



ESCUELA INGENIERIA DE PETRÓLEOS



CONSTRUIMOS FUTURO

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO QUE CAUSA EN LOS FLUIDOS  
DE YACIMIENTO, LA INYECCIÓN DE GAS ENRIQUECIDO CON DIÓXIDO DE  
CARBONO EN UN CAMPO DEL PIDEMONTE LLANERO

INÉS ALEXANDRA BUSTAMANTE GUERRA

LEONARDO ALEXIS PARRA SOLANO



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

2013



ESCUELA INGENIERIA DE PETRÓLEOS



CONSTRUIMOS FUTURO

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO QUE CAUSA EN LOS FLUIDOS  
DE YACIMIENTO, LA INYECCIÓN DE GAS ENRIQUECIDO CON DIÓXIDO DE  
CARBONO EN UN CAMPO DEL PIDEMONTE LLANERO

INÉS ALEXANDRA BUSTAMANTE GUERRA  
LEONARDO ALEXIS PARRA SOLANO

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

Director

M. SC Luis Felipe Carrillo

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

2013



## DEDICATORIA

### **ADIOS**

*Por permitirme estar viva, por darme el aliento para culminar mis metas y por su paciencia en esperar un corazón duro, que aunque le tiene siempre presente en cada noche que da gracias por todo a pesar de no merecer nada, aún tiene miedo de asumir un compromiso de vida conforme a su voluntad.*

#### **A mi padre Manuel Darío Bustamante Amaya**

*Papi, aun después de irte, siempre pude contar con tu ayuda y respaldo, en mis sueños tú vives y ellos me dan la fuerza para seguir adelante, mi vida sin tu ejemplo jamás tendría el rumbo que hoy lleva. Me siento orgullosa de ser tu hija, llevo en alto tu apellido. En esta etapa de mi vida donde estés, espero que Dios te diga, que si pude hacer algo con mi vida, que no te defraude, que si fui capaz de terminar mi carrera y ser ingeniera a pesar de todas las dificultades e infortunios por los que tuve que pasar; que mi hermoso bebe este contigo y ambos puedan ver que ahora tengo una profesión y se sientan orgullosos de mí.*

#### **A mi hermano Jesús Darío Bustamante Guerra**

*Pepito gracias por ayudarme en esos momentos que tanto te necesite, por tenerme paciencia, por buscarme siempre a donde fuera que viviera, usted es uno de los motivos más fuertes para salir adelante, pues mi promesa de que tú puedas estudiar me da los ánimos para trabajar con más fuerza cada día.*

**ÍNÉS ALEXANDRA BUSTAMANTE GUERRA**



## DEDICATORIA

*A dios todo poderoso por permitirme lograr mis metas y darme mi maravillosa familia, madre, hijo, esposa, padrastro, abuelos, tíos y primos.*

*A mi madre por guiarme, acompañarme, darme fortaleza, amor, comprensión, en todos estos años de pequeños logros académicos; por todo tu sacrificio madre para que este logro personal se diera, a ti todo te debo.*

*A mi abuela gloria, por estar a mi lado todos estos de estudio, guiarme, aconsejarme, apoyarme en muchos aspectos de la vida del estudiante.*

*A mis tíos, Miguel, Mauricio, Gerardo, Gloria, Amparo, Rubiela, Consuelo, por contribuir con esta meta.*

*A mi esposa por acompañarme durante estos los años difíciles, ya vendrán buenos tiempos amor, tu amor me acompaña en el camino.*

*En especial quiero agradecerle a mi hijo Sebastián parra, por encausarme de nuevo en el camino, darme de nuevo un norte y una razón para salir adelante, un porque luchar, quien se imaginaria que sin nacer me dieras tanto hijo.*

**LEONARDO ALEXIS PARRA SOLANO**



## AGRADECIMIENTOS

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

La Universidad Industrial de Santander por darnos la oportunidad de ser parte de ella, a cada uno de los docentes por formarnos como las grandes personas integras y profesionales que ahora somos.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS y todos sus profesores, por contribuir y compartir todo el conocimiento durante nuestra formación profesional.

Al ingeniero Luis Felipe Carrillo, por dirigirnos y exigirnos para que todo saliera bien, por el tiempo dedicado para compartir sus conocimientos y aconsejarnos de la mejor manera para desarrollar un gran proyecto.

Al ingeniero Hernando Buendía y a todos nuestros compañeros del laboratorio de Petrofísica de Guatiguará, por la colaboración y atención prestada.

¡Sencillamente Gracias a toda la comunidad UIS!



## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1. MARCO TEORICO.....	22
1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	22
1.2 ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS.....	22
1.2.1 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS.....	22
1.2.1.1 CARBONATO DE CALCIO (CaCO <sub>3</sub> ).....	23
1.2.2 INCRUSTACIONES ORGÁNICAS.....	27
1.2.2.1 PARAFINAS.....	27
1.2.2.2 ASFALTENO.....	29
1.3 PROPIEDADES Y GENERALIDADES DEL CO <sub>2</sub> .....	41
1.3.1 CARACTERÍSTICAS DIÓXIDO DE CARBONO.....	41
1.3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS.....	42
1.4 CARACTERISTICAS GEOLÓGICAS DEL PIEDEMONTE LLANERO.....	43
1.4.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	43
1.4.1.1 UBICACIÓN.....	43
1.4.1.2 LIMITES.....	44
1.4.1.3 EVENTOS GEOLÓGICOS.....	44
1.4.1.4 ROCA GENERADORA.....	45
1.4.1.5 MIGRACIÓN.....	45
1.4.1.6 ROCA RESERVORIO.....	45
1.4.1.7 ROCA SELLO.....	45
1.4.1.8 TRAMPAS.....	47
1.5.1.1 OLISCALE CHEM.....	47
1.5.1.3 EQUIPO BULK VOLUM CELL.....	49



2. FASE II.....	50
2.1 DISEÑO PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....	50
2.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	50
2.1.1.1 COMPOSICIÓN FISICOQUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	50
2.1.1.2 PREPARACIÓN DE LA SALMUERA SINTÉTICA.....	51
2.1.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE SIMULACIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE DEL AGUA FORMACIÓN. ....	51
2.1.2.1 ESCAMAS INORGÁNICAS PRESENTES EN EL ANÁLISIS AGUA DE FORMACIÓN.....	52
2.1.2.2 SIMULACIÓN DEL CARÁCTER INCRUSTANTE DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL POZO AL INTERACCIONAR CON EL GAS DE INYECCIÓN ENRIQUECIDO CON CO <sub>2</sub> . ....	53
2.1.2.3 DESARROLLO DEL DISEÑO EXPERIMENTAL PARA EVALUAR EL CARÁCTER INCRUSTANTE DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL POZO AL INTERACCIONAR CON EL GAS DE INYECCIÓN ENRIQUECIDO CON CO <sub>2</sub> .....	54
2.1.2.4 TRATAMIENTO ESTADÍSTICO A LOS RESULTADOS OBTENIDOS ZEN LA EVALUACIÓN DEL CARÁCTER INCZRUSTANTE DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL P <sup>o</sup> -*/ <sup>o</sup> OZO CUP-WX-61 AL INTERACCIONAR CON EL GAS DE INYECCIÓN CUP-WX-61 ENRIQUECIDO CON CO <sub>2</sub> .....	54
2.1.3 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE FORMACIÓN.....	59
2.1.3.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS SARA .....	60
2.1.3.2 PROPIEDADES FÍSICAS Y RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DE ASFALTENO MÉTODO LEONTARITIS .....	60
2.1.3.3 CARACTERIZACIÓN DEL DIÓXIDO DE CARBONO .....	60
2.2 DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....	66
2.2.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL PARA LA INTERACCIÓN DE LA SALMUERA SINTÉTICA EN PRESENCIA DE CO <sub>2</sub> .....	66
2.2.1.1 ETAPA 1 .....	66
2.2.1.2 ENSAYO 1.....	66
2.2.1.3 ENSAYO 2.....	67



2.2.1.4 ENSAYO 3.....	67
2.2.2 ETAPA 2. INTERACCIÓN DEL CRUDO CON DIÓXIDO DE CARBONO.....	67
3. FASE III.....	69
3.1 RESULTADOS.....	69
3.1.1 ETAPA 1. INTERACCIÓN SALMUERA SINTÉTICA CON DIÓXIDO DE CARBONO .....	69
3.1.1.1 RESULTADOS PARA PRECIPITACIÓN ION CALCIO[CA <sup>+2</sup> ] .....	69
3.1.1.2 RESULTADOS PARA PRECIPITACIÓN ION BARIO [BA <sup>+2</sup> ].....	70
3.1.2 ETAPA 2.INTERACCIÓN CRUDO CON DIÓXIDO DE CARBONO .....	71
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES.....	75
BIBLIOGRAFIA .....	76
ANEXOS .....	78



## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla1. Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfalteno. .....	31
Tabla 2. Columna litológica de la cuenca de los llanos orientales.....	46
Tabla 3. Contenido iónico, pH y producción de barriles de agua campo Cup-wx-61.. .....	50
Tabla 4. Densidad, pH y conductividad del agua de formación campo Cup-wx-61. ... .....	50
Tabla 5. Preparación de salmuera sintética .....	51
Tabla 6. Tendencia de formación de escamas inorgánicas en el análisis agua de formación .....	52
Tabla 7. Factores o variables independientes del diseño experimental. ....	53
Tabla 9. Análisis de varianza (ANOVA) para evaluar el contenido de barita y calcita (mg/L) precipitadas y/o depositadas en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO <sub>2</sub> . ....	56
Tabla 10. Porcentaje de las principales familias de hidrocarburos: saturados, aromáticos, resinas y asfalteno (SARA) en el crudo. ....	60
Tabla 11. Viscosidad, API° y Contenido de Asfalteno crudo campo Cup-wx-61. ..	60
Tabla 12. Resultados de análisis cromatográficos componentes CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , C <sub>1</sub> – C <sub>8</sub> Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 1.....	61
Tabla 13. Resultados de análisis cromatográficos componentes C <sub>5</sub> – C <sub>15</sub> . Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 1. ....	62
Tabla 14. Resultados de análisis cromatográficos componentes C <sub>5</sub> – C <sub>15</sub> . Dióxido de carbono producido del campoCup-wx-61 muestra 1. ....	62
Tabla 15. Propiedades fisicoquímicas campo Cup-wx-61 muestra 1. ....	63
Tabla 16. Resultados de análisis cromatográficos componentes CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , C <sub>1</sub> – C <sub>8</sub> Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2. ....	64



Tabla 18. Resultados de análisis cromatográficos componentes $C_5 - C_{15}$ . Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2. ....	65
Tabla 17. Resultados de análisis cromatográficos componentes $C_5 - C_{15}$ . Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2. ....	65
Tabla 19. Propiedades fisicoquímicas campo Cup-wx-61 muestra 1. ....	65
Tabla 20. Condiciones experimentales para prueba con crudo.....	68
Tabla 21. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión $Ca^{+2}$ . ....	69
Tabla 22. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión $Ba^{+2}$ . ....	70
Tabla 23. Resultados determinación de asfalteno en ensayos experimentales....	71



## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez. ....	28
Figura 2. Representación esquemática de una molécula de Asfalteno. ....	29
Figura 3. Representación esquemática de una molécula de resina. ....	30
Figura 4. Agregación y precipitación de asfalteno. ....	32
Figura 5. Cambio de humectabilidad por depositación de asfalteno. ....	37
Figura 6. Taponamiento de gargantas de poros por precipitación de asfalteno. ....	38
Figura 7. Fraccionamiento de un crudo a partir de n-Heptano como solvente. Modificada por autores. ....	40
Figura 8. Curva de equilibrio para el Dióxido de carbono. ....	41
Figura 9. Ubicación geográfica del Piedemonte llanero Colombiano. ....	44
Figura 10. Vista frontal del equipo BULK VOLUMEN CELL. ....	49
Figura 11. Tendencia de formación de escamas inorgánicas en el análisis agua de formación. ....	52
Figura 12. Diagrama de Pareto para la precipitación y/o depositación de Barita (mg/L) en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup- wx-61 enriquecido con CO <sub>2</sub> . ....	57
Figura 13. Diagrama de Pareto para la precipitación y/o depositación de Calcita (mg/L) en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup- wx-61 enriquecido con CO <sub>2</sub> . ....	57
Figura 14. Diagrama de efectos principales sobre el contenido Barita (mg/L) precipitada y/o depositada durante la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO <sub>2</sub> . ....	58
Figura 15. Diagrama de efectos principales sobre el contenido Calcita (mg/L) precipitada y/o depositada durante la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO <sub>2</sub> . ....	58



Figura 16. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión  $Ca^{+2}$  70

Figura 17. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión  $Ba^{+2}$ . Fuente: Autores. ....71

Figura 18. Resultados experimentales Vs Modelo precipitación de asfalteno en función de la concentración de  $CO_2$ . Fuente: Autores.....72



## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexos A. Ficha de seguridad dióxido de carbono.....	79
Anexos B. Manual de operación del Bulk Volum Cell .....	81



## RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO QUE CAUSA EN LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO, LA INYECCIÓN DE GAS ENRIQUECIDO CON DIÓXIDO DE CARBONO EN UN CAMPO DEL PIDE MONTE LLANERO”.

AUTORES\*: INÉS ALEXANDRA BUSTAMANTE GUERRA  
LEONARDO ALEXIS PARRA SOLANO

**Palabras Claves:** Celda de volumen total, escamas y CO<sub>2</sub>, asfalteno, calcita, barita, daño a la formación.

### Descripción

La presente investigación tiene como objetivo evaluar la tendencia incrustante de las escamas inorgánicas como la calcita, barita y la escama orgánica asfalteno, cuando fluidos como agua de formación y crudo de un campo del Piedemonte Llanero interactúan con gas enriquecido con dióxido de carbono, todo se realizará a escala de laboratorio en la sede UIS Guatiguará utilizando el equipo CELDA DE VOLUMEN TOTAL. Las pruebas se realizaron evaluando la interacción agua- gas enriquecido con dióxido de carbono y crudo- Gas enriquecido con dióxido de carbono. El estudio de las escamas inorgánicas se realizó mediante simulación con el software Oli Scale Chem y se validó con los experimentos realizados en el laboratorio de petrofísica. La caracterización de los precipitados se realizó según las normas o procedimientos universalmente aceptados por la comunidad científica. Los resultados muestran que la tendencia incrustante del carbonato de calcio disminuye con los aumentos en la concentración de dióxido de carbono, y que el sulfato de bario no se ve afectada por los incrementos en la concentración de dióxido de carbono. Por otra parte los asfalteno muestran un aumento exponencial en la cantidad precipitada al aumentar la concentración de dióxido de carbono, lo que constituye el principal desafío de manejo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\*Faculta de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo



## ABSTRACT

TITLE: "EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE EFFECT ON RESERVOIR FLUIDS, OF INJECTION OF GAS ENRICHED WITH CARBON DIOXIDE IN A FIELD OF PIDEMONTE LLANERO"

AUTHORS\*: INÉS ALEXANDRA BUSTAMANTE GUERRA  
LEONARDO ALEXIS PARRA SOLANO

### Keywords:

The purpose of this research is to evaluate the embedding tendency of the inorganic flakes such as barite and calcite, and the organic asphaltene flake, when fluids like produced water and oil from a field situated in Colombian piedemonte llanero interact with carbon dioxide enriched gas, everything will be realized in a Laboratory Scale in the UIS headquarter of Guatiguará using the BULK VOLUME CELL equipment. The tests were realized evaluating the water - carbon dioxide enriched gas interaction, and the crude - carbon dioxide enriched gas interaction. The study of the inorganic flakes was realized by a simulation software 'Oli Scale Chem', and was validated through experiments realized in the petrophysics lab. The precipitates characterization was realized according with the norms and procedures universally accepted by the scientific community. The results show that the embedding tendency of calcium carbonate decrease with the increases in the carbon dioxide concentration, and that the sulfate of barium is not affected by the increases in the carbon dioxide concentration. On the other hand the asphaltenes show an exponential increase in the precipitated quantity while increasing the concentration of carbon dioxide, which constitutes a principal challenge to handle.

---

\*Degree Graduate Project-Thesis

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



## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos del piedemonte colombiano tienen la particularidad de presentar un contenido alto de dióxido de carbono gaseoso, mayor al 2%, que es el límite permisible en el gas natural que se vende en Colombia, según RUT (Reglamento Único de Transporte de Gas Natural). Por tal razón es necesario el tratamiento de endulzamiento, que no es otro que retirarle el dióxido de carbono, a la corriente del gas de ventas el cual se entrega en boca de gasoducto.

El piedemonte colombiano tiene variedad de yacimientos, que van desde aceite negro, volátil y condensado, siendo este último de interés ya que en estos campos, se planea aumentar el volumen de gas destinado a ventas. La administración de este tipo de activos requiere de un manejo muy cuidadoso, pues el tipo de fluido requiere que se mantenga la presión arriba de la presión de rocío, para evitar inducir la condensación retrograda en yacimiento, por tanto estos condensados precipitan en las cercanías del pozo, reduciendo la permeabilidad al gas por ende la producción del mismo. Teniendo en cuenta lo anteriormente citado, la producción de este tipo de campos se mantiene mediante la reinyección de gran parte del gas que se produce junto con la corriente de dióxido de carbono proveniente del tratamiento de endulzamiento; el proceso se repite ciclando el gas producido lo que conlleva al aumento constante de la concentración molar de  $\text{CO}_2$  en la corriente de gas re inyectado.

Este aumento de la concentración molar de  $\text{CO}_2$  puede inducir efectos adversos en la producción, tales como la precipitación de escamas inorgánicas, por los iones presentes en el agua de formación del campo y escamas orgánicas por la disminución del pH lo que solubiliza las resinas, permitiendo la floculación y posterior depositación de asfalteno. Escamas inorgánicas como el carbonato de



calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ); y orgánicas como los asfaltos serán objeto de estudio en el presente trabajo.



## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado. Se define como daño<sup>1</sup> de formación al cambio de permeabilidad ( $k$ ) y porosidad ( $\phi$ ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como piel (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como  $k(\text{skin})$  y  $\phi(\text{skin})$  respectivamente. El daño es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva, si no es posible de evitar, debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, evitando así, que la producción se vea afectada.

### 1.2 ESCAMAS ORGÁNICAS E INORGÁNICAS

#### 1.2.1 Incrustaciones Inorgánicas

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

---

<sup>1</sup>INTEVEP, primera edición, Daño a la Formación. Publicado y distribuido por CIED. 1997.

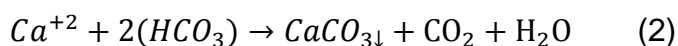
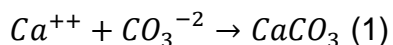
<sup>2</sup> VALENCIA; F.A y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad de América, 1992.



Las incrustaciones se originan<sup>3</sup> cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo , sobrepasan el límite de solubilidad que tienen el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y precipitan formando depósitos sólidos, al tener agua sobre-saturada de iones positivos y negativos , al estar en permanente contacto y movimiento , tenderán a atraerse; al unirse forman clúster o racimos , que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las incrustaciones o costras, las cuales pueden apreciarse a simple vista y se adhieren a la estructura que las contienen.

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

**1.2.1.1 Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>).** La incrustación de carbonato de calcio es una de las más frecuentes encontradas en la industria. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando las incrustaciones contienen impurezas en forma de cristales divididos, con apariencia uniforme. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



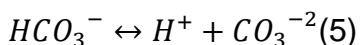
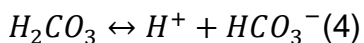
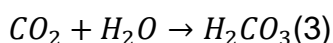
---

<sup>34</sup>FERNANDEZ V.JORGE A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria ,empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander,2001.



### Efecto de la presión

La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial de  $CO_2$ , temperatura y concentración de sales en la solución. Cuando el dióxido de carbono entra en contacto con el agua, este se disuelve y forma ácido carbónico, de acuerdo con a la ecuación 3, la ionización del ácido carbónico es ilustrada por las siguientes ecuaciones:



La solubilidad del  $CaCO_3$  aumenta cuando la presión parcial del  $CO_2$  es aumentada. El efecto llega a ser menos pronunciado a medida que la temperatura incrementa. Lo contrario también es cierto esta es una de la principales causas de depositación de calcita. En cualquier punto del sistema donde ocurra caída de presión, la presión parcial del  $CO_2$  en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. Caídas de presión a través de una restricción tales como las válvulas u orificios pueden incluir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de la incrustación.

### Efecto de la temperatura

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



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

#### Efecto del pH

La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, es menos probable que esto ocurra.

#### Efecto de las sales minerales

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

**1.2.1.2 Sulfato de Bario ( $\text{CaSO}_4$ )<sup>5</sup>.** El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combina el ión bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  es tan baja, que una vez se combinan los iones de bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es

---

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



raro encontrar significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes, normalmente es el resultado de la mezcla de dos o más aguas debido a la fuga o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas de proyectos de inyección.

#### **Efecto de la temperatura**

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

#### **Efecto de las sales disueltas**

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

#### **Efecto de la presión**

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



## 1.2.2 Incrustaciones Orgánicas<sup>7</sup>

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

### Factores que causan la precipitación de parafinas<sup>8</sup>

Las parafinas pueden precipitarse a partir del petróleo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de solubilidad de la parafina en el crudo. El punto de depositación en yacimiento normalmente se determina por la cercanía existente entre el crudo en su punto de saturación y la cantidad de parafina en ese crudo. La pérdida de solubilidad de la parafina sin embargo, necesariamente no causa precipitación. Los cristales individuales separados, tienden a dispersarse en el crudo en vez de precipitarse en algún punto del sistema productivo. La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante en la depositación de las parafinas debido a que la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende. La expansión del aceite y el gas asociado en puntos cercanos a la cara de la formación causan enfriamiento. En algún punto de la trayectoria hacia el fondo del pozo, la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir disminuyendo la temperatura, llegara un momento en que los cristales de parafina formaran una

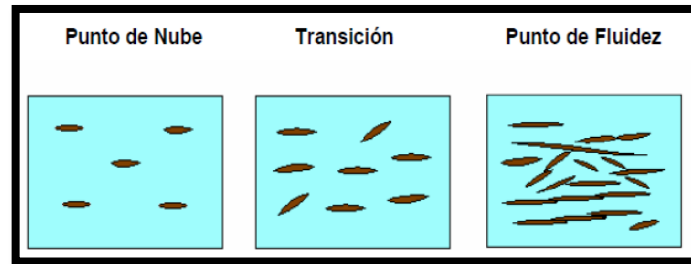
---

<sup>7</sup>FERWORN,K.A.HAMMAMI,A.Control of wax Deposition An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvens. SPE 37240.1997

<sup>8</sup> ALLEN, T.O, ROBERTS, A.P. Production Operation: Well Completions, Workover and Stimulation. Fourth Edition. 1997.

red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento crudo, denominándose ese valor de temperatura como el punto de fluidez. El punto de fusión es normalmente superior por 10 o 20 °F. La agrupación de los cristales de parafina en cada uno de estos puntos puede verse en la figura 1.

Figura 1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.

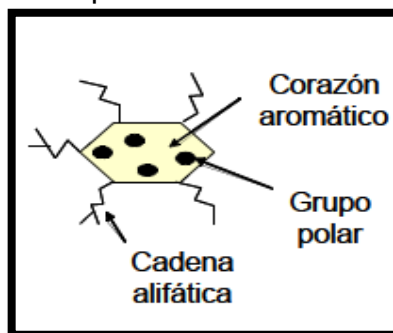


Fuente: RODRIGUEZ, L.CASTAÑEDA.M. Estudios de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento dinámico de crudos parafínicos. Ciencia, Tecnología Y Futuro. Vol 2 .Dic 2001.

La depositación de compuestos parafínicos también puede ocurrir en otros puntos del sistema de producción tales como el tubing o el casing. La parafina en estos puntos puede erradicarse y forzar su desplazamiento hacia la zona cañoneada del pozo o hacia la formación durante las operaciones de limpieza o remoción de sólidos orgánicos. Muchos pozos han sido dañados parcial o totalmente de esta forma y una vez causado el daño, la restauración del pozo a tasas óptimas es difícil de alcanzar. En resumen, la precipitación de los cristales de parafina es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, en donde las moléculas de parafina inicialmente están disueltas en el crudo bajo un estado molecular caótico, al ocurrir cambios termodinámicos de estado, ya sea liberación de livianos desde el crudo o cambios de presión y temperatura, la fase líquida comenzará a saturarse de los cristales y se precipitará la cantidad de moléculas en exceso de la solución.

**1.2.2.2 Asfalteno.** Los asfaltenos<sup>9</sup> típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Ferworn definió el término Asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen hetero -átomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos. En la figura 2 se puede apreciar una representación esquemática de la molécula de Asfalteno propuesta por Ferworn donde señala la ubicación de su corazón aromático, cadena alifática y grupo polar.

Figura 2. Representación esquemática de una molécula de Asfalteno.



Fuente: ALAYON, M. (2004). Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, Disponible en línea. [http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf). Consultado 21 de marzo de 2013.

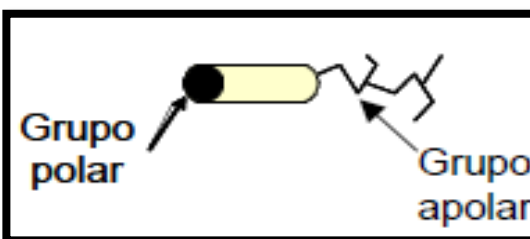
<sup>9</sup>ALAYON, M. (2004). Asfáltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, Disponible en línea. [http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf). Consultado 21 marzo de 2013.

## Resinas

Al hacer referencia de los asfalteno se hace necesario considerar a las resinas, ya que el comportamiento de los asfalteno depende mucho de la presencia de estas. Las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller).

Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado. En la figura 3 Marck muestra una molécula de parafina con una cola polar y en el otro extremo no polar, considero que las parafinas son un producto intermedio originado en la transformación del crudo en asfalteno, el proceso que ocurre tanto por oxidación aérea como por tratamiento directo con oxígeno y azufre. Swanson y col. observaron que los asfalteno requieren a las resinas para “disolverse” en la porción destilable del crudo. Mientras que Yen y col. hacen una mención más específica de la función de éstas considerando que las resinas proveen una transición entre las fracción es polares (asfalteno) y las no polares del petróleo, por lo tanto previenen la acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo.

Figura 3. Representación esquemática de una molécula de resina.



Fuente: ALAYON, M. (2004). Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, Disponible en línea. [http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf). Consultado 22 de marzo de 2013.



## ✚ Caracterización química de los asfalteno.

Los asfalteno son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos en los asfalteno está entre 40-60 %, con una relación atómica H/C de 1-1.2. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfalteno presentan formas aplanadas. Los hetero- átomos mayormente encontrados en asfalteno de diferentes crudos son azufre (S), nitrógeno (N) y oxígeno (O), en la tabla 1 se muestra en que rango están presentes los hetero- átomos en las moléculas de asfalteno y cuáles son sus valores típicos:

Tabla1. Composición típica de elementos presentes en las moléculas de asfalteno

Elemento (% peso)	Rango	Valores típicos
Carbón	78-90	82-84
Hidrogeno	6.1-10.3	6.5-7.5
Nitrógeno	0.5-3	1.0-2.0
Azufre	1.9-10.8	2.0-6.0
Oxigeno	0.7-6.6	0.8-2.0
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0.8-1.5	1.0-1.2

Fuente: ALAYON, M. (2004). Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008. Disponible en línea.[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf). Consultado 23 de marzo de 2013.

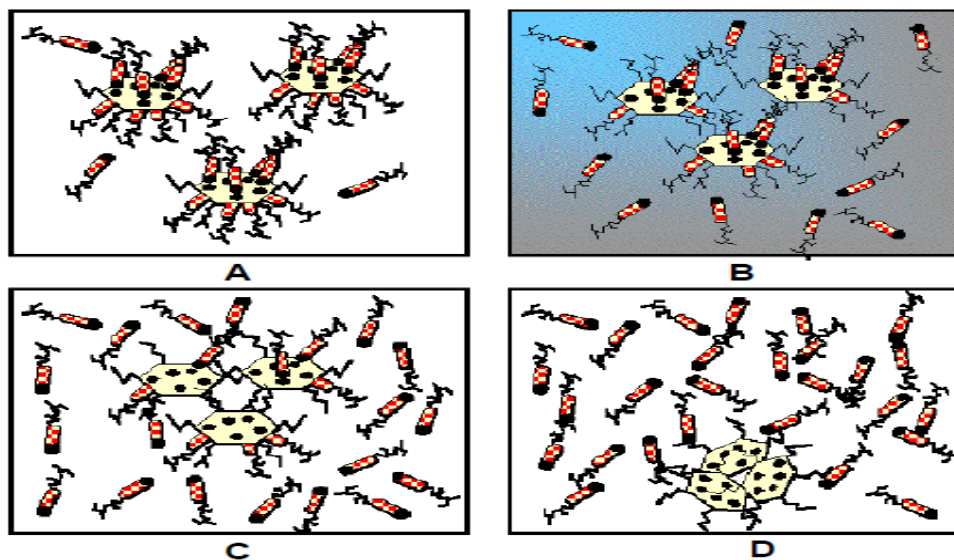
El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o

lineal. El azufre existe predominantemente como heterociclos teofénicos (típicamente de 65-85%) con el resto en grupos sulfídicos. El nitrógeno se relaciona con los grupos pirrolicos, piridínicos y quinólicos, siendo el grupo dominante el pirrolico. Los grupos relacionados con el oxígeno son hidroxílico, carbonilo, carboxílico, y éter.

#### ✚ Etapas de precipitación de los asfalteno.

En la figura 4 se puede evidenciar de manera gráfica la secuencia esquemática de agregación y precipitación de asfalteno, en la primera (A) Asfalteno en estado coloidal peptizados por las resinas, (B) Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan abandonar el Asfalteno, (C) Agregación de asfalteno y finalmente (D) Precipitación de asfalteno.

Figura 4. Agregación y precipitación de asfalteno



Fuente: ALAYON, M. (2004). Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, Disponible en línea. [http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf). Consultado 24 de marzo de 2013.



## Factores que producen la precipitación de asfalteno.

Existen evidencias que la desestabilización de los asfalteno, que causan la floculación y precipitación de asfalteno, se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos entre otros. Los principales parámetros que controlan la estabilidad de los asfalteno se componen de la presión, temperatura y la composición del crudo por lo tanto ante cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que modifique dichos parámetros se ocasiona la floculación y precipitación de los asfalteno en el crudo.

## Factores Termodinámicos.

Los cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de Producción como la presión y la temperatura influyen la solubilidad de los asfalteno.

**Efecto de la presión:** La presión<sup>10</sup> se considera uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfalteno. Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-alcanos se expandan más que los componentes pesados. El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración

---

<sup>10</sup>JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiment Sand Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 68752.



de los n-alcanos en el crudo. La disminución<sup>11</sup> de la presión y del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfalteno. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de resina-Asfalteno resulta mayor en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-Asfalteno se agregan y forman grandes flóculos que pueden llegar a precipitarse.

El problema de los depósitos de asfalteno por cambios de presión se produce cuando la presión natural del pozo se agota o cuando existe alguna modificación en las condiciones operacionales y se manifiesta tanto en el yacimiento como en el pozo y facilidades de superficie. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a los depósitos orgánicos. Los depósitos [8] de asfalteno se presentan en los chokes, en las líneas y en la tubería en forma de grumos o de esferas. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular.

**Efecto de la temperatura:** En general<sup>12</sup>, la precipitación de asfalteno se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los máltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas. Cuando la temperatura<sup>13</sup> de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta también y provoca que los asfalteno sean

---

<sup>1113</sup> ALAYON, M. (2004). Asfáltenos: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, Disponible en línea. <[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf)>, Consultado 27 de marzo de 2013.

<sup>12</sup>TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038.



menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfalteno, las micelas resina-Asfalteno se desestabilizan y se agregan en entre ellas en forma de flóculos. Cuando ocurre una disminución en la temperatura, se desencadena la precipitación de parafinas, las cuales atrapan a los asfalteno durante su solidificación. La temperatura <sup>13</sup> de la cara de la formación puede cambiar por la inyección de líquidos y gases como agua caliente, vapor, dióxido de carbono u operaciones en el pozo.

### Factores Químicos.

Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfalteno por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación del asfalteno se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado<sup>13</sup>, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como Workover y control de arenas.

Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfalteno se listan a continuación<sup>14</sup>:

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

---

<sup>14</sup>TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038.



**Inyección de gases ricos:** La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfalteno porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.

**Alteración del pH:** los cambios en el pH se producen por la presencia de CO<sub>2</sub>, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenará los depósitos de asfalteno.

#### Descripción del daño de formación por la depositación de asfalteno

Durante la etapa de producción de petróleo las condiciones termodinámicas dentro de la cara de la formación se pueden encontrar dentro de la envolvente de floculación del fluido del yacimiento, lo cual causa el daño de formación por depositación de asfalteno. El daño de formación se describe en forma matemática como la reducción en la Movilidad efectiva al petróleo definida, por la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{K_o}{\mu_o} = \frac{KKr_o}{\mu_o} \quad (6)$$

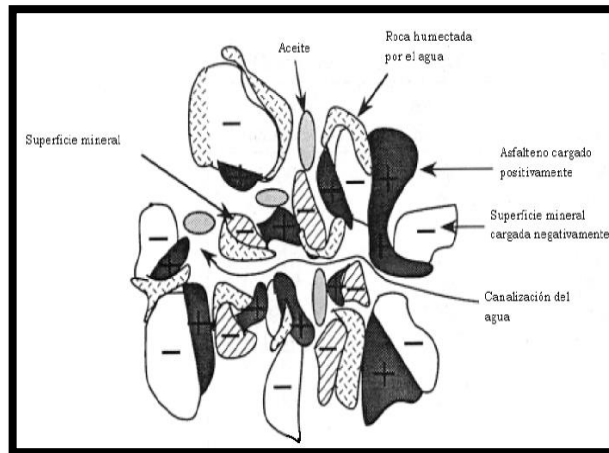
Donde K<sub>o</sub>= Permeabilidad al aceite μ<sub>o</sub>=Viscosidad del aceite

K= Permeabilidad absoluta K<sub>ro</sub>= Permeabilidad relativa al aceite

Se han identificado tres mecanismos de daño de formación cuando los asfaltenos reducen la movilidad efectiva del petróleo, el primero por el incremento de la viscosidad del fluido de yacimiento por la formación de emulsiones de agua en petróleo siempre y cuando el pozo produzca estos fluidos en forma simultánea. La viscosidad del petróleo puede aumentar también por el incremento de la concentración de las partículas de asfalteno en la región cercana al pozo, aunque

mediciones experimentales indican que el incremento en la viscosidad por la floculación de asfalteno resulta despreciable. El segundo mecanismo constituye el cambio de humectabilidad de la formación de humectable al agua a humectable al aceite, debido a la adsorción de asfalteno sobre la superficie mineral de alta energía como se observa en la figura 5.

Figura 5. Cambio de humectabilidad por depositación de asfalteno.

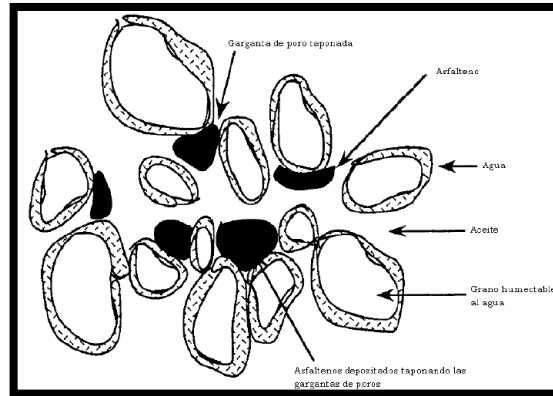


Fuente: LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.

El fenómeno de alteración de humectabilidad resulta poco probable en yacimientos de fluidos asfálticos que ya se encuentra con humectabilidad mixta o al aceite, debido al hecho que la superficie mineral ha adsorbido a los asfalteno durante largos periodos de tiempos geológicos antes que los pozos sean abiertos a producción. El tercero constituye el más probable mecanismo de daño, consiste en la disminución de la permeabilidad de la formación por taponamiento de las gargantas de poros por las partículas de asfalteno y se ilustra en la figura 6.

Los problemas asociados<sup>15</sup> a la deposición orgánica se pueden evitar o minimizar en la medida que se cuenten con condiciones de operación que garanticen que el fluido de yacimiento se encuentre fuera de la envoltura de floculación de asfalto.

Figura 6. Taponamiento de gargantas de poros por precipitación de asfalto.



Fuente: LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.

#### SARA

La determinación del contenido de asfalto en el petróleo se puede llevar a cabo a través de una técnica de laboratorio conocida como SARA. El procedimiento SARA categoriza los constituyentes del petróleo muerto, o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos en cuatro grupos orgánicos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfalto tal como se puede ver en la figura 7, procedimiento el cual se explicara en detalle a continuación:

<sup>15</sup>.LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.



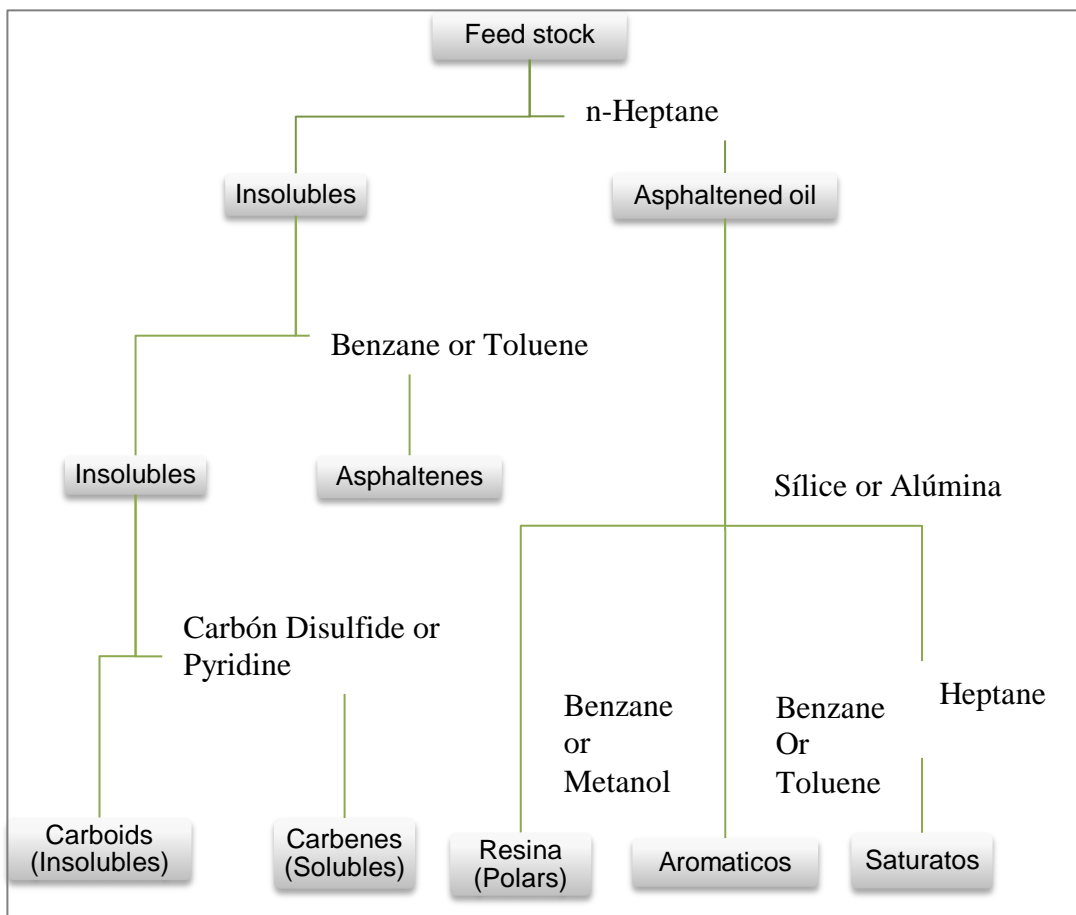
El análisis SARA se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo. En el fraccionamiento<sup>16</sup>SARA los asfalteno se separan de otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano. Los componentes remanentes denominados máltenos se fraccionan en forma consecutiva a través de una columna. Cada componente se remueve de la columna mediante un lavado con diversos solventes. Los hidrocarburos saturados se tratan con un lavado con n-alcano. Los componentes saturados también llamados alifáticos tienen características no polares. Las moléculas saturadas contiene el número máximo de átomos de hidrogeno posibles, con enlaces dobles o triples entre los átomos de carbono e hidrogeno. Los saturados también se denominan alcanos donde la molécula más simple constituye el metano ( $\text{CH}_4$ ) Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrogeno, donde el aromático más simple constituye el benceno ( $\text{C}_6\text{H}_6$ ). Las resinas comprenden a aquella fracción de crudo que se solubiliza en n-alcanos como el pentano y hexano y se caracterizan por ser oscuras, semisólidas, muy adhesivas por su carácter polar, y poseen un peso molecular alto, pero menor comparado con el de los asfalteno. El método SARA establecer un procedimiento ventajoso por su simplicidad y su facilidad para llevarse a cabo en muchos laboratorios, sin embargo el análisis SARA involucra diversas desventajas. La aplicación del SARA sobre petróleo muerto implica dejar a un lado las verdaderas condiciones del yacimiento. También los métodos de laboratorio pueden diferir en cuanto al uso del tipo de n-alcano para precipitar los asfalteno lo cual provoca que un petróleo tenga dos o más resultados SARA. Para que la comparación de contenido de asfalteno de distintos petróleos a través del análisis SARA posea una mayor validez, se deben reportar las condiciones y variaciones del

---

<sup>16</sup>GARSHOL, T.A. (2005). Investigation of Asphaltene Precipitation Mechanisms on the Gide Field. Norwegian University of Science and Technology. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, [www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/prosjekt/Garshol2005.pdf](http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/prosjekt/Garshol2005.pdf)

procedimiento. Speight<sup>17</sup>(1996) clasifica los constituyentes del crudo en cuatro grupos de hidrocarburos: (1) compuestos saturados volátiles como las parafinas y aromáticos, (2) compuestos saturados no volátiles y aromáticos, (3) resinas y (4) asfalteno, basadas en técnicas de separación del crudo en fracciones a través de un hidrocarburos liviano.

Figura 7. Fraccionamiento de un crudo a partir de n-Heptano como solvente. Modificada por autores.



Fuente: LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.

<sup>17</sup>CIVAN, F. (2000). Formation Damage by Organic Deposition. En Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company. (pp. 379 – 421).



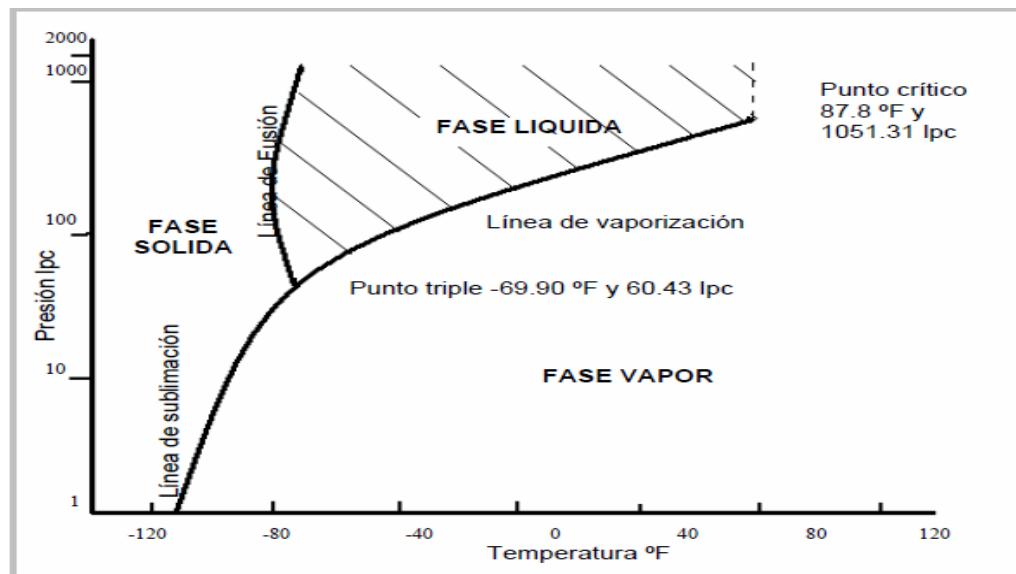
### 1.3 PROPIEDADES Y GENERALIDADES DEL CO<sub>2</sub>

En las condiciones ambientales el CO<sub>2</sub> es un gas incoloro, de olor picante y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido.

#### 1.3.1 Características Dióxido de Carbono.

El CO<sub>2</sub> puede existir simultáneamente como gas, líquido y sólido en el punto triple, cuando la presión es de 60,43 lpc y la temperatura es de -69,9 °F. Debido a esta característica peculiar es muy importante que la presión se mantenga por encima de 60,42 lpc durante la inyección y transporte del CO<sub>2</sub> para prevenir la formación de sólidos que no son nada deseables en un proyecto de reinyección. La presión y temperatura crítica, para cualquier valor de presión, no existe fase líquida condición que se puede ver en la figura 8 que muestra la curva de equilibrio para el dióxido de carbono.

Figura 8. Curva de equilibrio para el Dióxido de carbono.



Fuente: Tecnología del desplazamiento inmisible de crudos pesados con CO<sub>2</sub> y agua. Gonzalo Rojas, SM Farouq Ali.



De acuerdo con Berilgen<sup>18</sup> H. el “CO<sub>2</sub> gaseoso “es considerablemente más soluble en hidrocarburos que en agua. La solubilidad de un gas incrementa al aumentar la presión y disminuye cuando se aumenta la temperatura. Los sistemas de CO<sub>2</sub> (gaseosos) y Petróleo (líquido) siguen bastante bien estas leyes generales de las soluciones. La solubilidad del “CO<sub>2</sub> líquido” en el petróleo no es afectada por la presión, mientras que, incrementa con el aumento de la temperatura. Esto indica que la máxima solubilidad del CO<sub>2</sub> líquido en el aceite se encuentra todavía en estado líquido. Esta temperatura por supuesto, es la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>, la cual es de 87.8°F. Si se aumenta la temperatura, se invierte el proceso, disminuyendo la solubilidad del CO<sub>2</sub> gaseoso en el petróleo. En Anexos 1 se puede encontrar las normas técnicas de seguridad para el manejo del CO<sub>2</sub> en el laboratorio.

### 1.3.2 Problemas asociados.

Existen diferentes inconvenientes encontrados en la experimentación en campo y laboratorio que complican el buen desarrollo de un proceso de inyección de CO<sub>2</sub>. Los principales problemas que se pueden encontrar en un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> son:

✚ Corrosión como consecuencia del ácido carbónico formado entre el CO<sub>2</sub> y al agua de formación.

✚ Precipitación de asfalteno lo cual causa disminución en las permeabilidades y porosidades del yacimiento ya que pueden obstruir severamente el espacio poroso.

Los asfalteno, las resinas y el resto del petróleo forman un sistema coloidal en el que las fuerzas de adsorción se encuentran en equilibrio. Las resinas se encuentran envolviendo las partículas asfáltica, protegiéndolas de agentes precipitantes; sin embargo cuando la concentración de las resinas disminuye o la

---

<sup>18</sup>BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum productio. Betchtel, October, 1980. Chap 5.



concentración parafínica aumenta, la solución asfáltica es menos estable y puede ocurrir precipitación. La fuerte tendencia de los asfaltos a auto-asociarse puede estimularse con la adición de un solvente como el CO<sub>2</sub> o el cambio de las condiciones de presión y temperatura. Si se incrementa la presión y por ende la concentración de CO<sub>2</sub> en el petróleo, aumentará la cantidad de asfaltos precipitados.

## 1.4 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL PIEDEMONTES LLANERO

El piedemonte llanero hace parte de la cuenca sedimentaria de los llanos orientales y se hará una breve descripción general de esta cuenca. El piedemonte llanero se encuentra al occidente de la cuenca y limita con el sistema montañoso de la cordillera oriental, lo que hace que la litología de esta zona sea compleja comparada con otras cuencas debido a la presencia de un sistema de fallas que hacen que las formaciones no estén dispuestas continuamente sino que por el contrario se presentan de forma intercalada, haciendo difícil establecer los tipos y bases de las formaciones que conforman esta área.

### 1.4.1 Cuenca de los llanos orientales<sup>19</sup>

**1.4.1.1 Ubicación.** La cuenca de los llanos orientales se encuentra en la región centro oriental del país y está conformada por los departamentos del Meta, Arauca, Guainía y Guaviare. La cuenca de los llanos orientales tiene una extensión de 220.000 Km<sup>2</sup> de los cuales 153.000 Km<sup>2</sup> corresponden al área de Prospectividad de Crudos Pesados. En la figura 9 se muestra el piedemonte llanero está localizado en el departamento del Casanare, linda al norte con el bloque Niscota y al sur con la ciudad de Yopal.

---

<sup>19</sup>Portal Web Agencia nacional de Hidrocarburos, Disponible en línea. [http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS UIS\\_2009.pdf](http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS UIS_2009.pdf). Consultado 15 de abril de 2013.



Figura 9. Ubicación geográfica del Piedemonte llanero Colombiano.



Fuente: Tomado Well Review 2005.

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

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



**1.4.1.4 Roca generadora** La principal roca generadora en esta área es la lutita marino-continental de la Formación Gachetá, localizada por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. En estas rocas poseen un Kerógeno<sup>20</sup> tipo II y III, rangos de TOC<sup>21</sup> entre 1-3 % y un espesor efectivo de 150-300 pies.

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

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

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

---

<sup>20</sup>Fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

<sup>21</sup> Total Organic Carbon



Tabla 2. Columna litológica de la cuenca de los llanos orientales.

EDAD		FORMACION	ESPESO R (ft)	DESCRIPCION	
CUARTERNARIO		ALUVION		Aluviones y terrazas	
TERCIARIO	MIOCENO-PLIOCENO	NECESIDAD	50 a 100	Arcillolitas varicoloreadas y areniscas arcillosas finas	
		GUAYABO	400 A 1500	Arcillolitas abigarradas y lutitas y grises con intercalaciones de arenisca arcillosa en parte conglomerada	
		LEON	400 a 1500	Shale gris y pardo, moteado, con niveles de arenisca arcillosa.	
	OLIGOCENO	CARBONERA	C1	400 a 2300	Arcillolitas grises moteadas alternando con areniscas grises y gris verdosas y limolitas grises. Abundantes niveles de carbón con restos vegetales.
			C2		
			C3		
			C4		
			C5		
			C6		
			C7		
C8					
EGOCENO	MIRADOR	100 a 250	Areniscas grises y blancas, arcóscicas, masivas en interestratificación de lutita gris a la parte media.		
	PALEOCENO	LOS CUERVOS	80 A 100	Lutitas y arcillolitas grises, verdosas y pardo-amarillas con mantos de carbón y niveles de areniscas con restos vegetales.	
		BARCO	100 A 350	Areniscas cuarcíticas en parte arcillosas, con delgadas intercalaciones de lutitas nodular gris.	
CRETACIO	SUPERIOR	GUADALUPE	130 a 350	Areniscas finas, cuarzosas, intercalaciones de limolitas y arcillosas grises y grises- verdosas.	
		GACHETA	200 a 400		
	INFERIOR	UNE	800	Areniscas, Arcillolitas y areniscas.	
PALEOZOICO	PERMIANO		0 a 2000	Shales negros con intercalaciones de areniscas finas, cuarzosas y calizas dolomíticas.	
		PRECÁMBRICO		Rocas del escudo Guayanés	

Fuente: Bueno y Aguilera (1994) Pérez E. (1984).



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

Hay un amplio rango de crudos en la cuenca, variando de aceite pesado a condensado. No hay una relación directa entre la profundidad del reservorio y la gravedad API. Los aceites de mejor calidad están localizados en el piedemonte (Condensado de Cusiana) y en la parte norte de la cuenca( aceite liviano de Caño limón ). La mayoría de la secuencia estratigráfica es inmadura. Sin embargo en el Piedemonte la secuencia alcanza la ventana de generación de aceite y gas tardíamente produciendo el condensado encontrado en Cusiana. El tipo de Kerógeno varía entre II y III, perteneciendo el tipo II al Piedemonte y el tipo III a la zona de ante país. La mayoría de las muestras tienen menos que el 2% del TOC, pero hay unos intervalos con valores más altos. EL potencial generador varia o y 90 mg HC/g Roca, con las mayorías de las rocas bajo 10 mg HC/g.

## 1.5 MATERIALES Y EQUIPOS PARA REALIZAR LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

### 1.5.1 Software

**1.5.1.1 OliScale Chem<sup>22</sup>** Los problemas de precipitación pueden surgir en pozos de gas con altas tasas de flujo, por la misma razón básica que pueden ocurrir en operaciones de inundación con agua. La salmuera producida comienza a súper saturarse con minerales incrustantes como resultado del cambio en las condiciones entre el yacimiento y el punto de depositación (las condiciones de presión, temperatura y composición a la cuales se forma el precipitado).Una razón de complicación en la valoración de los problemas de incrustaciones es que

---

<sup>22</sup>OLI Systems, Inc. A Guide to Using OLI Scale Chem Version 4.1 (revision 4.1.5)



pueden ocurrir cambios significativos entre las condiciones de yacimiento y superficie debido a intercambio entre las fases vapor y líquido del agua. En consecuencia no se puede evidenciar los problemas ocasionados por las incrustaciones en fondo de pozo solo teniendo como referencia la composición de salmuera producida.

El programa Scale Chem estima la tendencia incrustante del agua de formación bajo condiciones de inyección de agua y CO<sub>2</sub>, este programa puede ser usado para evaluar la compatibilidad entre el fluido de estimulación con las aguas de formación.

**1.5.1.2 Statgraphics Centurión XVI<sup>23</sup>** El programa Statgraphics es un software que está diseñado para facilitar el análisis estadístico de datos. El programa trabaja en un entorno WINDOWS. Mediante su aplicación es posible realizar unos análisis descriptivos de una o varias variables, utilizando gráficos que expliquen su distribución o calculando sus medidas características.

Entre sus muchas prestaciones, también figuran el cálculo de intervalos de confianza, contrastes de hipótesis, análisis de regresión, análisis multi-variantes, así como diversas técnicas aplicadas en Control de Calidad. Para el desarrollo del presente proyecto se usa un diseño experimental de tipo factorial de nivel 3<sup>3</sup>, utilizando para su análisis la metodología de superficie de respuesta con ayuda del software estadístico **STATGRAPHICS CENTURION XVI** para Windows.

---

<sup>23</sup>StatPoint Technologies, Inc. STATGRAPHICS Centurion XVI User Manual



### 1.5.1.3 Equipo BULK VOLUM CELL.

Figura 10. Vista frontal del equipo BULK VOLUMEN CELL.



Fuente: Manual Operativo.

Para el desarrollo de este proyecto , el principal equipo a utilizar es el BULK VOLUME CEL( Figura 10), que tiene como función principal, desarrollar un control avanzado multi-variable que permita sostener valores de presión y temperatura interna en el fluido mientras aplica una agitación, con el fin de mantener la uniformidad en las características del fluido. Por medio de este equipo se espera poner en contacto salmuera sintética y crudo, con dióxido de carbono a diferentes puntos de concentración molar, presión y temperatura, para así poder estimar la tendencia de precipitación de escamas orgánicas e inorgánicas en presencia de CO<sub>2</sub>.



## 2. FASE II

### 2.1 DISEÑO PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

#### 2.1.1 Caracterización del agua de formación

Se realizaron ensayos preliminares a los fluidos de formación, por lo tanto se llevó a cabo el análisis fisicoquímico, la determinación de la densidad, del pH y de la conductividad al agua de formación.

##### 2.1.1.1 Composición fisicoquímica del agua de formación.

Tabla 3. Contenido iónico, pH y producción de barriles de agua campo Cup-wx-61.

Parámetro Fisicoquímico	Valor	Unidades
pH	7,7	Unidades de pH
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	622,2	mg/L
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	45	mg/L
Ca <sup>2+</sup>	369	mg/L
Ba <sup>2+</sup>	7	mg/L
Cl <sup>-</sup>	1170,7	mg/L
Fe <sup>2+</sup>	27,19	mg/L
<b>Barriles de agua por día</b>	<b>72</b>	<b>BWPD</b>

Fuente: Autores.

Tabla 4. Densidad, pH y conductividad del agua de formación campo Cup-wx-61.

Propiedad	Valor
Densidad [mg/L]	0.998
pH	7.30
Conductividad [ $\mu$ S/cm]	2.72

Fuente: Autores.



### 2.1.1.2 Preparación de la Salmuera sintética

Según los datos suministrados por el análisis físico químico proveído por el campo Cup-wx-61 anteriormente descrito, se procedió a la preparación de la salmuera sintética, la cual se formuló en dos etapas diferente: Salmuera catiónica y salmuera aniónica, con fines de preservación de las propiedades fisicoquímicas garantizando la fiabilidad de los resultados obtenidos. Para el desarrollo de cada prueba se mezclaran las dos salmueras en la celda al momento de dar inicio a los ensayos.

Tabla 5. Preparación de salmuera sintética.

Salmuera	Reactivo		Unidades	
	Nombre	Formula	mg/L	g/L
Catiónica	Cloruro de sodio	NaCl	1007	1.007
	Cloruro de potasio	KCL	240.0	0.240
	Cloruro de Calcio Dihidratado	CaCl <sub>2</sub> · 2H <sub>2</sub> O	1354	1.354
	Cloruro de Magnesio hexahidratado	MgCl <sub>2</sub> · 2H <sub>2</sub> O	109	0,109
	Cloruro de hierro Tetrahidratado	FeCl <sub>2</sub> · 2H <sub>2</sub> O	11.00	0,011
	Cloruro de Bario	Ba Cl <sub>2</sub>	10,614	0,011
Aniónica	Bicarbonato de Sodio	NaHCO <sub>3</sub>	857	0,857
	Sulfato de Sodio	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	67	0.067

Fuente: Autores.

### 2.1.2 Resultados y análisis de simulación de la tendencia incrustante del agua formación.

Se procedió a simular el carácter incrustante del agua de formación Cup-wx-61 mediante el Software Oli Scale Chem, se trabajó a condiciones de temperatura y presión de superficie y se llevó a condiciones de fondo de pozo (240 °F y 4514,70 Psia). Obteniéndose la tendencia incrustante (a partir de los índices de estabilidad (IS)) y la cantidad de depósitos inorgánicos (Lb/KBbls) del agua de formación del pozo.



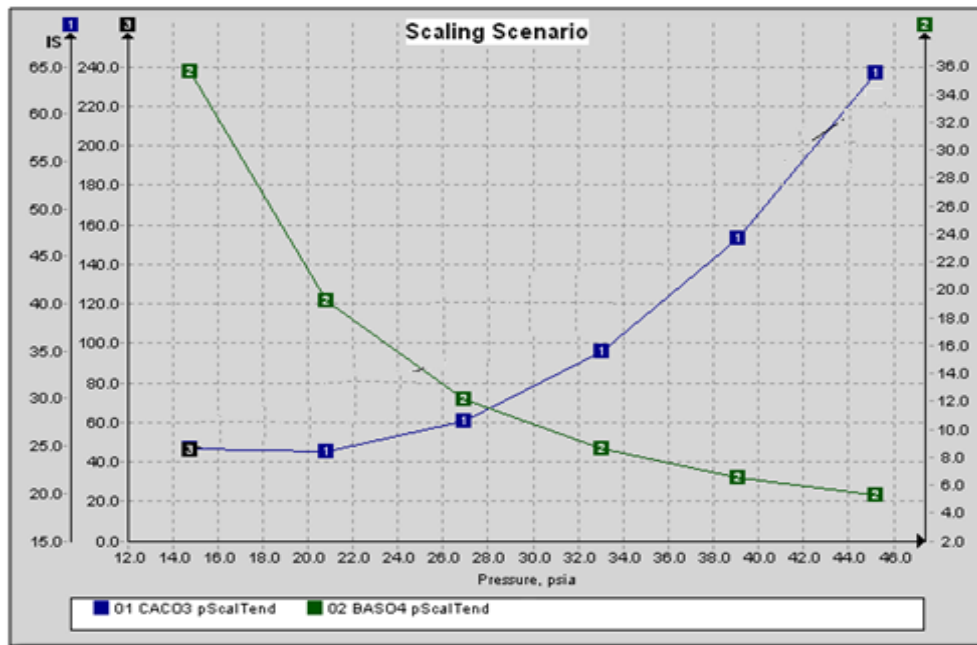
### 2.1.2.1 Escamas Inorgánicas presentes en el análisis agua de formación.

Tabla 6. Tendencia de formación de escamas inorgánicas en el análisis agua de formación.

Presión	Temp.	Ba SO4			Ca CO3		
		IS	mg/L	Lb/ KBbls	IS	mg/L	Lb/ KBbls
14,696	77	35,618	11,557	4,049	24,682	220,006	77,085
914,697	109,6	19,243	11,214	3,929	24,39	228,716	80,136
1814,698	142,2	12,164	10,807	3,786	27,665	254,816	89,281
2714,698	174,8	8,592	10,396	3,642	34,879	290,893	101,922
3614,699	207,4	6,539	10,026	3,513	46,897	327,838	114,866
4514,7	240	5,236	9,712	3,403	64,264	358,254	125,523

Fuente: Autores.

Figura11. Tendencia de formación de escamas inorgánicas en el análisis agua de formación.



Fuente: Autores.



### 2.1.2.2 Simulación del carácter incrustante del agua de formación del pozo al interactuar con el gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub>.

Se estimaron las máximas cantidades de las escamas inorgánicas: Barita y Calcita presentes en el agua de formación una vez estas interactúan con el gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub>. Para lo cual se empleó el Software Oli Scale Chem, donde se asumió que el sistema se encuentra en equilibrio y la mezcla agua de formación (bajo condiciones críticas) - gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub> fue saturada de manera independiente con BaSO<sub>4</sub>, CaCO<sub>3</sub>, FeCO<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub>-CaCO<sub>3</sub>, BaSO<sub>4</sub>-FeCO<sub>3</sub> y CaCO<sub>3</sub>-FeCO<sub>3</sub>.

Posteriormente, se trabajó de acuerdo con los intervalos establecidos para cada uno de los factores controlables del proceso tales como la presión, la temperatura y la composición de CO<sub>2</sub> (Tabla 7). Los ensayos se realizaron de la siguiente manera: presión y temperatura variable, presión constante de 150 Psia y temperatura variable, presión constante de 2258 Psia, presión constante de 4500 Psia y temperatura variable, presión variable y temperatura constante de 77 °F, presión variable y temperatura constante de 158 °F y presión variable y temperatura constante de 240 °F. En todos los casos anteriormente mencionados se emplearon por separado composiciones de 4,852; 8,352 y 11,852 %M CO<sub>2</sub>.

Tabla 7. Factores o variables independientes del diseño experimental.

Factores Independientes	Unidades	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Presión	Psia	150	2258	4500
Temperatura	°F	77	159	240
Composición CO <sub>2</sub>	% Molar	4,852	8,352	11,852

Fuente: Autores.



### **2.1.2.3 Desarrollo del diseño experimental para evaluar el carácter incrustante del agua de formación del pozo al interactuar con el gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub>**

Teniendo como base lo realizado en los **numerales 2.1.2.1 y 2.1.2.2**, se establecieron las condiciones óptimas de precipitación y/o depositación de las escamas inorgánicas (Barita y Calcita) presentes en el agua de formación bajo condiciones críticas al interactuar con el gas de inyección crudo enriquecido con CO<sub>2</sub>. Es así, como se empleó un diseño experimental de tipo factorial de nivel 3<sup>3</sup>, utilizando para su análisis la metodología de superficie de respuesta con ayuda del software estadístico STATGRAPHICS CENTURION XVI para Windows. A partir del diseño experimental anteriormente descrito se estableció el efecto de los factores (presión, temperatura y CO<sub>2</sub>), y sus interacciones de manera independiente, sobre cada la precipitación y/o depositación de Barita y Calcita en el agua de formación de Campo Cup-wx-61 bajo condiciones críticas al interactuar con el gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub>. En la Tabla 8 se muestran los resultados de las máximas cantidades precipitadas y/o depositadas de BaSO<sub>4</sub> y CaCO<sub>3</sub>; obtenidas en el proceso de simulación, las condiciones de presión, temperatura y CO<sub>2</sub> estipuladas por medio del software estadístico STATGRAPHICS CENTURION XVI (Tabla 8).

### **2.1.2.4 Tratamiento estadístico a los resultados obtenidos en la evaluación del carácter incrustante del agua de formación del pozo Cup-wx-61 al interactuar con el gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>.**

Los resultados obtenidos en la (Tabla 8) se sometieron a un tratamiento estadístico. El análisis estadístico de los datos se realizó utilizando herramientas como: la Tabla ANOVA (Tabla 9), diagramas de Pareto (**Figuras 12 y 13**) y de efectos principales (**Figuras 14 - 15**). El análisis estadístico se realizó usando el software estadístico STATGRAPHICS CENTURION XVI para Windows y se



realizó considerando un nivel de confianza del 95 %. Todo lo anterior, con el fin de determinar el efecto que tienen las variables independientes y sus interacciones sobre la precipitación y/o depositación de barita y calcita; y de esta forma seleccionar los ensayos que se llevaran a cabo experimentalmente. Con base en el análisis de varianza ANOVA (Tabla 9) y en los valores de las factores usados en el diseño experimental (Tabla 8) se identificaron los factores y/o interacciones más significativos en los procesos de precipitación y/o depositación de las escamas inorgánicas, presentes en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con  $\text{CO}_2$ . Cabe resaltar, que no fueron tenidas en cuenta las interacciones resultantes del análisis cuadrático del programa estadístico tales como la interacción presión-presión (AA) interacción temperatura-temperatura (BB) y la interacción  $\text{CO}_2$  -  $\text{CO}_2$  (CC), puesto que no generan resultados relevantes. Es así como se estableció que la temperatura es el único factor que afecta significativamente la precipitación y/o depositación de  $\text{BaSO}_4$ , debido a que presenta un valor-P (0,0133) menor a 0,05. De otro lado, la presión, la temperatura, la composición de  $\text{CO}_2$ , la interacción presión-temperatura y la interacción temperatura- $\text{CO}_2$  generan efectos significativos en la precipitación y/o depositación de  $\text{CaCO}_3$ . El criterio de evaluación es que todas estas variables presentan valores-P menores a 0,05. (Ver Tabla 9). De otro lado, y con base en el mismo criterio, todos los factores e interacciones evaluados resultaron ser significativos en el proceso de precipitación y/o depositación de  $\text{BaSO}_4$ . De acuerdo con la **Figura 12**, se establece que la temperatura es inversamente proporcional a la variable respuesta (precipitación y/o depositación de  $\text{BaSO}_4$ ). Por medio del diagrama de Pareto, **Figura 13**, se puede inferir que la temperatura es directamente proporcional a la precipitación de Calcita. Mientras que los factores presión,  $\text{CO}_2$  y las interacciones presión-temperatura y temperatura- $\text{CO}_2$  son inversamente proporcionales al proceso de precipitación y/o depositación de  $\text{CaCO}_3$ .



Tabla 8. Resultados del diseño experimental.

Experimento	Presión	Temperatura	CO <sub>2</sub>	Precipitación y/o deposición [mg/L]		
	Psia	°F	% Molar	BaSO <sub>4</sub>	CaCO <sub>3</sub>	FeCO <sub>3</sub>
1	2258	240	8,352	9,134	126,892	43,260
2	2258	240	11,852	8,210	0,050	42,697
3	150	77	11,852	30,379	0,055	34,066
4	150	159	8,352	10,455	118,335	48,228
5	4500	77	4,852	11,039	0,053	24,174
6	2258	77	11,852	11,378	11,525	24,262
7	4500	77	8,352	11,036	0,053	18,856
8	2258	159	4,852	10,479	0,054	46,493
9	2258	159	11,852	10,450	0,054	44,134
10	4500	240	8,352	9,040	48,715	46,661
11	2258	240	4,852	9,354	192,461	47,615
12	150	77	8,352	11,508	0,055	35,841
13	150	159	4,852	10,514	190,329	48,842
14	4500	77	11,852	11,034	0,053	14,789
15	2258	77	4,852	11,556	0,055	31,519
16	4500	240	4,852	9,310	129,209	47,403
17	4500	159	8,352	10,536	0,054	40,121
18	4500	159	4,852	10,559	0,055	45,225
19	4500	159	11,852	10,513	0,054	38,787
20	4500	240	11,852	8,866	0,053	46,661
21	150	240	4,852	9,744	359,448	48,811
22	2258	77	8,352	11,54	0,055	27,427
23	150	240	8,352	9,669	334,287	48,628
24	150	159	11,852	10,413	63,327	47,757
25	2258	159	8,352	10,464	0,054	45,157
26	150	77	4,852	11,513	0,055	38,140
27	150	240	11,852	9,609	314,312	48,473

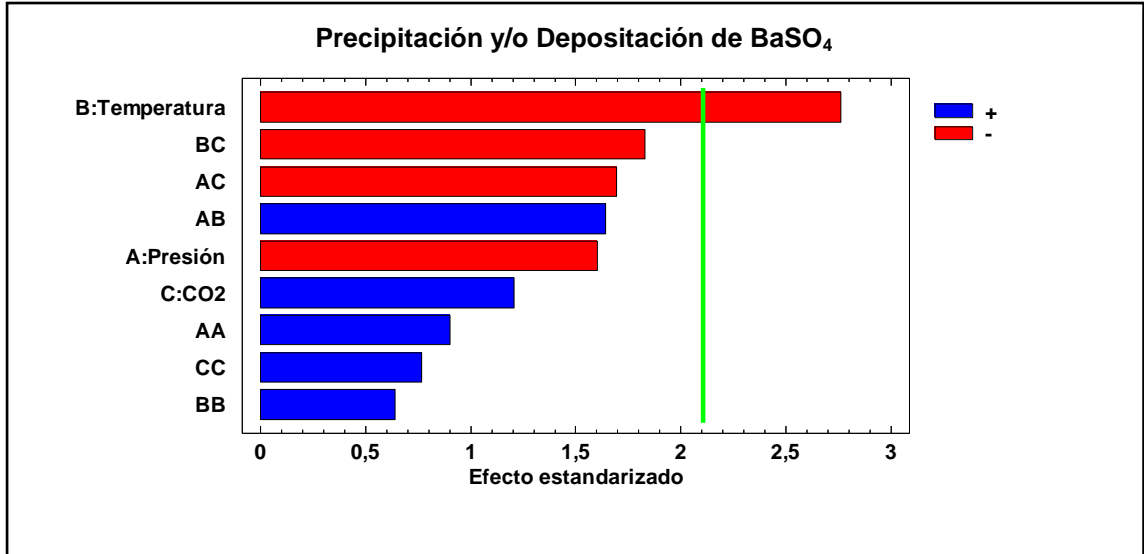
Fuente: Autores.

Tabla 9. Análisis de varianza (ANOVA) para evaluar el contenido de barita y calcita (mg/L) precipitadas y/o depositadas en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>. Fuente: Autores.

Factor	Suma de Cuadrados		Media de Cuadrado		Relación F		Valor P	
	BaSO <sub>4</sub>	CaCO <sub>3</sub>	BaSO <sub>4</sub>	CaCO <sub>3</sub>	BaSO <sub>4</sub>	CaCO <sub>3</sub>	BaSO <sub>4</sub>	CaCO <sub>3</sub>
<b>A:Presión</b>	26,5745	80254,1	26,5745	80254,1	2,56	60,94	0,1278	0
<b>B:Temperatura</b>	79,2104	121782,	79,2104	121782,	7,64	92,47	0,0133	0
<b>C:CO2</b>	15,1055	12881,2	15,1055	12881,2	1,46	9,78	0,2440	0,0061
<b>AA</b>	8,38774	16128,9	8,38774	16128,9	0,81	12,25	0,3810	0,0027
<b>AB</b>	27,9984	56585,9	27,9984	56585,9	2,70	42,97	0,1187	0
<b>AC</b>	29,7877	158,419	29,7877	158,419	2,87	0,12	0,1083	0,7330
<b>BB</b>	4,2521	11058,3	4,2521	11058,3	0,41	8,40	0,5305	0,0100
<b>BC</b>	34,7004	11917,9	34,7004	11917,9	3,35	9,05	0,0850	0,0079
<b>CC</b>	6,10445	0,326978	6,10445	0,326978	0,59	0,00	0,4535	0,9876
<b>Error total</b>	176,296	22388,3	10,3704	1316,96	-	-	-	-

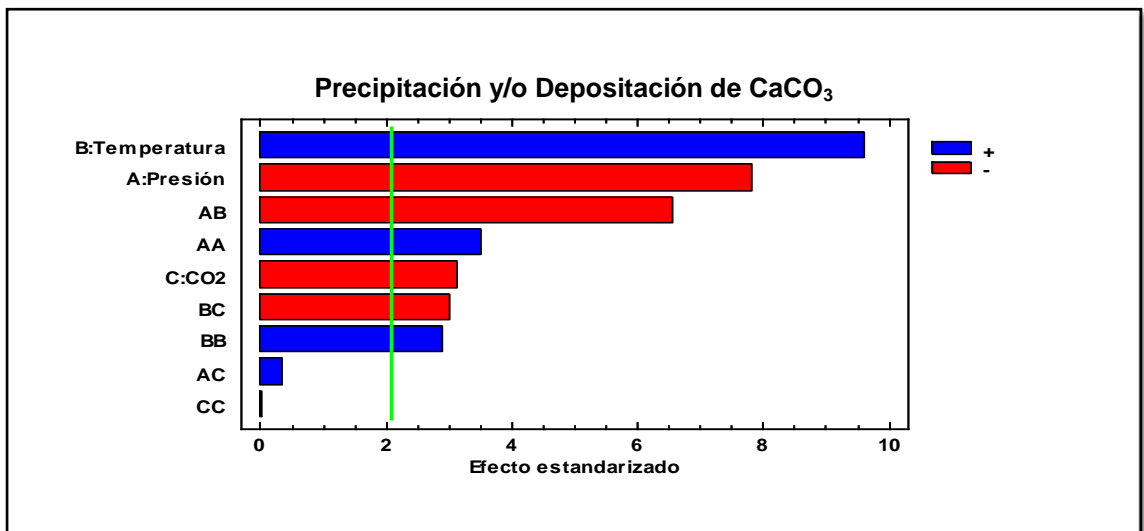
Fuente: Autores.

Figura 12. Diagrama de Pareto para la precipitación y/o deposición de Barita (mg/L) en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>.



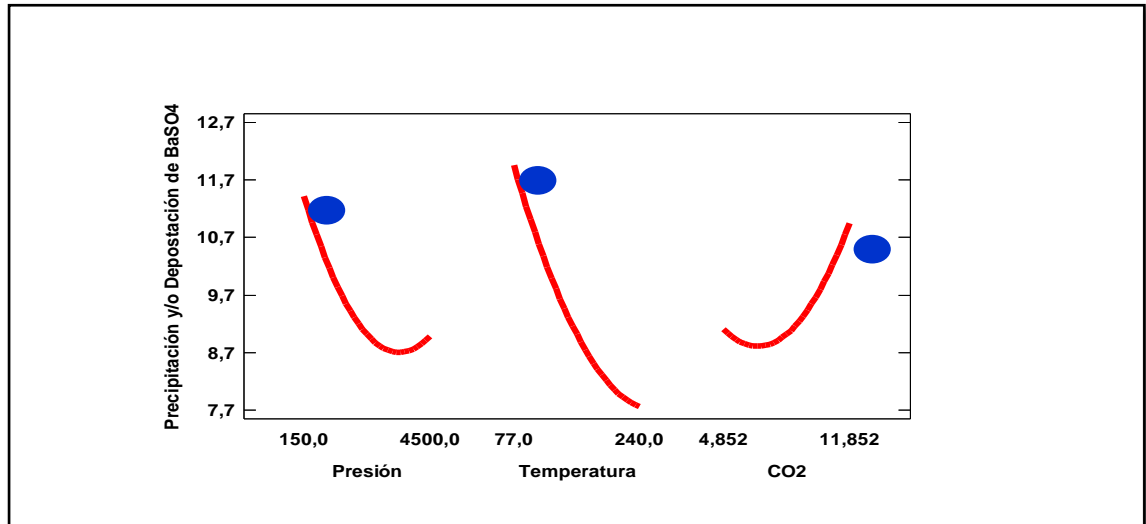
Fuente: Autores.

Figura 13. Diagrama de Pareto para la precipitación y/o deposición de Calcita (mg/L) en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>.



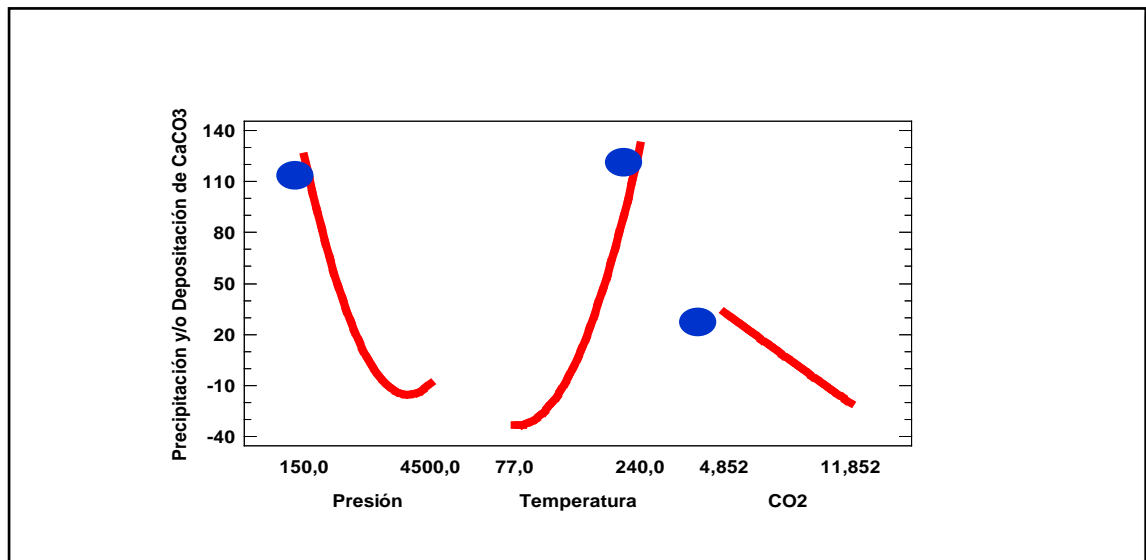
Fuente: Autores.

Figura 14. Diagrama de efectos principales sobre el contenido Barita (mg/L) precipitada y/o depositada durante la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>.



Fuente: Autores.

Figura 15. Diagrama de efectos principales sobre el contenido Calcita (mg/L) precipitada y/o depositada durante la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con CO<sub>2</sub>.



Fuente: Autores.



El análisis de efectos principales muestra la influencia que tienen los factores en forma individual sobre cada una de las variables respuesta que fueron analizadas. De acuerdo con las **Figuras 14** se observa que la presión, la temperatura y el  $\text{CO}_2$  afectan la precipitación y/o depositación de  $\text{BaSO}_4$ , Y  $\text{CaCO}_3$  en la interacción del agua de formación Cup-wx-61 – gas de inyección Cup-wx-61 enriquecido con  $\text{CO}_2$ . De acuerdo con la **Figura 14**, se observa que para los valores mínimos de presión de 150 Psia y de temperatura de 77 °F correspondientes al nivel 1; así como a la máxima composición de  $\text{CO}_2$  correspondiente al nivel 3 se obtiene el efecto máximo en la precipitación y/o depositación de Barita. A partir del análisis de efectos principales (**Figura 15**), se puede determinar que para la cantidad de Calcita precipitada y/o depositada el efecto máximo se obtiene a una presión y composición de  $\text{CO}_2$  con un nivel 1, mientras que para la temperatura dicho efecto se obtiene con un nivel 3.

### 2.1.3 Caracterización del crudo de formación

Los ensayos que se le realizaron al crudo han sido la viscosidad, la gravedad API, el contenido de asfalteno por el método establecido por Leontaritis y publicado en la Society of Petroleum Engineers (SPE 23810), y el análisis SARA. Para el desarrollo del análisis SARA la muestra se sometió a un proceso de preparación de acuerdo con las normas ASTM D6560, ASTM D1316 y ASTM 2549, por precipitación de los asfalteno de la muestra sometida a reflujos con n-pentano y posterior separación de los máltenos por cromatografía líquida de elución, para lo cual se emplearon diferentes gradientes de polaridad hexano: acetato de etilo, obteniéndose de esta manera las diferentes fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas. Se determinó la composición fisicoquímica del gas de inyección mediante cromatografía de gases, para lo cual se emplearon las normas ASTM D1945, ASTM D2163 y ASTM 2887.



### 2.1.3.1 Resultados de análisis SARA

Tabla 10. Porcentaje de las principales familias de hidrocarburos: saturados, aromáticos, resinas y asfalteno (SARA) en el crudo. Fuente: Autores.

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA	Fracciones, % (p/p)				
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfalteno	Volátiles
Muestra de crudo	62,5	10,9	3,1	4,7	18,2

Fuente: Autores.

**2.1.3.2 Propiedades físicas y resultados de la determinación de Asfalteno Método Leontaritis.** La determinación de la viscosidad se realizó a dos temperaturas 35 °C y 80 °C unidad en centipoices como se puede ver en la tabla 11.

Tabla 11. Viscosidad, API° y Contenido de Asfalteno crudo campo Cup-wx-61.

Propiedad	Valor	
	35 °C	80 °C
Viscosidad (Cst)	5.51	1.95
Gravedad API	36.6	
Asfalteno Método Leontaritis	0,15 (%P/P)	

Fuente: Autores.

### 2.1.3.3 Caracterización del dióxido de carbono

**Análisis cromatográficos del Dióxido de Carbono campo Cup-wx-61**

#### REPORTE DE ANALISIS

Los siguientes analisis fueron realizados en el laboratorio CDT Gas Uis Guatiguara.



Análisis cromatografico de la muestra: Cup-wx-61 **Muestra 1**

Presión de muestreo :580 psi

Peremperatura de la linea: 87°F

Condiciones del análisis

Cantidad de muestra analizada	12,0 ml ± 0,1 ml
Presión de entrada al cromatógrafo	20,00 psig ±0,02 psig
Temperatura cuarto de ensayos	22,1 °C ± 1,0 °C
Gas de arrastre	Helio (Grado 5)

❖ Resultados, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub> – C<sub>8</sub> \* (ASTM D 1945)

Tabla 12. Resultados de análisis cromatográficos componentes CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub> – C<sub>8</sub>. Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 1.

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
Nitrógeno	0,394	0,008	0,048	2,02
Metano	73,732	0,050	0,344	2,09
Dióxido de carbono	4,853	0,100	0,814	2,57
Etano	10,479	0,030	0,064	2,26
Propano	5,511	0,008	0,023	2,36
Isobutano	1,263	0,007	0,018	2,26
n- Butano	1,337	0,007	0,012	2,07
Isopentano	1,387	0,053	0,080	2,57
n- Pentano	1,001	0,015	0,022	2,57
C6+	0,043	0,002	0,004	2,31

Fuente: Autores.



❖ Resultados, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>5</sub>– C<sub>15</sub> \* (ASTM D 2163, ASTM D 2887)

Tabla 13. Resultados de análisis cromatográficos componentes C<sub>5</sub> – C<sub>15</sub>.  
Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 1.

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
2- Metil butano(Isopentano)	1,392	0,022	0,036	2,20
n-Pentano	1,008	0,017	0,037	2,20
2- Metil Pentano	0,019	0,008	0,014	2,31

Fuente: Autores.

Tabla 14. Resultados de análisis cromatográficos componentes C<sub>5</sub> – C<sub>15</sub>.  
Dióxido de carbono producido del campoCup-wx-61 muestra 1.

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
2- Metil butano (Isopentano)	1,392	0,022	0,036	2,20
n-Pentano	1,008	0,017	0,037	2,20
2- Metil Pentano	0,019	0,008	0,014	2,31
n-Hexano	0,011	0,005	0,011	2,45
2,4-Dimetil pentano	0,005	0,002	0,005	2,57
n-Heptano	0,007	0,000	0,007	2,45
Tolueno	0,000	0,000	0,000	0,00
n-Octano	0,000	0,000	0,000	0,00
p- Xileno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Propil benceno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Decano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Butil benceno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Dodedacano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Tridecano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Tetradecano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Pentadecano	0,000	0,000	0,000	0,00

Fuente: Autores.

❖ propiedades fisicoquímicas

Las propiedades físicas reportadas fueron calculadas a las condiciones base, establecidas en el reglamento Unicode transporte RUT (P= 14,55 Psia y T= 60 °F).



Tabla 15. Propiedades fisicoquímicas campo Cup-wx-61 muestra 1.

PROPIEDADES FISICOQUIMICAS						
COMPONENTE	UNIDADES	VALOR CALCULADO	INCERTIDUMBRE		F.COBERTURA	METODO
			Absoluta	Relativa (%)	k	
Poder calorífico superior (real)	BTU/ft <sup>3</sup>	1252,199	5,109	0,408	2,02	ASTM D 3588 98 (2003)
Densidad (real)	Lb/ft <sup>3</sup>	0,060	0,001	1,569	2,45	ASTM D 3588 98(2003)
Gravedad Especifica( real)	-	0,794	0,012	1,569	2,45	ASTM D 1994
Factor de compresibilidad	-	0,996	0,002	0,194	2,03	AGA 8 -94 Detallado
Peso molecular	-	22,928	0,291	1,268	1,96	AGA 8 -94 Detallado
Índice de Wobbe	BTU/ ft <sup>3</sup>	1404,913	22,339	1,590	2,36	ASTM D 3588 98(2003)

Fuente: Autores.

Análisis cromatografico de la muestra: Cup-wx-61 **Muestra 2**

Presión de muestreo :581 psi

Temperatura de la linea: 85°F

Condiciones del análisis

Cantidad de muestra analizada	12,0 ml ± 0,1 ml
Presión de entrada al cromatógrafo	20,00 psig ±0,02 psig
Temperatura cuarto de ensayos	22,1 °C ± 1,0 °C
Gas de arrastre	Helio (Grado 5)



❖ Resultados, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub> – C<sub>8</sub> \* (ASTM D 1945)

Tabla 16. Resultados de análisis cromatográficos componentes CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub> – C<sub>8</sub>. Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2.

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
Nitrógeno	0,398	0,016	0,051	2,01
Metano	74,939	0,432	0,689	2,31
Dióxido de carbono	4,851	0,066	0,830	2,57
Etano	10,253	0,098	0,149	2,45
Propano	5,170	0,066	0,101	2,57
Isobutano	0,992	0,048	0,073	2,57
n- Butano	1,048	0,024	0,037	2,57
Isopentano	1,342	0,017	0,026	2,46
n- Pentano	0,966	0,012	0,018	2,57
C6+	0,040	0,004	0,007	2,45

Fuente: Autores

❖ Resultados, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>5</sub>– C<sub>15</sub> \* (ASTM D 2163, ASTM D 2887)

Tabla 17. Resultados de análisis cromatográficos componentes C<sub>5</sub> – C<sub>15</sub>

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
2- Metil butano (Isopentano)	1,339	0,011	0,026	2,11
n-Pentano	0,953	0,005	0,032	2,45
2- Metil Pentano	0,020	0,002	0,009	2,45
n-Hexano	0,013	0,002	0,011	2,57
2,4-Dimetil pentano	0,005	0,001	0,005	2,57

Fuente: Autores



Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2.

Tabla 18. Resultados de análisis cromatográficos componentes C<sub>5</sub> – C<sub>15</sub>.

Dióxido de carbono producido del campo Cup-wx-61 muestra 2.

RESULTADO DEL ANÁLISIS				
COMPONENTE	CONCENTRACION	DEVEST	INCERTIDUMBRE	F.COBERTURA
	% mol	% mol	% mol	k
n-Heptano	0,003	0,001	0,007	2,45
Tolueno	0,000	0,000	0,000	0,00
n-Octano	0,000	0,000	0,000	0,00
p- Xileno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Propil benceno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Decano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Butil benceno	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Dodedacano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Tridecano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Tetradecano	0,000	0,000	0,000	0,00
n- Pentadecano	0,000	0,000	0,000	0,00

Fuente: Autores.

Tabla 19. Propiedades fisicoquímicas campo Cup-wx-61 muestra 1.

PROPIEDADES FISICOQUIMICAS						
COMPONENTE	UNIDADES	VALOR CALCULADO	INCERTIDUMBRE		F.COBERTURA	METODO
			Absoluta	Relativa (%)	k	
Poder calorífico superior (real)	BTU/ft <sup>3</sup>	1228,560	11,387	0,927	2,23	ASTM D 3588 98 (2003)
Densidad (real)	Lb/ft <sup>3</sup>	0,059	0,001	1,703	2,31	ASTM D 3588 98(2003)
Gravedad Especifica (real)	-	0,779	0,013	1,703	2,31	ASTM D 1994
Factor de compresibilidad	-	0,996	0,003	0,270	2,09	AGA 8 -94 Detallado
Peso molecular	-	22,476	0,355	1,580	1,96	AGA 8 -94 Detallado
Índice de Wobbe	BTU/ ft <sup>3</sup>	1392,306	25,708	1,846	2,18	ASTM D 3588 98(2003)

Fuente: Autores.



## 2.2 DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Para el cumplimiento de los objetivos de la presente investigación, De acuerdo con todo lo anterior propuesto e investigado ,se plantea realizar tres ensayos para cada etapa con diferentes puntos de presión, temperatura y fracción Molar de  $\text{CO}_2$  basados en los resultados obtenidos en la simulación con el software Oli Scale Chem y el manejo estadístico arrojado por el software Statgraphics Centurion XVI, de los cuales se seleccionaron tres puntos, teniendo en cuenta que se puedan reproducir experimentalmente por razones operativas y de seguridad del equipo.

Para desarrollo del procedimiento experimental se dispuso de dos etapas una para la interacción de dióxido de carbono con salmuera sintética y otra para la interacción de crudo con el dióxido de carbono, para así poder evaluar efectivamente la presencia de dióxido de carbono en los fluidos de yacimiento.

### 2.2.1 Procedimiento experimental para la interacción de la salmuera sintética en presencia de $\text{CO}_2$

**2.2.1.1 Etapa 1.** Para los ensayos realizados con la salmuera sintética se trabajó con un volumen de 500cc, representados en 250 cc salmuera catiónica y 250 cc salmuera aniónica; que fueron adicionados al BULKVOLUMECELL con las respectivas concentraciones de  $\text{CO}_2$ .

**2.2.1.2 Ensayo 1.** Este ensayo se realizará con un porcentaje molar de 4.852 % Molar, es decir una cantidad de 0,0009 moles de  $\text{CO}_2$  a unas condiciones de Presión (159 psi) y temperatura (77°F), la prueba se mantendrá hasta que las alícuotas recuperadas de la celda repitan concentraciones de iones con un porcentaje de 5% de diferencia entre ellas, de esta manera garantizamos el equilibrio termodinámico y que ha estas condiciones no habrá más cantidad de escamas de las que se precipitaron.



**2.2.1.3 Ensayo 2.** Este ensayo se realizará con un porcentaje molar de 8.352 % Molar, es decir una cantidad de 0,0419 moles de  $\text{CO}_2$  a unas condiciones de Presión (2258 psi) y temperatura (77°F), la prueba se mantendrá hasta que las alícuotas recuperadas de la celda repitan concentraciones de iones con un porcentaje de 5% de diferencia entre ellas, de esta manera garantizamos el equilibrio termodinámico y que ha estas condiciones no habrá más cantidad de escamas de las que se precipitaron.

**2.2.1.4 Ensayo 3.** Este ensayo se realizará con un porcentaje molar de 11.852 % Molar, es decir una cantidad de 0,023 moles de  $\text{CO}_2$  a unas condiciones de Presión (2258 psi) y temperatura (159°F), la prueba se mantendrá hasta que las alícuotas recuperadas de la celda repitan concentraciones de iones con un porcentaje de 5% de diferencia entre ellas, de esta manera garantizamos el equilibrio termodinámico y que ha estas condiciones no habrá más cantidad de escamas de las que se precipitaron.

## **2.2.2 Etapa 2. Interacción del crudo con Dióxido de Carbono**

Se realizarán al crudo Cup-wx-61 con volumen estimado de 500 cc y se incrementara paulatinamente las concentraciones de  $\text{CO}_2$  cada 48 horas con las respectivas variaciones de presión a temperatura ambiente. En un solo montaje el cual se prolongará 144 horas. Cada alícuota recuperada será de 50 cc y se tomara la muestra al momento que haya alcanzado el equilibrio después de inyectado el  $\text{CO}_2$  en la celda.



Tabla 20. Condiciones experimentales para prueba con crudo.

Presión (Psia)	Temperatura (°F)	Moles CO <sub>2</sub>	% Molar
2258	77	0,5634	4.852
2258	77	0,3970	8.352
2258	77	0,2306	11.852

Fuente: Autores



### 3. FASE III

#### 3.1 RESULTADOS

Después de realizados los ensayos, tanto para el contacto de la salmuera sintética y el crudo con el dióxido de carbono, se procedió a determinar la concentración de iones final de la muestra y seguido los gramos de precipitados de Calcio y Bario. Para el crudo se determinó el porcentaje de asfalteno antes y después de la prueba obteniendo así los resultados experimentales que permitirán evidenciar la tendencia incrustante de la escama orgánica.

##### 3.1.1 Etapa 1. Interacción salmuera sintética con Dióxido de Carbono

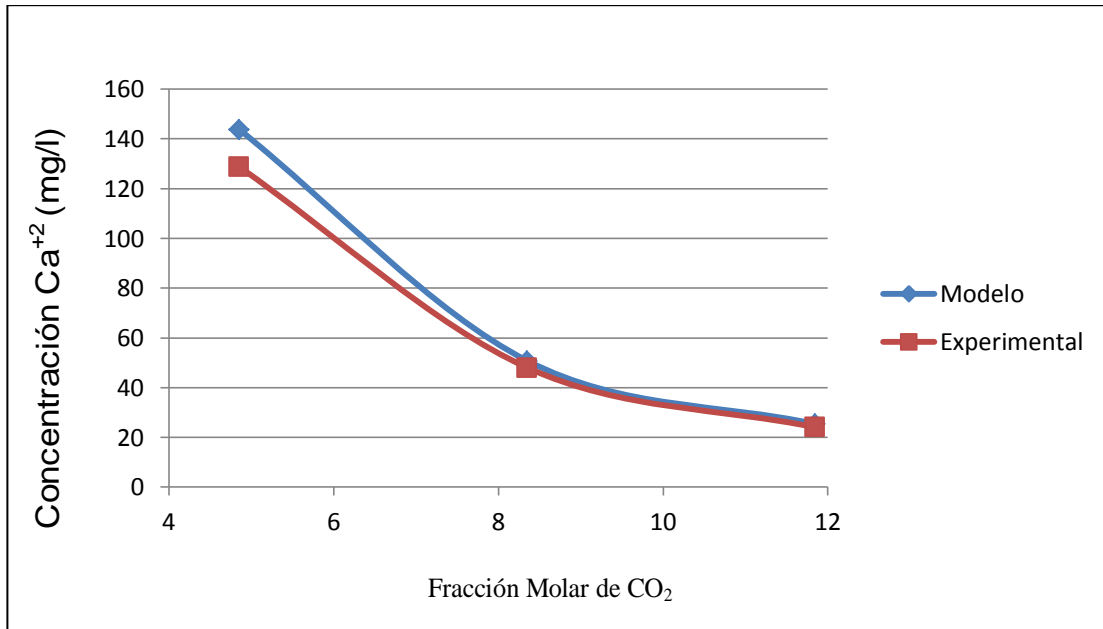
###### 3.1.1.1 Resultados para precipitación ion Calcio [ $Ca^{+2}$ ]

Tabla21. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión  $Ca^{+2}$ . Fuente: Autores.

Método de determinación	Concentración $Ca^{+2}$ (mg/l)		
	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3
% $CO_2$ inyectado Molar	4,852	8,352	11,852
Predicción Software	143,78	50,76	25,33
Ensayos experimentales	128,75	48,00	24,00
Desvest (%)	11,62	5,75	5,5

Fuente: Autores.

Figura 16. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión  $Ca^{+2}$ .



Fuente: Autores.

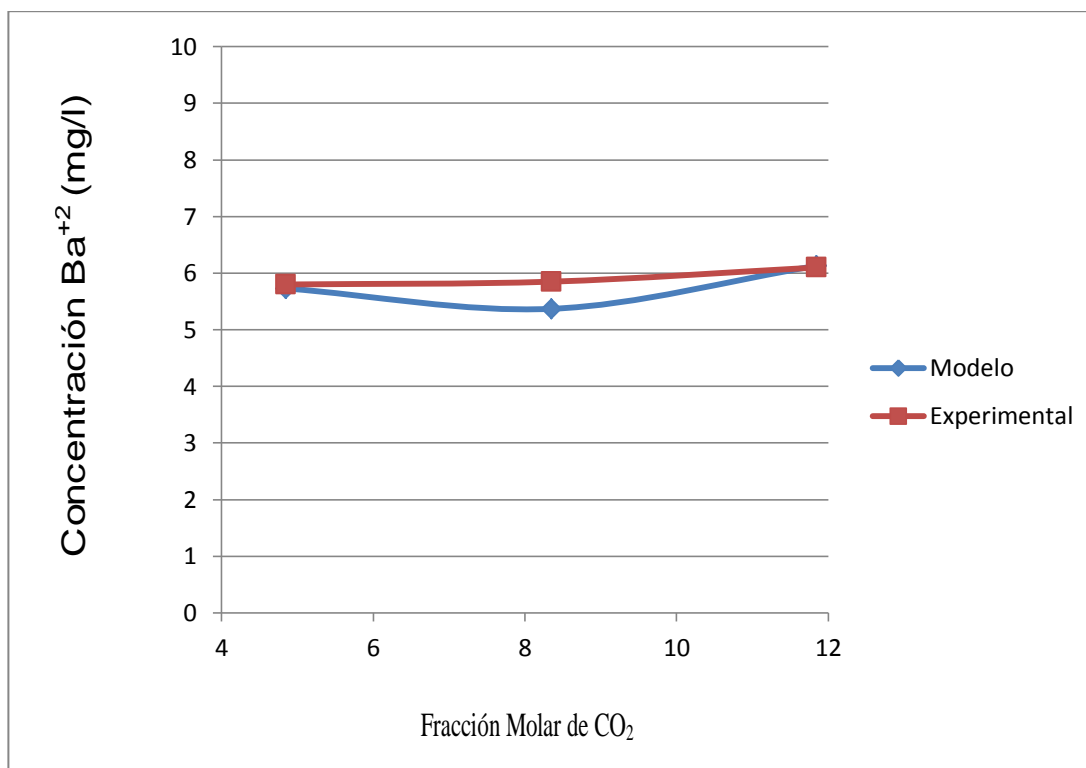
### 3.1.1.2 Resultados para precipitación ion Bario [ $Ba^{+2}$ ]

Tabla22. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para Ión  $Ba^{+2}$ .

Método de determinación	Concentración $Ba^{+2}$ (mg/l)		
	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3
% $CO_2$ inyectado Molar	4,852	8,352	11,852
Predicción Software	5,73	5,37	6,13
Ensayos experimentales	5,80	5,85	6,10
Desvest (%)	0,049	0,339	0,021

Fuente: Autores

Figura 17. Resultados ensayos experimentales Vs predicción del simulador para  $\text{IónBa}^{+2}$ .



Fuente: Autores

### 3.1.2 Etapa 2. Interacción crudo con Dióxido de Carbono

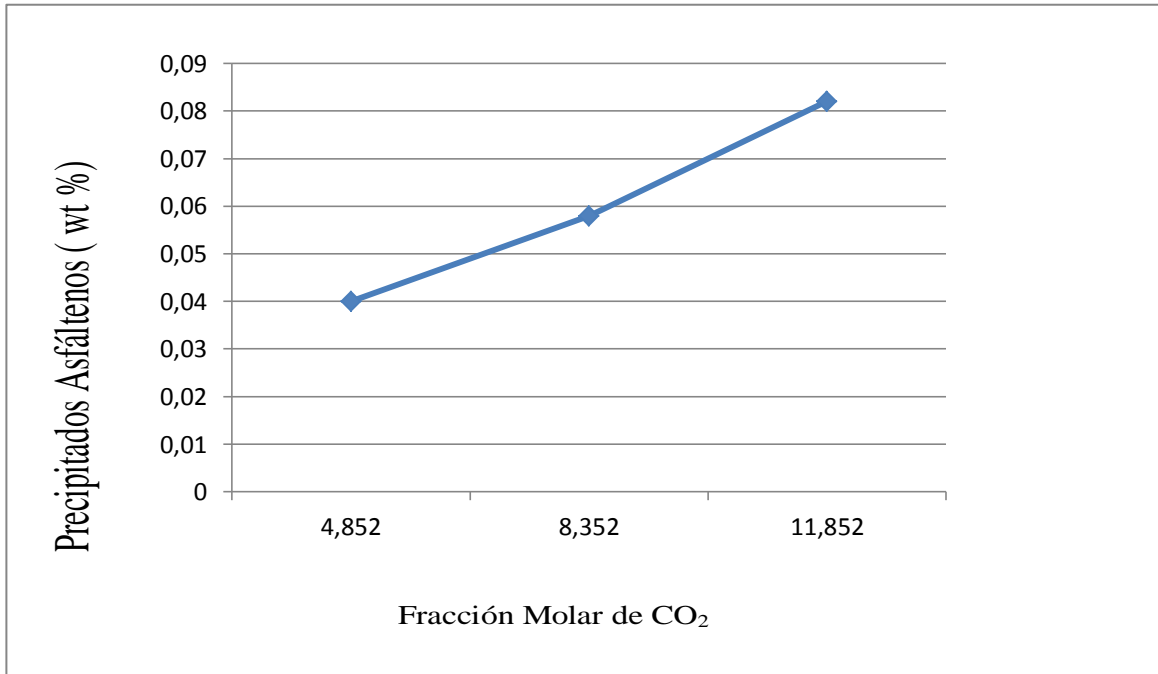
Tabla 23. Resultados determinación de asfalteno en ensayos experimentales.

Método de determinación		Precipitación de Asfalteno		
		0,15 (%p/p)		
Contenido inicial				
Experimental		Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3
% $\text{CO}_2$ inyectado Molar		4,852	8,352	11,852
Asfalteno precipitados	% Wt	0,04	0,058	0,082
	% p/p	26,6	38,66	54,66

Fuente: Autores.



Figura 18. Resultados experimentales Vs Modelo precipitación de asfalteno en función de la concentración de CO<sub>2</sub>.



Fuente: Autores.



## CONCLUSIONES

Los resultados experimentales para el carbonato de calcio mostraron, que disminuyó la cantidad de precipitado de la escama a medida que se incrementaba la concentración del dióxido de carbono, lo que evidencia que el dióxido de carbono favorece la solubilidad del carbonato de calcio. Se espera a futuro que los incrementos en la concentración molar de dióxido de carbono disminuya el problema que actualmente se tiene en el campo.

Para el sulfato de bario se determinó, que la tendencia incrustante permanece constante cuando está en presencia del dióxido de carbono, y que incrementos en la concentración molar de dióxido de carbono, no la afectan.

El análisis del crudo de formación, mostro que la estabilidad de los asfalteno se ve seriamente afectados por aumentos en las concentraciones molares de dióxido de carbono, lo que lleva al aumento exponencial en la cantidad de asfalteno precipitados.

El estudio mostro que si se sigue con los incrementos en las concentraciones molares de dióxido de carbono, el principal problema a futuro será la precipitación de asfalteno puesto que las demás escamas objeto de este estudio o no se ven afectadas o se afectan positivamente.

El carbonato de calcio para una misma concentración de dióxido de carbono mostro que, el aumento de presión la afecta positivamente disminuyendo la cantidad precipitado, y el aumento en la temperatura la afecta negativamente aumentando la precipitación de la escama.



El sulfato de bario para una misma concentración de dióxido de carbono mostro que, para aumentos en la presión, no se ve afectada la precipitación de la escama; no obstante para incrementos de temperatura se observó una disminución en la tendencia incrustante de la misma.

Dentro del desarrollo del proyecto, la fase de diseño experimental, constituyo una valiosa herramienta para la optimización de recursos, como tiempo, material y personal, esta fase se logró con el apoyo en simulación con el software Oli Scale Chem y el Screening riguroso de los datos proporcionados por el mismo, basado en criterios profesionales y lógicos del personal involucrado.

Los resultados experimentales, validan los resultados encontrados durante la etapa de simulación con el software Oli Scale Chem para las escamas inorgánicas de carbonato de calcio, y sulfato de bario, los cuales se evidencian en las gráficas de las figuras 17 y 18.



## RECOMENDACIONES

Según la composición fisicoquímica del agua de formación suministrada por el campo, se puede evidenciar la posible precipitación del carbonato de hierro II (siderita), por tanto se recomienda un estudio de simulación con el software Oli Scale Chem alrededor de esta escama Para evaluar la tendencia incrustante en presencia de dióxido de carbono.

Se recomienda realizar una corrida de simulación incorporando los resultados obtenidos de la tendencia incrustante de las escamas orgánicas e inorgánicas, simulando un proceso de inyección a tasas y concentraciones molares objeto del presente estudio, en un single Well Model para evaluar la disminución en la producción.

Dado que las escamas inorgánicas objeto de estudio a futuro no se espera que presenten problemas de precipitación, se recomienda un estudio técnico económico de inhibidores y/o removedores de asfaltenos, de modo que se encuentre el más adecuado para prevenir y remover las precipitaciones de asfalteno con miras a garantizar el aseguramiento del flujo.

Se recomienda para futuros estudios realizar protocolos de seguridad para realizar pruebas de interacción fluido-fluido con gas de inyección enriquecido con dióxido de carbono en el BULK VOLUME CELL, dado que en el presente estudio las condiciones de manejo del gas natural suministrado por el campo no permitieron efectuar las pruebas con este gas por razones de seguridad que comprometen la integridad tanto del personal como el equipo de laboratorio.



## BIBLIOGRAFIA

- ✚ ALAYON, M. (2004). Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008.[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf)
- ✚ ALAYON, M. (2004).Asfalteno: Ocurrencia y floculación. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Recuperado el 10 de Septiembre 2008, de[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf)
- ✚ AMROUN, H &Tiab, D. (2001). Alteration of Reservoir Wettability Due to Asphaltene Deposition in Rhourd- Nouss Sud Est Field, Algeria. Society of Petroleum Engineers (SPE) 71060.
- ✚ BERILGEN, Hulusid. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980.Chap 5.
- ✚ CIVAN, F. (2000).Formation Damage by Organic Deposition. En Reservoir Formation Damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company. (pp. 379 – 421).
- ✚ GARSHOL, T.A. (2005). Investigation of Asphaltene Precipitation Mechanisms on the Gyda Field. Norwergian University of Science and Technology. Recuperado el 10 de Septiembre del 2008, [www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/prosjekt/Garshol2005.pdf](http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/prosjekt/Garshol2005.pdf)
- ✚ INTEVEP, primera edición 1997, publicado y distribuido por CIED. Daño a la Formación.



- ✚ JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiment and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 68752.
  
- ✚ LEONTARITIS, K.J. (1994). A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23810.
  
- ✚ TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long-Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038.



## ANEXOS



## Anexos A. Ficha de seguridad dióxido de carbono

### FICHA DE SEGURIDAD DIÓXIDO DE CARBONO

Estado Físico, Aspecto Y peligros Físicos: gas licuado comprimido, incoloro e inodoro. El gas es más denso que el aire y puede acumularse en las zonas más bajas produciendo deficiencia de oxígeno. Cuando los niveles de flujo son rápidos pueden generarse cargas electroestáticas las cuales pueden provocar una explosión en caso de presencia de una mezcla inflamable. El dióxido de carbono en estado líquido se condensa rápidamente para formar hielo seco el cual es extremadamente frío.

Peligros Químicos: La sustancia se descompone al calentarla intensamente por encima de 2000 °C, produciendo humos tóxicos de monóxido de carbono. Reacciona violentamente con bases fuertes y algunos metales alcalinos. Algunos polvos metálicos tales como magnesio, circonio, titanio, aluminio, cromo y manganeso pueden ignitar y explotar cuando se calientan en presencia de dióxido de carbono.

Vías De Exposición: La sustancia se puede absorber por inhalación.

Riesgo De Inhalación: Al producirse pérdidas en zonas confinadas este líquido se evapora muy rápidamente originando una saturación total de aire con grave riesgo de asfixia.

Efectos de Exposición De Corta Duración: La inhalación de altas concentraciones de este gas puede originar hiperventilación y pérdida del conocimiento. La evaporación rápida del líquido puede producir congelación.



Efectos De Exposición Prolongada O Repetida: La sustancia puede afectar el metabolismo.

Propiedades Físicas: Puntos de sublimación:  $-79^{\circ}\text{C}$  Punto de fusión:  $-56.6$  a  $5.2$  atm Solubilidad en agua, ml/100ml a  $20^{\circ}\text{C}$ : 88. Presión de vapor ,kPa a  $20^{\circ}\text{C}$ :5720 Densidad relativa de vapor (aire=1):1.5.



## Anexos B. Manual de operación del Bulk Volum Cell

### 1 MANUAL DE OPERACIÓN BULK VOLUM CELL

#### 1.1 BULK VOLUMEN TOTAL CELL

El siguiente es el procedimiento del equipo BULK 350 – BULK VOLUME CELL (celda de volumen total) que aplica para su adecuada operación de acuerdo con el manual de operación del equipo, y lo previsto por el laboratorio de análisis petrofísicos de la universidad industrial de Santander. El procedimiento comprende: reconocimiento del equipo, modo de operación, y mantenimiento del equipo.

##### 1.1.1 CONDICIONES GENERALES PARA SU FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN.

El equipo BULK 350 tiene como función principal, desarrollar un control avanzado multivariable que permita sostener valores de presión y temperatura interna en el fluido mientras aplica una agitación, con el fin de mantener la uniformidad en las características del fluido.

##### 1.1.1.1 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	DETALLES	RANGO
CALEFACCIÓN	Dos (2) resistencias eléctricas	Monofásico 220 VAC 6[A] C/U	(20- 170) grados Celsius
MOTOR	Motor paso – paso 5 fases	AUTONICS A41KM599 41KgF/cm 1,4 A / Fase	*Velocidad: (1-10) *Angulo de giro: (0-180) grados centecimales
DRIVER DEL MOTOR	Potencia de motor paso a paso	AUTONICS MD5HF28 2,8 A / Fase	
AUTOMATA PROGRAMABLE	CPU con entradas y salidas digitales	THINGET XC3 24-T	

Tabla 24. Especificaciones BULK 350 – BULK VOLUME CELL. Fuente: Manual de operación BULK 350 – BULK VOLUME CELL.

### 1.1.1.2 Partes del equipo BULK 350 – BULK VOLUME CELL.

#### 1. Sistema de calefacción.



Figura 19. Calefacción, resistencias eléctricas del BULK 350 – BULK VOLUME CELL.

#### 2. Motor: Sistema de transmisión de movimiento.

(A)



(B)



Figura 20. (A) Motor unido a la cadena de transmisión (B) Cadena y piñón de rotación. Fuente: Autores.

### 3. Driver y Autómata.

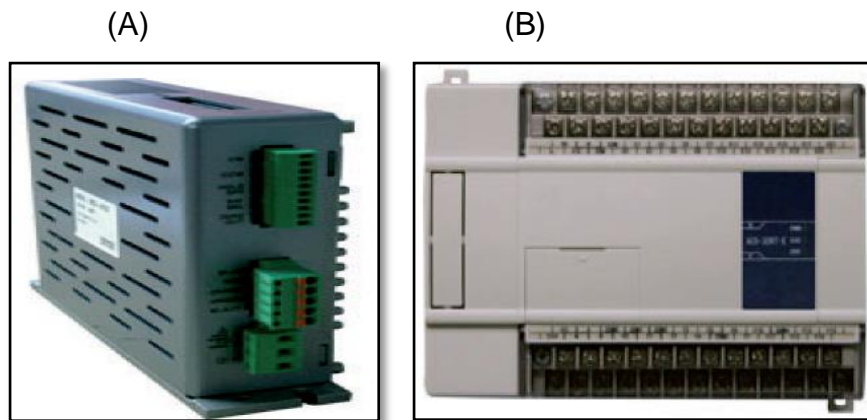


Figura 21.(A) Driver (B) Autómata. BULK 350 – BULK VOLUME CELL. Fuente: Autores.

#### 1.1.1.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CONEXIÓN.

El sistema requiere de dos líneas, el neutro y la conexión a tierra. Se define como un sistema trifásico trifilar (mas neutro) y tierra, tensiones línea – neutro 127[Vac] a 60 [Hz], tensión línea - línea 227 [Vac] a 60 [Hz]; se recomienda el uso de una toma industrial para 25 [A] o más.

#### ✚ DESARROLLO

- a) Conecte el BULK 350 a la conexión eléctrica, tenga en cuenta la recomendación de las características eléctricas de conexión.
- b) Encienda el totalizador que se encuentra en la parte baja del equipo sobre el tablero de control.

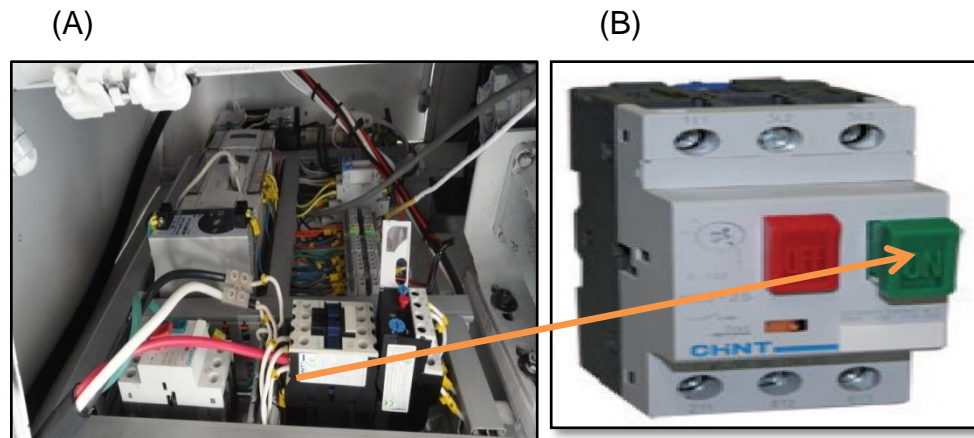


Figura 22. (A) Tablero de control (B) Totalizador BULK 350. Fuente: Autores.

c) Luego energice el interruptor principal del equipo, para esto, gire la llave a la posición ON.



Figura 23. Interruptor principal. Fuente: Autores.

d) Cuando haya encendido el equipo inicia la HMI y muestra la pantalla inicial del proceso.



Figura 24. Pantalla inicial del equipo. Fuente: Autores.

e) Diez segundos después de encender el equipo la pantalla, presentara los parámetros operativos programables de presión y temperatura del fluido, así como parámetros del motor, velocidad y ángulo de rotación, de igual forma aparecen parámetros de calibración, control y alarmas predefinidas.



Figura 25. Pantalla táctil de configuración inicial del equipo. Fuente: Autores.

f) Para realizar la carga de fluidos en el equipo se puede realizar mediante las tapas roscadas de los extremos del cilindro o atreves de las conexiones instaladas en él.



Figura 26. Tapa y conexión HIP superior. Fuente: Autores.



Figura 27 .Tapa y conexión HIP inferior. Fuente: Autores.

g) Para realizar la carga de fluidos por las tapas es necesario ubicar el cilindro de forma vertical y para ello se pulsa en la pantalla las flechas arriba/abajo ubicadas debajo de la palabra MOTOR en la parte superior derecha de la pantalla, para que en cilindro rote; una vez realizado el procedimiento se cierra la tapa de forma que no exista goteo o fugas de fluido. En un extremo del cilindro (inferior) se carga con el fluido de prueba y en el otro extremo (superior) se carga con un fluido desplazante, los cuales están separados por un pistón, el cual tiene unos anillos de caucho para garantizar un sello mecánico.



Figura 28. Cilindro en posición vertical. Fuente: Autores.

h) Una vez realizada la carga de fluidos en el cilindro, se procede a dar ajuste a los parámetros de operación deseados de presión y temperatura interna (set point de presión y temperatura). Para establecer y ajustar la temperatura interna, es necesario pulsar en la pantalla del equipo SP T\_In, donde aparecerá en la pantalla un teclado numérico con el fin de que se ingrese el valor de temperatura deseado en el rango del equipo (20-170) Celsius y se finaliza con la tecla ENT. En la pantalla de configuración, la sección de temperatura, posee cuatro casillas, en orden descendente T1, T2, SP T\_In, T\_In, las cuales indican respectivamente lo siguiente: lectura de temperatura de la termo cúpula ubicada en la resistencia 1, lectura de temperatura de la termo cúpula ubicada en la resistencia 2, temperatura programada o deseada, lectura de la temperatura interna del cilindro.

(A)

(B)

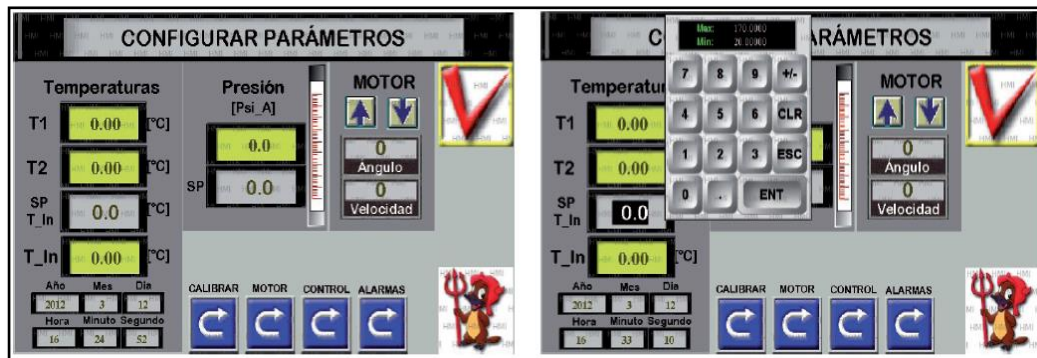


Figura 29. (A) calibración (B) Temperatura interna. Establecimiento set point de temperatura. Fuente: Autores.

Para establecer y ajustar la presión interna, es necesario pulsar en la pantalla del equipo la instrucción Presión Psia, donde aparecerá en la pantalla un teclado numérico, con el fin de que se ingrese el valor de presión deseado en el rango de operación del equipo (20-5000) psi absoluta y se finaliza con la tecla ENT. En la pantalla de configuración, la sección de presión posee dos casillas, en orden descendente, la primera de estas indica la lectura de presión interna del cilindro, y la segunda indica la presión programada o deseada de operación.

(A)

(B)

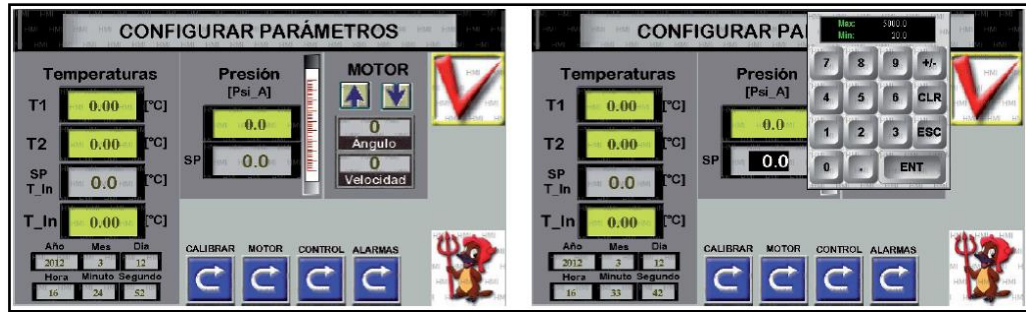


Figura 30. (A) Configuración (B) Presión. Establecimiento de set point de presión interna.

- i) La sección motor, en la pantalla de configuración posee dos casillas para establecer los parámetros operacionales como velocidad de agitación o rotación, así como el ángulo de giro. Para ajustar la velocidad se pulsa sobre la casilla donde se encuentra la palabra velocidad, donde aparecerá un teclado con el fin de ingresar el valor que deseamos de velocidad de agitación dentro del rango de operación del equipo (1-10).

(A)

(B)

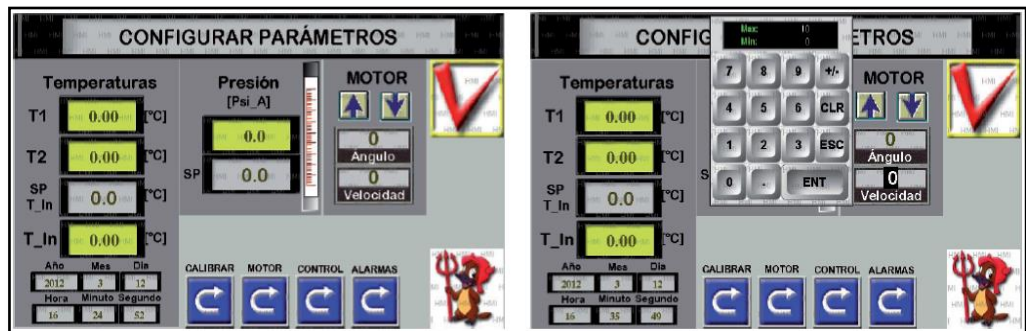


Imagen 13. (A) Configuración (B) Velocidad. Establecimiento de set point de velocidad. Fuente: Autores.

Para establecer el ángulo de rotación o giro, se pulsa sobre la casilla donde está la palabra ángulo, donde aparecerá un teclado con el fin de ingresar el valor del ángulo de giro, dentro del rango de operación del equipo (0-180) grados centesimales.

(A)

(B)

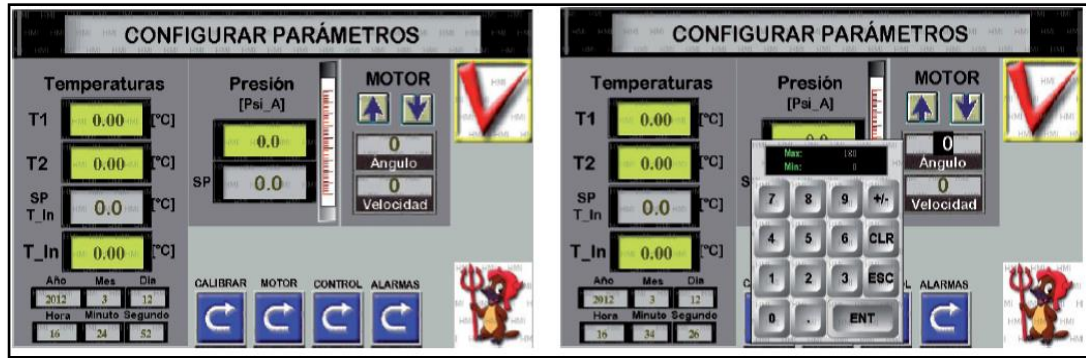


Figura 31. A) Configuración (B) Angulo .Establecimiento set point de ángulo de giro. Fuente: Autores.

j) La instrucción alarmas que se encuentra en el panel de control, permite ajustar parámetros como: máxima temperatura externa, máxima temperatura interna, máxima presión; los cuales garantizan la integridad del equipo y que la prueba transcurra según lo programado. Para acceder a esto se pulsa sobre la pantalla de configuración la opción alarmas, donde aparecerá la en la pantalla las opciones mencionadas, cada una de estas permitirá su configuración según sea la necesidad, atreves de un teclado numérico que aparece cuando se pulsa sobre la respectiva opción.

Figura 32. (A) Configuración (B) máxima temperatura externa. Estableciendo alarmas y valores máximos. Fuente: Autores.



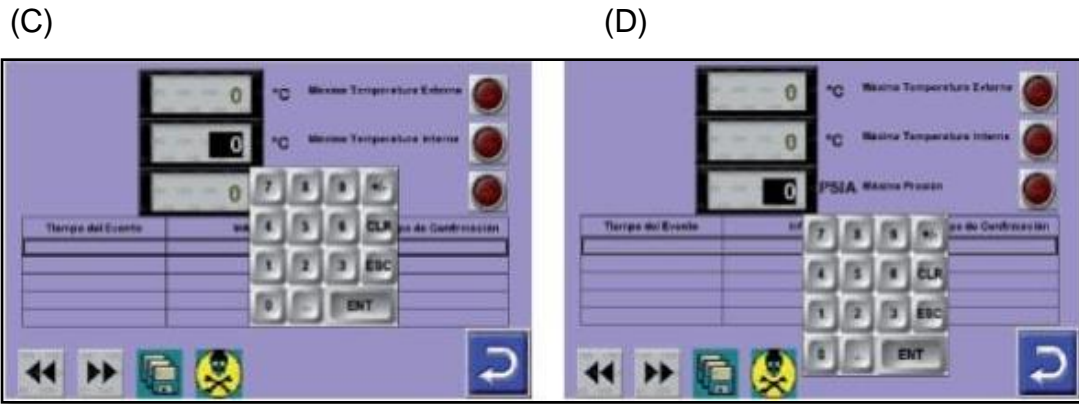


Figura 33. (C) Máxima temperatura interna (D) Máxima presión interna. Estableciendo alarmas o valores máximos permisibles. Fuente: Autores.

k) Para dar inicio al proceso se pulsa sobre la parte superior derecha de la pantalla de configuración en la casilla hay una “v” de color rojo dentro de un recuadro blanco, una vez realizado eso aparece un teclado donde de debe ingresar el código de operación finalizando con la tecla ENT.

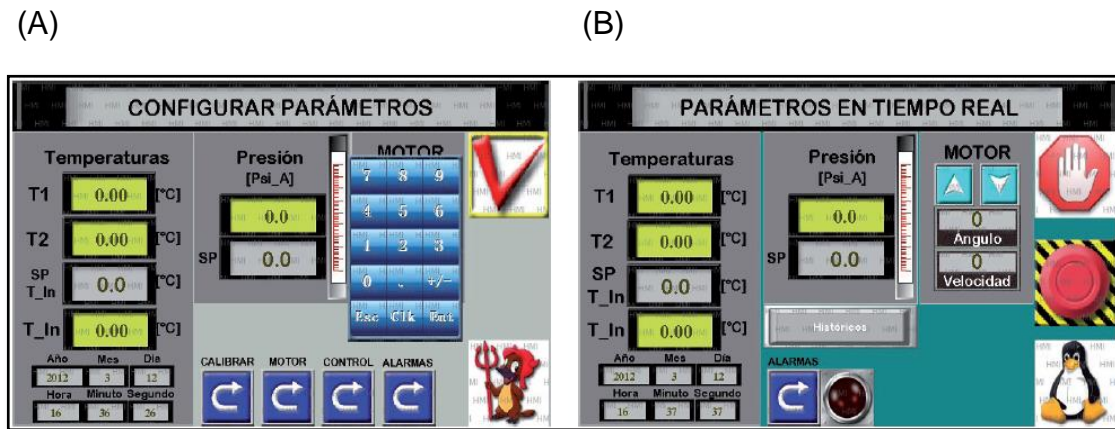


Figura 34. (A) Configuración de ingreso, código de operación (B) Inicio del proceso. Programando inicio del proceso. Fuente: Autores.

l) para finalizar el proceso se debe pulsar sobre el botón tipo hongo, digitar el código de operación y luego ENT.