasco que contenía la calcita, se agitó vigorosamente y se sometió a temperatura de prueba, activando el cronometro t=0. A las dos horas transcurridas, se tomó 1 mL de la muestra de la sección media del frasco, y se agregó a un tubo de ensayo que contenía 9 mL de

disolvente. Se llevó de nuevo al horno y se siguió el procedimiento anterior de toma de alícuota para los tiempos  $t= 2, 4, 8, 12, 18$  y 24 horas.

Para la segunda etapa, la última muestra (24 horas), se filtró y se separó el 50% para analizar la tendencia de re-precipitación de escamas. Se tomó 1 mL de la muestra de la sección media cuando la muestra estuviese a temperatura ambiente y se agregó a un tubo de ensayo que contenía 9 mL de disolvente.

Finalmente, para analizar la tendencia de re-precipitación de escamas variando el pH, se tomó el otro 50% restante de la prueba. Manteniendo constante la temperatura, se iba adicionando  $\text{CO}_2$  gaseoso a la solución hasta la no variación del pH en un intervalo de tiempo. Se tomó 1 mL de la muestra de la sección media del frasco, y se agregó a un tubo de ensayo que contenía 9 mL de disolvente.

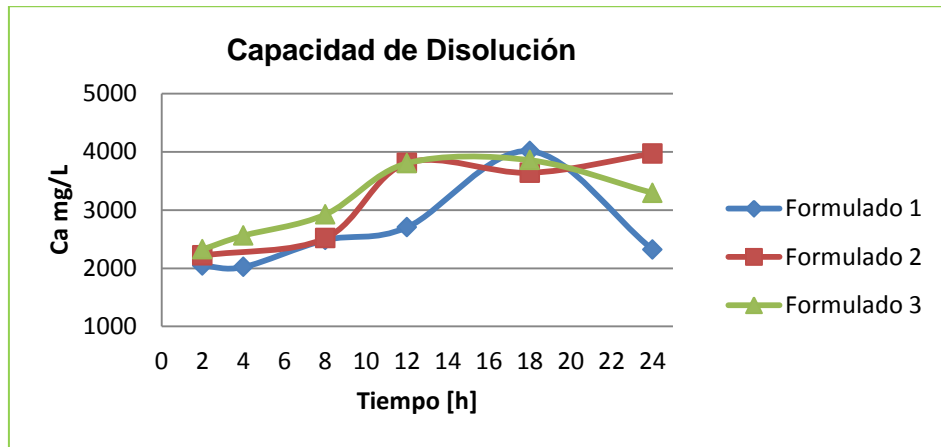
También se realizó dicho procedimiento, adicionando hierro al producto (200mg/L de Fe). A todas las muestras se les analizó calcio por absorción atómica.

Los resultados obtenidos en la pruebas de disolución de calcita, sin envenenar y contaminados con hierro para los productos formulados se presentan a continuación.

Los resultados de la capacidad de disolución se muestran en la Figura 39. Ésta permite observar que en el transcurso de las 24 horas de haber iniciado la prueba, los productos F2 y F3 muestran la mayor capacidad de disolución; sin embargo F3 fue descartado después de la prueba de compatibilidad.

Con base en los resultados, se concluye que la capacidad de disolución es de: 3487 Ca mg/L para F1, 3970 Ca mg/L para F2 y 4279 Ca mg/L para F3.

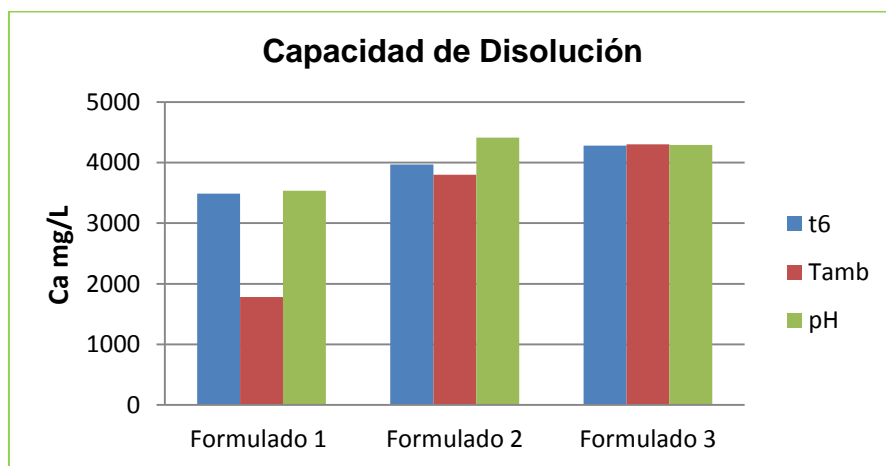
Figura 39. Capacidad de Disolución.



Fuente: El Autor

En la Figura 40 se muestra que no ocurre precipitación de calcita al disminuir el pH de la solución, lo que indica que el producto sigue quelando ante disminuciones de pH. En cuanto a disminuciones en la temperatura, el producto F1 disminuyó la cantidad de calcio disuelto, es decir precipitó. Los demás productos presentan un comportamiento estable.

Figura 40. Capacidad de Disolución variando T y pH

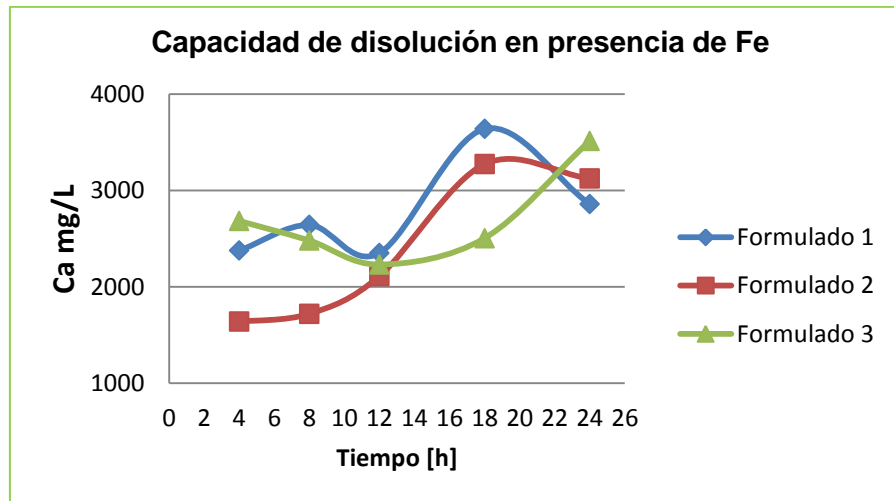


t6: Tiempo a las 24 horas. Tamb: Temperatura ambiente pH. Disminuyendo pH

Fuente: El Autor

Los resultados de la capacidad de disolución en presencia de hierro se muestran en la Figura 41.

Figura 41. Capacidad de Disolución en presencia de Fe



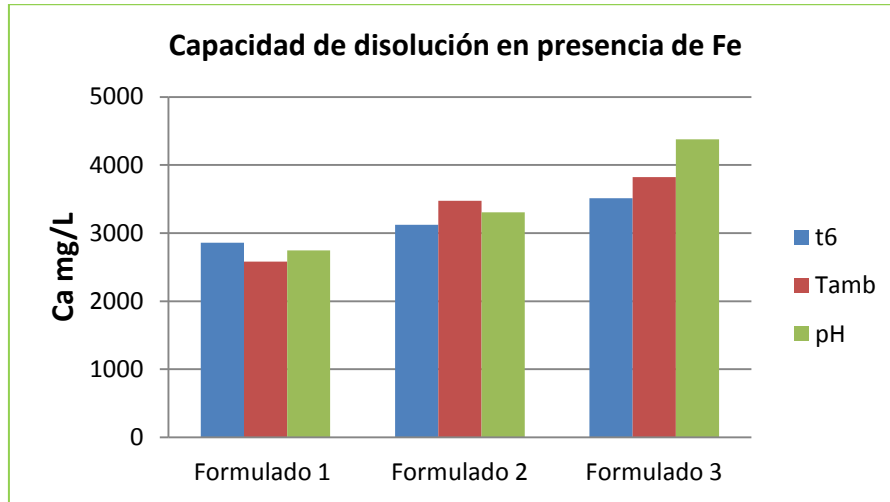
Fuente: El Autor

Ésta permite observar que en el transcurso de las 24 horas de haber iniciado la prueba, los productos F1 y F2 presentan la misma tendencia. F3 muestra la mayor capacidad de disolución, sin embargo F3 fue descartado después de la prueba de compatibilidad.

Con base en los resultados se concluye que la capacidad de disolución en presencia de hierro es de: 2858 Ca mg/L para F1, 3123 Ca mg/L para F2 y 3514 Ca mg/L para F3.

En la Figura 42 se muestra que aún en presencia de hierro la solución sigue quelando ante disminuciones de pH y disminuciones en la temperatura.

**Figura 42. Capacidad de Disolución variando T y pH en presencia de Fe.**



t6: Tiempo a las 24 horas. Tamb: Temperatura ambiente pH. Disminuyendo pH

Fuente: El Autor

Con base en la capacidad de disolución mostrada por el producto F2 (en presencia hierro: 3123 Ca mg/L); se evaluó la cantidad de EDTA requerida para disolver la cantidad de masa precipitada de  $\text{CaCO}_3$  para los pozos con SI >4 (escenario seguro de precipitación). Los datos se encuentran en la Tabla 16.

**Tabla 16. EDTA requerido / lb $\text{CaCO}_3$  precipitado**

POZOS	Lb $\text{CaCO}_3$ precipitado	Lb EDTA requerida	Volumen de F2 requerido (Gal)
COL37	1,2409	12,71	19,05
COL49	0,6432	6,59	9,87
COL52	5,4142	55,48	83,10

Fuente: El Autor

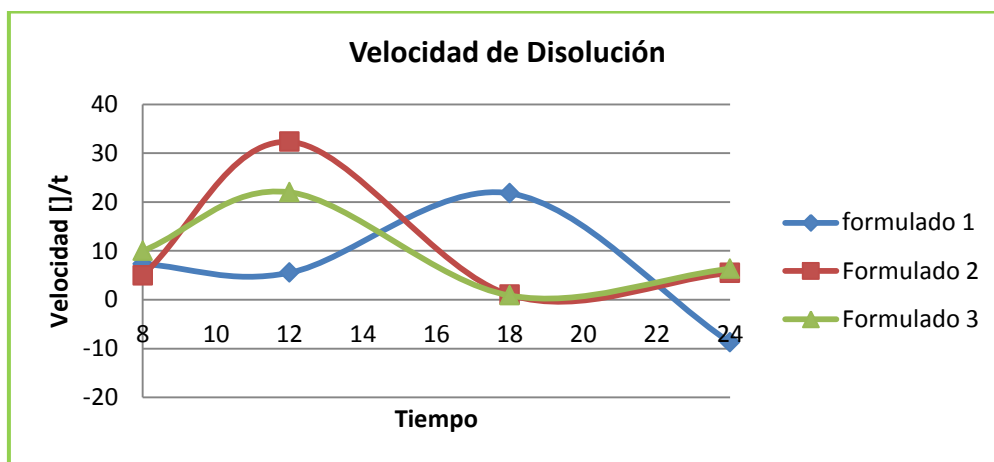
Para lo cual, COL52 requiere de 83,10 galones del producto F2 para disolver 5.41lb de  $\text{CaCO}_3$ , COL 37 requiere de 19,05 galones de F2 para disolver 1.24 lb de  $\text{CaCO}_3$  Y COL 49 requiere de 9,87 galones F2 para disolver 9,87 lb de F2 para un periodo de Noviembre 2011-Junio 2012.

Teóricamente la relación estequiométrica para la reacción entre el calcio y el EDTA es 1:1 (100,08g de  $\text{CaCO}_3$ : 372,24g de EDTA). Sin embargo para disolver 1,24lb de  $\text{CaCO}_3$  (562,87g) se requieren 4.46lb (2093,72 g) de EDTA F2, de esta forma se tiene rendimiento del 36% para dicha reacción.

### 3.3.1.1. Velocidad de Disolución

Este parámetro permite conocer el producto que disolvió mayor cantidad de calcita en un tiempo determinado. Se calcula con una ecuación diferencial ordinaria que involucra el cambio de la concentración de calcio para cada disolvente en un delta de tiempo igual a una hora. 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. 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 4, 8, 12, 18 y 24 horas.

Figura 43. Velocidad de Disolución de calcita.



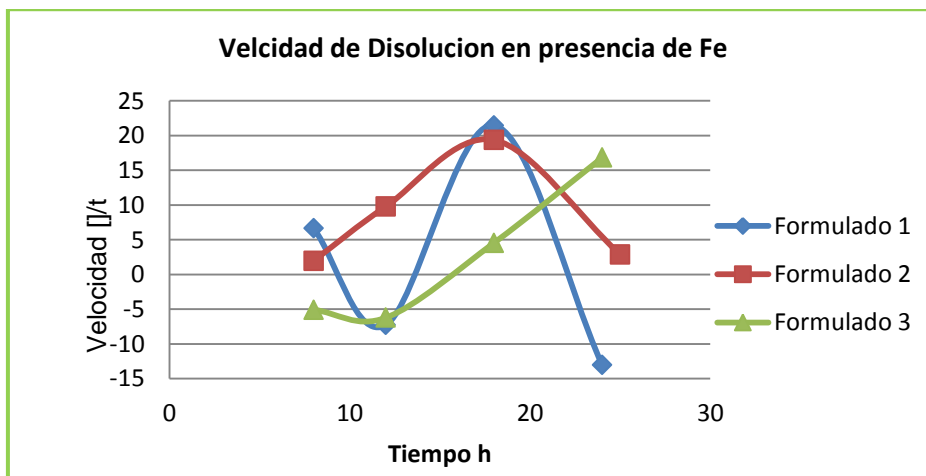
Fuente: El Autor

En la Figura 43, se muestra el comportamiento de la velocidad de disolución de calcita para cada producto. Se observa que el producto F2 muestra una mayor velocidad de disolución a las 12 horas de haberse puesto en contacto con calcita.

El producto F1 al estar en contacto con hierro disminuye su acción quelante respecto al calcio a las 12 horas de exposición, esto se reflejó en la Figura 44, y por ende en la velocidad de disolución.

El producto F2 encuentra su máximo nivel de disolución a las 18 horas. A las 24 horas a disminuido. En ese momento la capacidad de disolución disminuye. Con esto se evidencia que se disuelve prácticamente gran cantidad de calcita.

**Figura 44. Velocidad de Disolución en presencia de hierro**



Fuente: El Autor

De los tres productos analizados se decidió realizar la prueba de compatibilidad fluido roca con el producto F2, ya que él aprobó los requerimientos de la caracterización básica, mayor porcentaje de rompimiento en la prueba de emulsiones, buen comportamiento en la prueba de compatibilidades y presentó la mayor capacidad de disolución aun en presencia de hierro.

### 3.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA

Para evaluar la compatibilidad del producto con la roca, se realizó el desplazamiento, que consiste en el desplazamiento de una serie de fluidos a una muestra de roca representativa (*plug*) con el fin de simular la inyección del tratamiento, la inducción del daño y la producción de crudo. 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.

Antes del desplazamiento, la muestra debe pasar por tres procesos: Limpieza-Saturación- Restauración de mojabilidad.

La limpieza se realizó para sustraer de la muestra cualquier material extraño, para esto se empleó el método de Extracción Dean Stark-Soxhlet según la Norma API RP - 40 y como se observa en la Figura 45.

**Figura 45. Método de Extracción Dean Stark-Soxhlet**



Fuente: El Autor

Seguidamente fue sometida a un proceso de saturación en la que se desplazó

5 volúmenes porosos (vp) de agua sintética + 10 vp aceite mineral + 10 vp de crudo a tasa  $1 \text{ cm}^3/\text{min}$  para evitar el arrastre de finos y con el fin de que la muestra tenga condiciones similares a las de yacimiento. En la Figura 46 se ilustra el equipo utilizado para el proceso de saturación en la muestra. Se utilizó un core liquid permeameter (permeámetro).

**Figura 46. Proceso de Saturación.**



Fuente: El Autor

Posteriormente se realizó la restauración de la mojabilidad de la muestra, que consiste en la imbibición del plug en crudo del pozo COL59 a condiciones de temperatura y presión de yacimiento de la arena Mugroa C (174 F; 1330psi) con el fin de dejar la muestra en condiciones de mojabilidad inicial. Según *Anderson*<sup>33</sup> esta etapa debe realizarse durante 1000 horas, sin embargo otros autores como *Ciuc*<sup>34</sup> han comprobado que en menos tiempo se logra el equilibrio mojante. Experimentos en laboratorio han mostrado que 336 horas (14 días) es el tiempo

---

<sup>33</sup> Anderson, en 1986 recomienda que el tiempo de restauración de la mojabilidad sea de 1000 horas porque es el tiempo necesario para medir el ángulo de contacto sobre una superficie plana en su valor de equilibrio.

<sup>34</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.

suficiente para restaurar la mojabilidad. Esta última consideración fue tenida en cuenta para la prueba.

La muestra a desplazar es: BERE A B23-21. En la Tabla 17 se presenta el análisis cualitativo acerca de las fases cristalinas presentes en la muestra, donde se evidencia la ausencia de calcita en esta muestra. Cabe resaltar que no se utilizaron *plugs* de Campo Colorado ya que los disponibles no presentan permeabilidades aptas para el desarrollo de la prueba y han sido desplazados con sustancias contaminantes.

**Tabla 17. Identificación Mineralógica**

FASE		NOMBRE
Cristalinos	$\text{SiO}_2$	Cuarzo
	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$	Caolinita
	$\text{KAlSi}_3\text{O}_8$	Microclina
	$\text{Na}(\text{AlSi}_3\text{O}_8)$	Albita
	$\text{KAl}_2(\text{Si,Al})_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$	Moscovita

Fuente: Informe 101-12 Difracción de Rayos X. UIS

La Tabla 18 resume las propiedades petrofísicas de dicha muestra.

**Tabla 18. Datos de Plug BERE A B23-21**

BERE A B23-21							
K (mD)	K al gas(mD)	K klinkenberg(mD)	Porosidad $\emptyset$	Longitud Promedio	Diámetro Promedio	Volumen Total (VT)	Volumen Poroso (vp)
42,55	43,7	42,6	16,98%	5,314	3,812	60,6481	10,298

Fuente: El Autor

### 3.4.1 Evaluación de la solución remedial

Figura 47. Remoción de  $\text{CaCO}_3$  en *plug*, mediante Tratamiento Base EDTA.



Fuente: El Autor

La Figura 47 muestra el efecto que tendría el tratamiento sobre la muestra (*plug*) en el desplazamiento.

La evaluación de la solución remedial, se realizó mediante el desplazamiento de un Preflujo orgánico, crudo y tratamiento principal base EDTA, como se especifica en la Tabla 19.

- **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.
- **Crudo:** Permite simular la producción de crudo en la muestra y evalúa la permeabilidad después de cada tratamiento.

- **Tratamiento principal gastado:** Es el producto (F2) en contacto con la calcita y permite simular el tratamiento al salir del yacimiento.

**Tabla 19. Protocolo de Desplazamiento**

ORDEN	PRODUCTO	Volúmenes Porosos
1	Preflujo Orgánico	1
Tiempo Remojo= 4 Horas		
2	<b>Tratamiento Principal 1 base EDTA</b>	2
Tiempo Remojo= 24 Horas		
3	Preflujo Orgánico	1
4	Crudo Pozo COL59	Estabilización de $\Delta P$
5	Tratamiento Principal Gastado	2
6	Preflujo Orgánico	1
7	Crudo Pozo COL59	Estabilización de $\Delta P$
8	Inducción de Daño ( $\text{CaCO}_3$ )	
Tiempo Remojo= 4 u 8 Horas		
9	Crudo Pozo COL59	Estabilización de $\Delta P$
10	Preflujo Orgánico	1
Tiempo Remojo= 4Horas		
11	<b>Tratamiento Principal 2 base EDTA</b>	2
Tiempo Remojo= 24Horas		
12	Preflujo Orgánico	1
13	Crudo Pozo COL 59	Estabilización de $\Delta P$

Fuente: El Autor

Antes de iniciar con el protocolo mencionado, se debe determinar la permeabilidad de referencia ( $K_{ref}$ ) después de la restauración de mojabilidad del plug. En la Tabla 20 se muestran los ciclos de salmuera-crudo y sus  $\Delta P$  para determinar dicha permeabilidad de referencia.

Inicialmente se realizaron 4 ciclos de inyección de salmuera sintética -crudo hasta que los valores del diferencial de presión ( $\Delta P$ ) de los dos últimos ciclos variaran en menos del 10%.

**Tabla 20. Ciclos Agua-Crudo**

<b>Ciclo</b>	<b>Diferencial de presión (psi)</b>
1 - Crudo	14
1 - Agua	40
2 - Crudo	12
2 - Agua	47
3 - Crudo	11
3 - Agua	50
4 - Crudo	11

Fuente: El Autor

Se obtuvo como promedio un  $\Delta P$  de referencia respecto al crudo de 11 psi.

De esta manera, se continuó con el protocolo de desplazamiento descrito en la Tabla 19, iniciando con la inyección del preflujo orgánico, seguida con la solución remedial EDTA, inducción del daño y la evaluación del diferencial de presión en la producción de crudo después del tratamiento.

### **3.5. EFICIENCIA DE LA SOLUCIÓN REMEDIAL BASE EDTA EN LA REMOCIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.**

La Figura 48 ejemplifica el comportamiento respecto a los diferenciales de presión ( $\Delta P$ ) obtenidos para cada una de las etapas del desplazamiento; estos permiten determinar la variación de la permeabilidad en cada una de las etapas

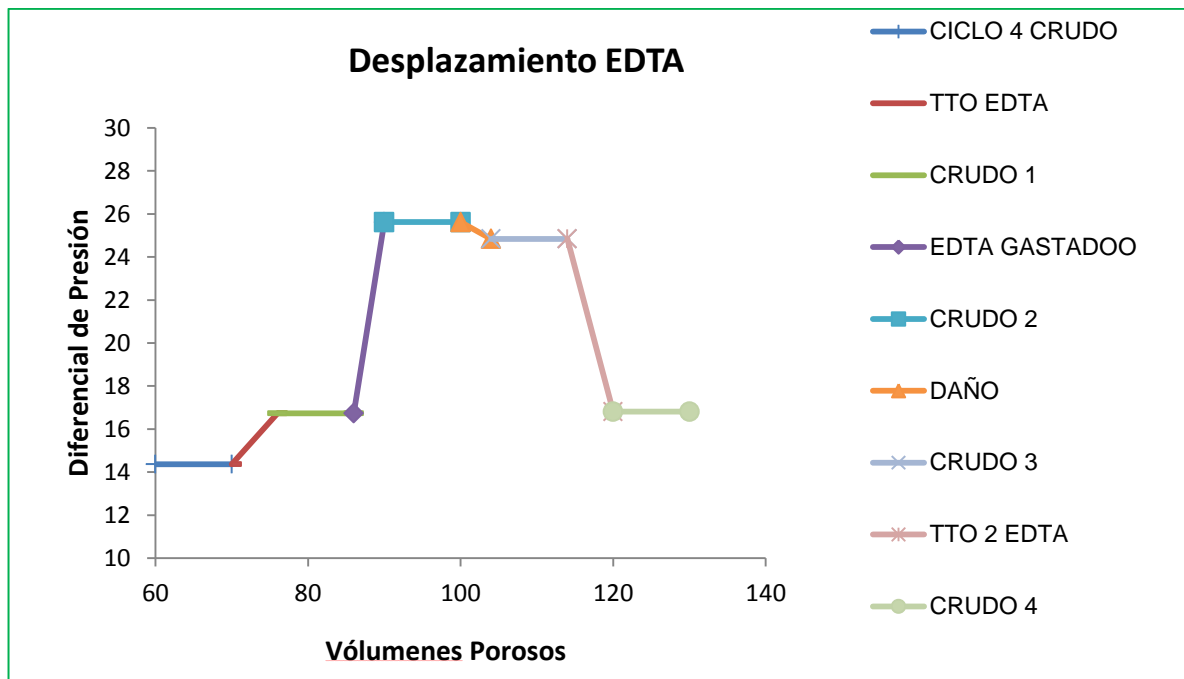
siguiendo la ecuación de Darcy que se muestra en la Ecuación 15 donde la permeabilidad es inversamente proporcional a los diferenciales de presión.

$$K = \frac{q\mu L}{a\Delta P} \quad Ec. 15$$

Donde

K: Permeabilidad (Darcys)	q: Caudal (cm <sup>3</sup> /min)
μ: Viscosidad (cp)	L: Longitud (cm)
a: Area (cm <sup>2</sup> )	ΔP: Diferencial de presión (psi)

**Figura 48. Diferencial de presión vs Volúmenes porosos**



Fuente: El Autor

Después de realizar la limpieza con el desplazamiento del Preflujo orgánico se sigue con:

■ Tratamiento Principal 1: Al realizar la primera inyección del tratamiento, el diferencial de presión aumenta, por lo que la permeabilidad disminuye en un 19% respecto a la  $K_{ref}$ . De acuerdo con esto el tratamiento le induce un daño leve o algún tipo de obstrucción al *plug* inicialmente.

▲ Crudo 1: Seguidamente se da el paso a la primera producción de crudo, donde el diferencial de presión se estabiliza y por tanto su permeabilidad se mantiene constante.

✖ Tratamiento Principal Gastado: Principal Gastado: En esta etapa, el diferencial de presión aumenta significativamente, obteniendo una disminución superior al 100% en la permeabilidad respecto a la  $K_{ref}$ . Toda solución acuosa por si misma genera algún tipo de interferencia en el *plug*; el tratamiento gastado lleva consigo material sólido que puede ser el causante de este daño generando un declive en la permeabilidad.

✖ Crudo 2: Seguidamente se da el paso a la segunda producción de crudo, donde el diferencial de presión se estabiliza y por tanto su permeabilidad se mantiene constante.

● Inducción del daño: Para dicha inducción, es decir, para formar un precipitado y simular la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, se realizaron dos soluciones; la primera de cloruro de calcio ( $CaCl_2$ ) y la segunda de bicarbonato de sodio ( $NaHCO_3$ ) siendo la concentración de estas equivalente a 800 mg/L (para la selección de esta concentración se tuvo en cuenta la cantidad de calcio y carbonatos en el agua de formación del pozo COL52 y se duplicó para representar cierta saturación). Estas soluciones se inyectaron en su orden. El daño ocasionado en la etapa anterior generó una obstrucción considerable (esto se considera como un daño permanente), por lo que en esta etapa no se puede generar un daño adicional.

El tratamiento gastado inyectado anteriormente, permitió disminuir la permeabilidad; ya que seguidamente la permeabilidad aumentó al adicionarse las soluciones acuosas propias de la etapa de inducción.

— Crudo 3: Seguidamente se da el paso a la tercera producción de crudo, donde el diferencial de presión se estabiliza y por tanto su permeabilidad se mantiene constante.

— Tratamiento Principal 2: Al realizar la segunda inyección del tratamiento, el diferencial de presión disminuye, por lo que la permeabilidad aumenta hasta el valor del primer desplazamiento de crudo.

Comparando los dos tratamientos principales base EDTA, para ambos casos hubo un incremento en el diferencial de presión

— Crudo 4: Finalmente se da el paso a la cuarta producción de crudo, donde el diferencial de presión se estabiliza y por tanto su permeabilidad se mantiene constante.

Finalmente con el Tratamiento Principal 2, la remoción se hace parcialmente ya que no se regresa a la K de referencia; sin embargo se hace notoria la disminución del diferencial de presión respecto a la inducción del daño.

### **Resultados de la prueba de desplazamiento.**

De acuerdo con estos resultados se puede afirmar que el disolvente base EDTA F2 remueve parte de los depósitos presentes en la muestra, pero no en su totalidad. Ante esto, la solución es incluir preflujos orgánicos y reductores de tensión interfacial dentro del protocolo de desplazamiento, para garantizar el retorno de los ácidos gastados, que finalmente son los que generan obstrucción en el plug.

#### 4. CONCLUSIONES

- ✓ Se identificó tendencia incrustante del agua de formación del Campo Colorado para dos tipos de escamas: calcita y siderita con base en la caracterización fisicoquímica.
- ✓ Se realizó la caracterización fisicoquímica del agua de formación de Campo Escuela Colorado de pozos pertenecientes de la formación Mugrosa zona B y C.
- ✓ Se determinó el carácter incrustante de los pozos muestreados, esto permitió clasificar al pozo COL52, como el más crítico en cuanto a precipitación de carbonato de calcio en fondo, con potencial incrustante de 64,45 Lb de carbonato de calcio precipitado por kilo-barril agua producido; seguido de COL37 con 62,04lb de carbonato de calcio precipitado por kilo-barril agua producido, COL49 con 37,09 Lb carbonato de calcio precipitado por kilo-barril agua producido y COL40 con 30,29 Lb carbonato de calcio precipitado por kilo-barril agua producido. Estos datos fueron obtenidos a partir de la caracterización fisicoquímica utilizando el software SCALE CHEM.
- ✓ El agua de formación del Campo Escuela Colorado presenta un rango de salinidades entre 9000 – 26000 mg/L Cl<sup>-</sup>; propias de este tipo de aguas. El agua de formación del pozo COL40 presenta la mayor salinidad de los pozos muestreados: 25935,57 mg/L Cl<sup>-</sup>.

- ✓ Los pozos COL37, COL52 y COL49 presentan fuerte tendencia para formación de depósitos de carbonato de hierro en fondo de pozo. El pozo COL37 muestra una precipitación de 3,477 Lb de siderita por KBBL de agua producida.
- ✓ Los IS obtenidos para los pozos COL69 y COL42 presentan tendencia incrustante para carbonato de calcio y/o carbonato de hierro.
- ✓ Los IS obtenidos permitieron calcular la cantidad de calcita precipitada durante el periodo comprendido entre noviembre de 2011 a junio de 2012 para COL 52 es de 5,41lb de calcita, para COL37 es de 1,24 lb de calcita y para COL49 es de 0,64 lb de calcita.
- ✓ La solución remedial seleccionada fue el producto formulado base EDTA, de concentración 8% (P/v). Este mostró la capacidad de disolución más alta: 3123mg/L en presencia de hierro.
- ✓ El rendimiento de la reacción entre el calcio y el EDTA para el producto diseñado fue de 36%. Con base en esto se necesitan emplear 83,10 Gal de EDTA formulado para disolver 5,41lb de  $\text{CaCO}_3$  precipitado para COL 52.
- ✓ La formulación del producto requiere la utilización de un estabilizador de arcillas y surfactantes que garanticen separación de fases en el posible escenario de formación de emulsiones.
- ✓ El producto Formulado base EDTA, es compatible con los fluidos del yacimiento.
- ✓ El producto Formulado base EDTA, es compatible con la roca del yacimiento, sin embargo requiere preflujos orgánicos y reductores de tensión interfacial.

- ✓ El diseño del producto requiere temperatura y agitación adecuada para garantizar la solubilidad.
  
- ✓ La concentración de magnesio y calcio de los pozos analizados (mayor a 1500 mg/L), permite clasificar el agua de formación del Campo Escuela Colorado como *agua dura*.
  
- ✓ Se diseñó un protocolo específico para la recolección de muestras en cabeza de pozo aplicado al Campo Escuela Colorado, permitiendo obtener muestras representativas y en condiciones aptas para su análisis.

## 4.1 RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar monitoreos periódicos (por lo menos 2 veces al año) del agua de formación del Campo Escuela Colorado.
- ✓ Evaluar la criticidad de las depositaciones de siderita para C.E.C y diseñar una solución remedial si lo amerita.
- ✓ Evaluar el tratamiento diseñado a escala de laboratorio, adicionando pre-flujos orgánicos y reductores de tensión interfacial con el fin de garantizar el retorno del ácido gastado para mejorar la efectividad del producto.
- ✓ Realizar un muestreo de fluidos en fondo con el fin de obtener una caracterización más representativa.
- ✓ Analizar las muestras de los depósitos formados en tubería y varilla, durante los programas de intervención a los pozos con el fin de obtener evidencia física que corroboren los análisis realizados.
- ✓ Realizar un programa de corazonamiento de pozos del Campo Escuela con el fin de tener núcleos representativos de roca, para efectos investigativos.
- ✓ Priorizar los problemas de daño a la formación presentado en Campo Colorado, para dar solución al que genere mayor impacto en la producción. Esto involucra comparar los efectos de las acumulaciones orgánicas con las inorgánicas.
- ✓ Utilizar el protocolo diseñado para los procesos de muestreo en campo con el fin de establecer un procedimiento estándar.

## 4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

### ARTÍCULOS

- ✓ ANDERSON, W G. Wettability Literature Survey-Part 2 Wettability Measurement, SPE-13933 JPT. Nov 1986.
- ✓ CASAL Jordi, MATEU Enric. Standard Practices for Sampling Water from Closed Conduits, Desigantion: D 3370- 95. Tipos de Muestreo, Rev. Epidem.Med.Prev. (2003).
- ✓ CUIEC L.A. Restoration of the Natural Stateof Core Samples. SPE-5634.1975.
- ✓ JORDAN, M M. HOHNSTON, C J. BUCKMAN, J. Direct Monitoring of the Performance of Scale Control Programs across the Produced Water Life Cycle via Suspended Solids Analysis. Nalco. HERIOT WATT UNIV , SPE-93892, Producing OIL and Gas. 2005.
- ✓ 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.
- ✓ OILFIELD REVIEW AUTUMN 1999. Volume 11. La lucha contra las incrustaciones, remocion y prevencion. Issue 3.
- ✓ OPCIONES PARA LA ESTIMULACION DE POZOS DE ALTA TEMPERATURA. Oilfield Review Primavera 2009. Spanish.No 4.
- ✓ Rhudy J.S, REMOVAL OF MINERAL SCALE FROM RESERVOIR CORE BY SCALE DISSOLVER. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Held in New Orleans. SPE 25161. 1993.

- ✓ STALKER Graham GM, SIMPSON C. The Impact of Inorganic Scale Deposits and Their Removal on General CO<sub>2</sub> Corrosion Rates and Corrosion Inhibitor Performance. SPE-87554 Producing Oil and Gas 2004.
- ✓ TAHERI A, ZAHEDZADEH M, MASOUDI R, ALIKHANI F, ROAYAEI E, GHANAVATI M. Evaluation of Reservoir Performance under Water Injection considering the effect of Inorganic Scale Deposition in an Iranian Carbonate Oil Reservoir., National Iranian OIL CO. PETRONAS En: SPE-121221 M. Reservoir Eng and Rec Method. (2009)
- ✓ WEBB P, KUHN J, Enhanced Scale Management through the Application of Inorganic Geochemistry and Statistics. Shell UK Ltd. Shell China E&P CO LTD. En: SPE-87458, Producing Oil and Gas (2004).
- ✓ W.E.Kline. EDTA Remove Formation Damage at Prudhoe Bay. Journal of Petroleum Technology, SPE (Aug 1983). P 1783-1791.

### **LIBROS /otros documentos**

- ✓ American Public Health Association, American Water Works Association and Water Pollution Control Federation. New York. American public health association Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, Ed. 14. 1976.
- ✓ AWWA (American Water Works Association), APHA (American Public Health Association) y WPCF (Water Pollution Control Federation. Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales. Norma 1060A. p 1-33.
- ✓ AWWA (American Water Works Association), APHA (American Public Health Association) y WPCF (Water Pollution Control Federation. Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales. Norma 2330B. p 2-46.

- ✓ BARNA B. A, PATTON J.T. Permeability Damage from Drilling Fluid Additives. SPE-3830 (1972)
- ✓ ECOPETROL.PROCEDIMIENTO TECNICO GENERAL PARA LA TOMA DE MUESTRAS EN CAMPO, Version 05, 26-10-09. UST-152-P-303
- ✓ F. Civan. RESERVOIR FORMATION DAMAGE. Second edition 2007. Chapter 24. p956
- ✓ HARRIS, Daniel. Análisis Químico Cuantitativo. 3° Edición. Ed.Reverté 2007.
- ✓ M, KELLAND. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. Editorial CRC Press, 2009. Chapter 3, p85.
- ✓ NORMA API- RP 42.
- ✓ NORMA API- RP 44.
- ✓ PATTON, Charles C. OILFIELD WATER SYSTEMS. Publicado por Campbell Petroleum Series. Chapter 2,3.
- ✓ PINZON, Carmen; MORALES, Haydee. DEPOSITACIONES INORGANICAS. Modelamiento de la Prediccion en Sistemas de Hidrocarburos. Universidad Surcolombiana. Neiva 2006.
- ✓ REPORTE DATOS DE PRODUCCIÓN EN CAMPO COLORADO. Fuente: Compilado Información Yacimientos Campo Colorado 2011.
- ✓ REPORTE DE LABORATORIO CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL AGUA ANÁLISIS DE AGUA DE LA ZONA B EN EL CAMPO COLORADO. Fuente: Compilado de Información Yacimientos Campo Colorado 2007.

## **TESIS**

- ✓ CRISTANCHO Diana Marcela, HOYOS Jorge Mario. Procedimientos Metodologicos para la Caracterizacion de Fluidos de Campos Maduros, Aplicacion a los Fluidos del Campo Colorado. Tesis de Grado UIS 2008.

- ✓ CASTILLO A., RIOS J. Caracterizacion Petrofisica a partir de nucleos de perforacion y registros de pozo para las areniscas de la formacion mugrosa del Campo Clorado bloques I y I. Tesis de Grado UIS 2008.
- ✓ PONTON Diego, PAMBABAY Lliana. Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción. Tesis de Grado Escuela Superior Politécnica del litoral 2008.

## 4.3 ANEXOS

### Anexo A. Toma de muestra en tanque. COL 42



Fuente: El Autor

### Anexo B. Toma de muestra en cabeza. COL69



Fuente: El Autor

**Anexo C. Adecuación de línea Toma-muestra COL37**



Fuente: El Autor

**Anexo D. Toma de muestra COL40**



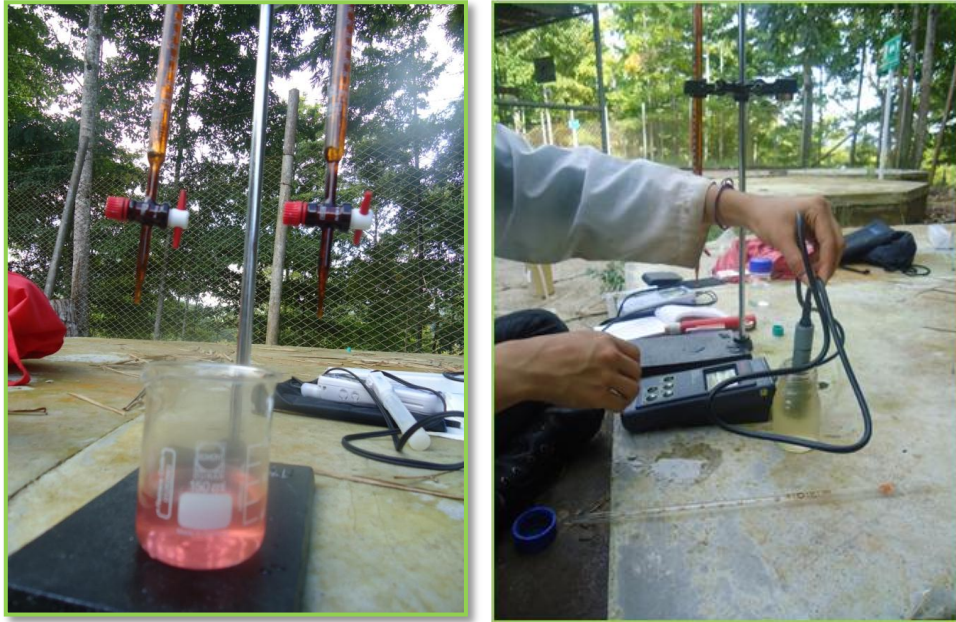
Fuente: El Autor

**Anexo E. Equipo de Trabajo**




Fuente: El Autor

### Anexo F. Medición de Alcalinidad y conductividad en campo



Fuente: El Autor

### Anexo G. Etiqueta de identificación de muestras


POZO N°:
FECHA:
HORA:
PRESERVACION:

Fuente: El Auor

**Anexo H. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL37**

COL 37						
Muestra		1	2	3	4	5
Cationes mg/L	Calcio	187	339	353	382,5	244
	Bario	0,17	0,16	0,23	0,03	0,17
	Hierro	14,51	24,45	17,23	21,18	20,53
	Magnesio	128	118	129	117	110
	potasio	72,33	72,33	63,29	27,12	18,08
Aniones mg/L	Bicarbonatos	565,47	603,17	477,51	615,73	691,13
	Sulfatos	5,5	4,7	4,4	6	3,9
	Cloruros	17140,64	17175,74	17842,55	18193,51	17316,12
Dureza Total mgCaCO <sub>3</sub> /L		3704,8	3810,4	3784	3669,6	3696
Alcalinidad Total mgCaCO <sub>3</sub> /L		463,5	494,4	391,4	504,7	566,5
Conductividad mS/cm		51,1	50,8	50,9	53,1	52,2
Resistividad Ωm		0,196	0,197	0,196	0,188	0,192
pH		6,89	6,92	6,29	6,73	6,66

COL 37						
Muestra		6	7	8	9	Promedio
Cationes mg/L	Calcio	516,6	522,2	953,4	984,2	497,99
	Bario	2,39	5	101,96	96,74	22,98
	Hierro	12,18	18,01	6,29	24,38	17,64
	Magnesio	350	346	360	328	220,67
	potasio	325	365	204	182	147,68
Aniones mg/L	Bicarbonatos	527,77	527,77	477,51	578,04	562,68
	Sulfatos	1,9	3	2,3	6,3	4,22
	Cloruros	18074,18	18425,14	18881,38	17933,8	17887,01
Dureza Total mgCaCO <sub>3</sub> /L		3968,25	3841,5	4134	3919,5	3836,45
Alcalinidad Total mgCaCO <sub>3</sub> /L		432,6	432,6	391,4	473,8	461,21
Conductividad mS/cm		48,75	50,1	52,4	50,9	51,14
Resistividad Ωm		0,205	0,2	0,191	0,196	0,2
pH		6,78	6,77	7,12	6,77	6,77

Fuente: El Autor

**Anexo I. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL40**

COL 40					Promedio
<b>Cationes mg/L</b>	<b>Calcio</b>	591,00	652,20	645,40	629,53
	<b>Bario</b>	10,22	1,52	0,65	4,13
	<b>Hierro</b>	507	7,26	5,17	5,83
	<b>Magnesio</b>	620,00	765,00	404,00	596,33
	<b>potasio</b>	293,00	416,00	169,00	292,67
<b>Aniones mg/L</b>	<b>Bicarbonatos</b>	289,02	314,15	289,02	297,40
	<b>Sulfatos</b>	15,30	3,20	4,20	7,57
	<b>Cloruros</b>	24075,51	25023,09	25935,57	25011,39
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		5040,75	5250,38	5747,63	5346,25
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		236,90	257,50	23690	243,77
<b>Conductividad mS/cm</b>		65,6	67,8	68,9	67,43
<b>Resistividad Ωm</b>		0,15	0,15	0,15	0,15
<b>pH</b>		7,27	7,41	7,01	7,23

Fuente: El Autor

**Anexo J. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL42**

COL 42					
Muestra		1	2	3	Promedio
<b>Cationes mg/L</b>	<b>Calcio</b>	194,60	265,20	264,60	241,47
	<b>Bario</b>	0,26	0,36	0,27	0,30
	<b>Hierro</b>	1,74	0,49	0,56	0,93
	<b>Magnesio</b>	42,00	37,60	36,60	38,73
	<b>potasio</b>	36,17	27,12	63,29	42,19
<b>Aniones mg/L</b>	<b>Bicarbonatos</b>	257,60	257,60	270,17	261,79
	<b>Sulfatos</b>	13,20	13,00	13,30	13,17
	<b>Cloruros</b>	12016,70	11595,55	11876,32	11829,52
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		4030,40	4136,00	3920,40	4028,93
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		211,15	211,15	221,45	214,58
<b>Conductividad mS/cm</b>		36,80	32,60	33,20	34,20
<b>Resistividad Ωm</b>		0,27	0,31	0,30	0,29
<b>pH</b>		6,86	6,66	6,9	6,81

Fuente: El Autor

**Anexo K. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL49**

<b>COL 49</b>					
<b>Muestra</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>Promedio</b>
<b>Cationes mg/L</b>	<b>Calcio</b>	347,80	392,60	433,40	391,27
	<b>Bario</b>	5,00	5,87	2,83	4,57
	<b>Hierro</b>	8,84	11,07	11,27	10,39
	<b>Magnesio</b>	8,00	158,00	109,00	118,33
	<b>potasio</b>	190,00	201,00	184,00	191,67
<b>Aniones mg/L</b>	<b>Bicarbonatos</b>	351,85	389,55	326,72	356,04
	<b>Sulfatos</b>	14,80	8,40	10,40	11,20
	<b>Cloruros</b>	15266,54	15547,31	17161,70	15991,85
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		2407,28	2593,50	2778,75	2593,18
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		288,40	319,30	267,80	291,83
<b>Conductividad mS/cm</b>		42,7	43,4	47,9	44,67
<b>Resistividad Ωm</b>		0,23	0,23	0,21	022
<b>pH</b>		6,88	6,9	6,92	6,90

Fuente: El Autor

**Anexo L. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL69**

<b>COL 69</b>						
<b>Muestra</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>Promedio</b>
<b>Cationes</b>	<b>Calcio</b>	264,00	495,50	722,50	684,50	541,63
	<b>Bario</b>	0,29	0,26	0,29	0,15	0,25
	<b>Hierro</b>	3,56	1,89	1,79	3,24	2,62
	<b>Magnesio</b>	28,60	22,40	30,60	32,80	28,60
	<b>potasio</b>	18,08	72,33	36,17	27,12	38,43
<b>Aniones</b>	<b>Bicarbonatos</b>	226,19	219,91	276,45	251,32	243,47
	<b>Sulfatos</b>	4,30	4,80	2,00	2,30	3,35
	<b>Cloruros</b>	9840,78	9735,49	9489,82	9805,68	9717,94
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		1548,80	1509,20	1518,00	1601,60	1544,40
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		185,40	180,25	226,60	206,00	199,56
<b>Conductividad mS/cm</b>		29,60	29,60	28,90	30,10	29,55
<b>Resistividad Ωm</b>		0,34	0,34	0,35	0,33	0,34
<b>pH</b>		6,65	6,89	6,96	6,86	6,84

Fuente: El Autor

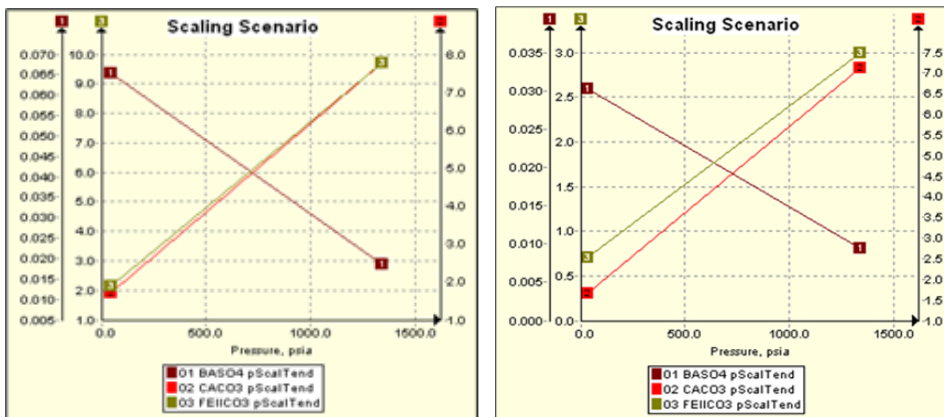
**Anexo M. Caracterización Físicoquímica de Aguas de Formación COL52**

<b>COL 52</b>							
<b>Muestra</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Cationes mg/L</b>	<b>Calcio</b>	180,4	145,2	405,2	235,6	180,8	384,8
	<b>Bario</b>	0,37	0,22	0,26	0,31	0,09	1,96
	<b>Hierro</b>	3,08	3	2,31	2,8	2,91	2,45
	<b>Magnesio</b>	171	190	181	171	223	191
	<b>potasio</b>	27,12	27,12	36,17	45,21	63,29	68
<b>Aniones mg/L</b>	<b>Bicarbonatos</b>	508,92	496,36	502,64	527,77	534,06	402,11
	<b>Sulfatos</b>	14,4	9,7	4,9	22,5	10,5	8,6
	<b>Cloruros</b>	17667,07	17421,41	17877,65	18404,08	17877,65	18319,85
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		2666,4	2719,2	2481,6	2622,4	2578,4	2788,5
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		417,15	406,85	412	432,6	437,75	329,6
<b>Conductividad mS/cm</b>		52,2	54,6	54,1	56,8	56,2	44,3
<b>Resistividad Ωm</b>		0,192	0183	0,185	0,176	0,178	0,226
<b>pH</b>		7,2	6,98	7,07	7,32	7,08	7,56

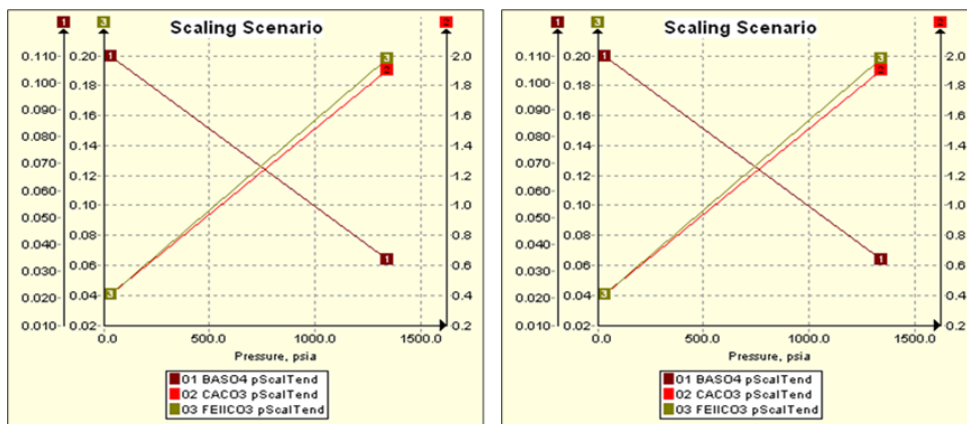
<b>COL 52</b>							
<b>Muestra</b>		<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>Promedio</b>
<b>Cationes mg/L</b>	<b>Calcio</b>	408,8	412,2	674,6	458,4	451,2	357,93
	<b>Bario</b>	0,65	0,65	30,65	0,65	0,65	3,31
	<b>Hierro</b>	3,97	1,82	8,38	7,89	5,53	4,01
	<b>Magnesio</b>	231	231	246	252	262	213,55
	<b>potasio</b>	40	60	83	91	134	61,36
<b>Aniones mg/L</b>	<b>Bicarbonatos</b>	464,94	502,64	527,77	515,21	502,64	498,64
	<b>Sulfatos</b>	3,6	7,3	8,6	10,2	5,7	9,64
	<b>Cloruros</b>	18179,47	18249,66	18741	18214,56	18249,66	18109,28
<b>Dureza Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		2817,75	2808	2837,25	2861,63	2842,13	2729,39
<b>Alcalinidad Total mgCaCO<sub>3</sub>/L</b>		381,1	412	432,6	422,3	412	408,72
<b>Conductividad mS/cm</b>		51,3	50,1	51,4	50,5	52,9	52,22
<b>Resistividad Ωm</b>		0,195	0,2	0,195	0,198	0,189	0,19
<b>pH</b>		7,15	7,31	7,14	7,07	7,05	7,18

Fuente: El Autor

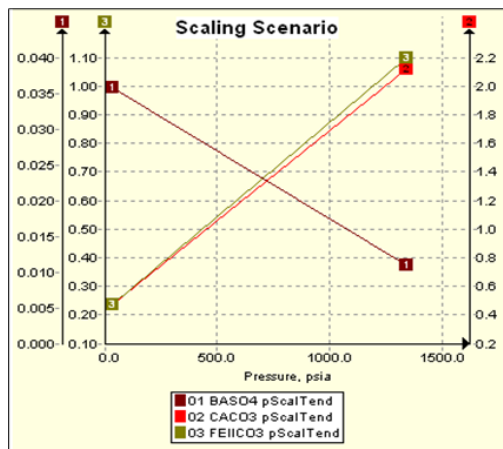
### Anexo N. Scaling Scenario COL37 y COL40



### Anexo O. Scaling Scenario COL42 y COL49



### Anexo P. Scaling Scenario COL69



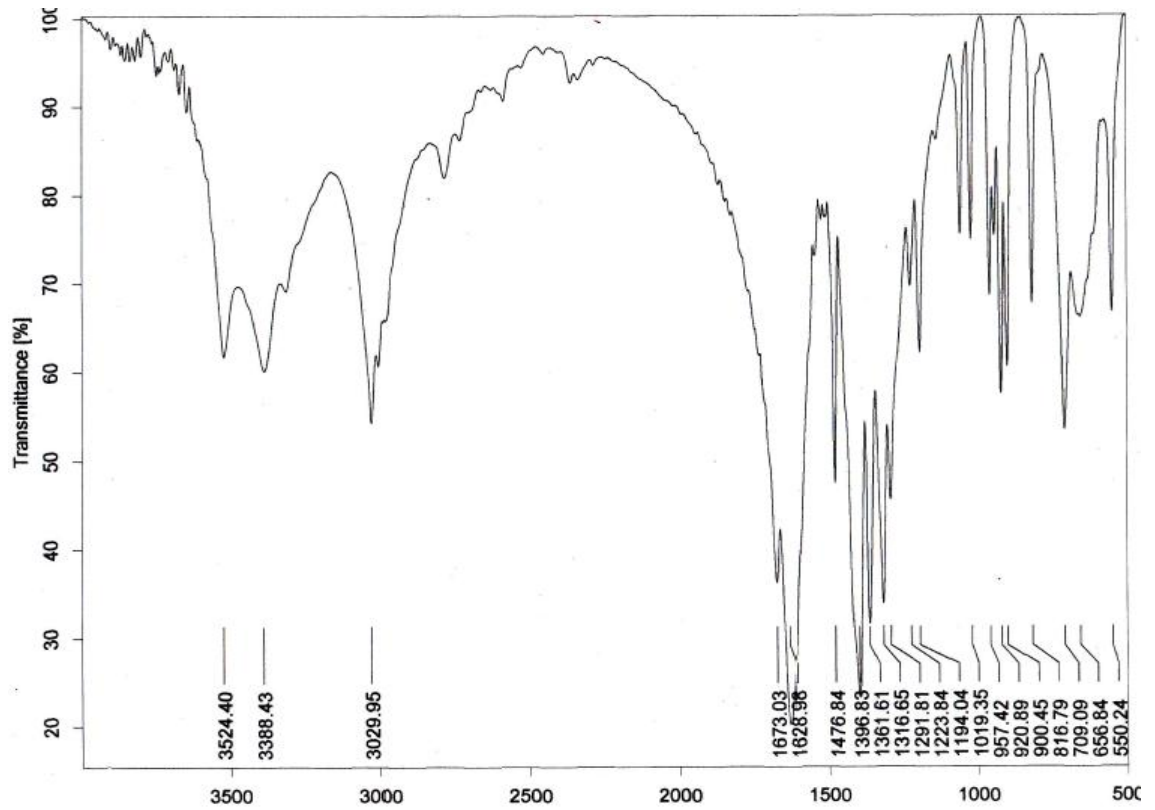
Fuente: ScaleChem (ICP)

### Anexo Q. Sal disódica EDTA. Producto Comercial.



Fuente: El Autor

### Anexo R. Espectro Infrarrojo para producto Puro



Fuente: El Autor

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

<b>Numero de onda experimental (cm<sup>-1</sup>)</b>	<b>Numero de onda Teórico (cm<sup>-1</sup>)</b>	<b>Tipo de vibración</b>
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	

Fuente: El Autor