

---

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA Y EL CO<sub>2</sub> EN FLUIDOS  
DE ESTIMULACIÓN UTILIZADOS EN LA REMOCIÓN DEL DAÑO  
CAUSADO POR ASFALTENOS Y ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.  
CASO APLICADO.**

**LUIS HERNANDO DUARTE RINCÓN**

**JUAN PABLO RANGEL DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

---

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA Y EL CO<sub>2</sub> EN FLUIDOS  
DE ESTIMULACIÓN UTILIZADOS EN LA REMOCIÓN DEL DAÑO  
CAUSADO POR ASFALTENOS Y ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.  
CASO APLICADO.**

**LUIS HERNANDO DUARTE RINCÓN**

**JUAN PABLO RANGEL DÍAZ**

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

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:**

**MSc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

Por medio de la presente los autores queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por habernos acogido y ser nuestra alma mater, por habernos dejado ser parte de ella y por darnos la oportunidad de formarnos como profesionales.

MS.c. Luis Felipe Carrillo, director del proyecto de grado, por sus orientaciones, enseñanzas, apoyo y por exigirnos para que así todo saliera bien en el proyecto.

MS.c. Hernando Buendía, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por sus sugerencias y recomendaciones en el proceso de realización del proyecto.

MS.c Helena Margarita Ribón, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por su disposición y colaboración.

A Silvia, Yazmín, Mauricio, Jhon, Átala, Jenny, Luz Dary y a todo el grupo de trabajo del laboratorio de análisis Petrofísico y Daño a la Formación UIS Parque Tecnológico Guatiguará, por su colaboración, orientaciones, aportes, y amistad brindada en el trascurso de la realización de este proyecto.

Gracias.

## DEDICATORIA

*A mi madre hermosa y amada, que a pesar de que no pudo estar conmigo en estos momentos, su presencia estuvo en mi corazón todo el tiempo. Recuerdo cuanto esfuerzo hacía preparando las comidas cuando me tocaba trasnochar; definitivamente su amor es incondicional.*

*A mi padre, el cual fue mi motivación constante; por el todos mis esfuerzos y para el todos mis triunfos. A él le digo que esto es solo el inicio de grandes logros. Siempre estaré pendiente de él, y solo le pido que aguante un poco más, porque de ahora en adelante se van a venir los tiempos gloriosos.*

*A mi nonita hermosa, a mi mamá mayor, ella es un ángel en mi vida. Su bondad y amor son infinitos; ¡que grata sorpresa me dio cuando la vi entrar en plena sustentación! , ella siempre con sus detalles que la hacen única y recordada. Gracias por estar siempre en los momentos que más la necesito.*

*A mi tía Graciela, sin ella hubiese sido muy difícil haber podido estudiar, gracias por todo su apoyo, por todo su ejemplo y por todo su generosidad; deseo en ella mil bendiciones más y me siento contento, porque siento que le he cumplido y que no la decepcioné. Algún día espero poder ser y estar como ella.*

*Y a todos mis amigos y familiares que en determinado momento me apoyaron, me motivaron y me ayudaron; gracias por todo y espero que la vida nos una por mucho tiempo más.*

*Luis Duarte Rincón*

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso por permitirme cumplir esta meta, ya que todo se lo debo a él.*

*A mis padres Sara Inés Díaz y Pedro Pablo Rangel, por ser los pilares de mis metas, por darme siempre su apoyo incondicional, por creer siempre en mí, por su comprensión y por su sacrificio para conmigo. Porque son el motor de mi vida.*

*A mis hermanos Jefferson y Jessica, por su gran apoyo en los momentos difíciles y siempre estar ahí presentes.*

*A mis abuelos, tíos y primos, por siempre estar pendientes, por sus consejos y apoyo.*

*Juan Pablo R.*

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN.</b> .....	22
<b>MARCO TEORICO.</b> .....	24
<b>1. DAÑO A LA FORMACIÓN.</b> .....	24
1.1. Mecanismos de daño a la formación. ....	25
1.2 Métodos de diagnóstico del daño a la formación. ....	28
1.2.1 Método para identificar la presencia de daño. ....	28
1.3 Estimulación de pozos. ....	30
<b>2. ASFALTENOS Y ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.</b> .....	31
2.1 ASFALTENOS. ....	31
2.1.1 Caracterización química de los asfaltenos. ....	33
2.1.2 Agregación y depositación de asfaltenos. ....	34
2.1.3 Precipitación de asfaltenos. ....	36
2.1.3.1 Modelos de precipitación de asfaltenos. ....	36
2.1.3.2 Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos. ....	38
2.1.4 Problemas ocasionados por la depositación de asfaltenos. ....	41
2.1.5 Prevención del daño de la formación producido por los asfaltenos. ....	41
2.1.6 Remoción de asfaltenos. ....	42

2.1.6.1 Tratamiento químico. ....	42
2.1.6.2 Manipulación de presión, temperatura y tasa de flujo. ....	43
2.2 ESCAMAS. ....	43
2.2.1 Proceso de formación de escamas. ....	44
2.2.2 Tipos de escamas. ....	45
2.2.3 Factores que influyen en la precipitación de escamas de $CaCO_3$ . ...	46
2.2.4 Mecanismos de depositación. ....	47
2.2.5 Control químico de escamas y su respectiva remoción. ....	49
2.2.6 Tratamientos químicos para la remoción de escamas. ....	50
2.2.7 Agentes quelantes para la remoción de $CaCO_3$ . ....	51
2.2.7.1 Sal sódica de <i>EDTA</i> . ....	52
2.2.7.2 Teoría de quelación. ....	52
2.3 Propiedades y generalidades del dióxido de carbono. ....	54
2.3.1 Características del dióxido de carbono. ....	54
2.3.2 Efecto del $CO_2$ en el $CaCO_3$ y asfaltenos. ....	56
2.3.3 Problemas asociados en un campo. ....	60
2.4 Características geológicas del Piedemonte Llanero. ....	61
2.4.1 Cuenca de los Llanos Orientales. ....	61
2.4.2 Características geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales. ....	62
<b>3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL. ....</b>	<b>65</b>

3.1 Procedimiento para evaluar el efecto del $CO_2$ en los fluidos de estimulación. ....	65
3.1.1 Caracterización básica. ....	65
3.1.1.1 Densidad. ....	66
3.1.1.2 Solubilidad. ....	67
3.1.1.3 pH. ....	68
3.1.1.4 Índice de refracción. ....	69
3.1.1.5 Espectro Infrarrojo. ....	70
3.1.2 Interacción del $CO_2$ con los fluidos de estimulación (Interacción fluido –fluido). ....	70
3.1.2.1 Adecuación del equipo. ....	71
3.1.2.2 Adecuación de los fluidos. ....	71
3.1.2.3 Duración de la prueba. ....	72
3.2 Procedimiento experimental para evaluar el efecto del perfil de temperatura. ....	73
3.2.1 Caracterización básica. ....	74
3.2.2 Interacción de los precipitados con los fluidos de estimulación por medio del Bulk. ....	74
3.2.2.1 Interacción del EDTA mejorado con el carbonato de calcio. ....	75
3.2.2.2 Interacción del Disolvente A con los asfaltenos. ....	76
<b>4. RESULTADOS.</b> ....	<b>77</b>
4.1 Evaluación del efecto del $CO_2$ en los fluidos de estimulación	

empleados en campo. ....	77
4.1.1 Resultados caracterización básica de los productos empleados EDTA Mejorado y Disolvente A. ....	77
4.1.1.1 Resultados pH, densidad he índice de refracción de los productos. ....	77
4.1.1.2 Solubilidad productos. ....	78
4.1.1.3 Espectro infrarrojo de los productos. ....	79
4.1.2 Resultados caracterización básica realizada a los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido a condiciones de yacimiento. ....	80
4.1.2.1 Resultados de pH, densidad he índice de refracción de los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido. ....	80
4.1.2.2 Solubilidad de los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido. ....	84
4.1.2.3 Espectro infrarrojo de los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido. ....	86
4.2 Evaluación del efecto del perfil de temperatura en los fluidos de estimulación. ....	90
4.2.1 Caracterización básica. ....	90
4.2.2 Capacidad de disolución de los fluidos de estimulación. ....	90
4.2.2.1 Capacidad de disolución del EDTA mejorado en el carbonato de calcio. ....	91
4.2.2.2 Capacidad de disolución del Disolvente A en los asfaltenos. ....	97

---

<b>CONCLUSIONES.</b> .....	101
RECOMENDACIONES. ....	103
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. ....	104
ANEXOS. ....	107

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resultados pH, densidad e índice de refracción de los productos formulados. ....	78
Tabla 2. Resultados solubilidad productos. ....	78
Tabla 3. Resultados pH, densidad e índice de refracción realizada a los efluentes obtenidos en las pruebas de interacción fluido – fluido. ....	82
Tabla 4. Resultados solubilidad efluentes prueba de interacción fluido – fluido. ....	84
Tabla 5. Resultados prueba de disolución de calcita a 240°F. ....	91
Tabla 6. LPG* de calcita a 240°F. ....	91
Tabla 7. Resultados prueba de disolución de calcita a 280°F. ....	94
Tabla 8. LPG* de calcita a 280°F. ....	95
Tabla 9. Resultados prueba de disolución de calcita a 240°F y 280°F. ....	95
Tabla 10. LPG* de calcita y de calcio a 240°F y 280°F. ....	96
Tabla 11. Determinación de los gramos no disueltos de asfaltenos. ....	98
Tabla 12. LPG* de asfaltenos a 240°F y 280°F. ....	99

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Zona de daño en la vecindad del pozo. ....	24
Figura 2. Mecanismos comunes de daño a la formación. ....	27
Figura 3. Pozo dañado, historia de producción. ....	29
Figura 4. Estructura de algunos asfaltenos. ....	32
Figura 5. Fenómeno de agregación de asfaltenos. ....	35
Figura 6. Acumulación de escamas dentro de una tubería de producción. ....	44
Figura 7. Proceso de formación de escamas. ....	45
Figura 8. Efecto de la temperatura en la solubilidad de diferentes minerales. ....	47
Figura 9. Mezcla de aguas incompatibles. ....	48
Figura 10. Autosedimentación. ....	49
Figura 11. Curva de quelación. ....	54
Figura 12. Curva de equilibrio para el dióxido de carbono. ....	55
Figura 13. Efecto de la presión parcial del $CO_2$ en el pH del agua. ....	57
Figura 14. Efecto de la presión parcial del $CO_2$ en la solubilidad del carbonato de calcio. ....	58
Figura 15. Comportamiento de fase de un crudo después de la adición de $CO_2$ . ....	59
Figura 16. Ubicación geográfica del Piedemonte Llanero Colombiano...	62

Figura 17.	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. ....	64
Figura 18.	Picnómetros de volumen calibrados. ....	66
Figura 19.	Tiras indicadoras de pH. ....	68
Figura 20.	Refractómetro. ....	69
Figura 21.	Bulk Volumen Cell. ....	71
Figura 22.	Solubilidad EDTA mejorado. ....	79
Figura 23.	Solubilidad Disolvente A. ....	79
Figura 24.	Espectro Infrarrojo EDTA mejorado. ....	79
Figura 25.	Espectro Infrarrojo Disolvente A. ....	80
Figura 26.	pH vs Concentración de $CO_2$ - Interacción EDTA mejorado con gas de inyección enriquecido con $CO_2$ . ....	83
Figura 27.	pH vs Concentración de $CO_2$ - Interacción Disolvente A con gas de inyección enriquecido con $CO_2$ . ....	83
Figura 28.	Solubilidad efluentes interacción fluido – fluido EDTA mejorado. ....	85
Figura 29.	Solubilidad efluentes interacción fluido – fluido Disolvente A. ....	85
Figura 30.	Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento. ....	87
Figura 31.	Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento más gas de inyección. ....	87
Figura 32.	Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento más gas de inyección enriquecido con $CO_2$ . ..	87

---

Figura 33.	Espectro infrarrojo efluente Disolver A, a condiciones de yacimiento. ....	87
Figura 34.	Espectro infrarrojo efluente Disolver A, a condiciones de yacimiento más gas de inyección. ....	89
Figura 35.	Espectro infrarrojo efluente Disolver A, a condiciones de yacimiento más gas de inyección enriquecido con $CO_2$ . ....	89
Figura 36.	Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 240°F. ....	92
Figura 37.	Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 280°F. ....	94
Figura 38.	Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F. ....	96
Figura 39.	LPG* de calcita vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F. ....	97
Figura 40.	LPG* de asfaltenos vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F. ....	99

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Bomba Ruska de desplazamiento positivo. ....	107
Anexo B. Balanza analítica. ....	107
Anexo C. Horno convencional Venticell. ....	108
Anexo D. Efluentes EDTA mejorado prueba interacción fluido – fluido. ....	108
Anexo E. Efluentes Disolvente A prueba interacción fluido – fluido. ...	109
Anexo F. Calcita mineral. ....	109
Anexo G. Asfaltenos. ....	110
Anexo H. Resultados concentración de $CaCO_3$ en muestra mineral. ...	110

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA Y EL CO<sub>2</sub> EN FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN UTILIZADOS EN LA REMOCIÓN DEL DAÑO CAUSADO POR ASFALTENOS Y ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO. CASO APLICADO.\*

**AUTORES:** LUIS HERNANDO DUARTE RINCÓN\*\*  
JUAN PABLO RANGEL DÍAZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN, ESCAMAS DE CaCO<sub>3</sub>, ASFALTENOS, CO<sub>2</sub>.

### CONTENIDO:

Para poder remediar el daño a la formación, a veces se hace necesario implementar ciertos procesos de inyección de tratamientos químicos, y así poder reestablecer los caudales deseados de producción. Pero adyacente a la inyección de tratamientos químicos, van ligadas variables como la presión, temperatura y la presencia de algunos compuestos como el CO<sub>2</sub> que tienen efectos sobre el proceso de disolución de diferentes precipitados.

El objetivo de este estudio es la interacción de los fluidos de estimulación utilizados para remover el daño a la formación causado por Asfaltenos y escamas de CaCO<sub>3</sub>, empleados en un Campo Colombiano, con el gas de inyección enriquecido con CO<sub>2</sub>; lo anterior con el fin de evaluar la posible degradación de dichos fluidos. Se realizaron pruebas de interacción fluido-fluido en el equipo Celda de Volumen Total Bulk a condiciones de yacimiento (presión de 4500 Psi y temperatura de 120°C), y posteriormente se realizó una caracterización básica a cada uno de los efluentes obtenidos durante el desarrollo de esta etapa para ver su degradación y ver si el incremento del CO<sub>2</sub> afectaba las propiedades químicas de los fluidos evaluados.

También se realizaron pruebas experimentales de interacción fluido-escama para observar cómo el incremento de la temperatura afectaba la capacidad de disolución de los fluidos, esto a que en campo estos fluidos no llegan a fondo de pozo con suficiente temperatura, debido a condiciones operacionales.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ing. De Petróleos. Director: MSc. Luis Felipe Carrillo

---

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE EFFECT OF TEMPERATURE AND THE CO<sub>2</sub> IN STIMULATION FLUIDS USED IN THE REMOVAL OF DAMAGE FORMATION CAUSED FROM ASPHALTENES, AND CALCIUM CARBONATE SCALE. APPLIED CASE.\*

**AUTHORS:** LUIS HERNANDO DUARTE RINCÓN\*\*  
JUAN PABLO RANGEL DÍAZ\*\*

**KEY WORDS:** STIMULATION FLUIDS, CaCO<sub>3</sub> SCALE, ASPHALTENES, CO<sub>2</sub>.

### CONTENT:

To remove the formation damage, it is usually necessary to use certain processes as chemical injection treatments, so you can restore the desired production flow. However, along with the injection of chemical treatments, some variables are attached to the injections such as pressure, temperature and the presence of some compounds such as CO<sub>2</sub> that impact on the dissolution from different precipitates.

The purpose of the current project is the interaction of stimulation fluids used to remove formation damage caused by asphaltenes and calcium carbonate scales. These fluids are used in a Colombian oilfield with a gas injections enriched of CO<sub>2</sub>. This interaction is realized in order to review the possible degradation of these fluids. Fluid-fluid Interaction tests were taken in the Total cell Volume as known as BULK equipment in reservoir conditions (pressure of 4500 psi and temperature of 120°C). Then a basic characterization was performed to each of the obtained effluents to see whether the increase affected the chemical properties of the evaluating fluids.

Also, it was evaluated by experimental fluid-scale interaction test to check how the increase in the temperature affected the dissolution capacity of stimulation fluids. This is due to the oilfield fluids which do not reach the wellbore with enough temperature according to the operating conditions.

---

\* Thesis Degree.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: MSc. Luis Felipe Carrillo

---

## INTRODUCCIÓN

La depositación de escamas tanto orgánicas como inorgánicas, siempre ha sido uno de los grandes problemas a los que se deben enfrentar los ingenieros de producción cuando se está trabajando en campo, pues es bien sabido que la precipitación de dichas escamas, reduce la permeabilidad absoluta de la formación, generando como consecuencia, la disminución en el caudal de producción de los diferentes pozos, y por ende afectando los ingresos de la empresa, surgiendo problemas de rentabilidad o pérdidas de ganancia.

Es importante mencionar, que en este tipo de daño, no solo se ve afectado el yacimiento como tal, al verse reducido la permeabilidad absoluta de este; si no que también se generan problemas en todo el sistema de producción, abarcando zonas como el *tubing*, al reducirse su diámetro, generando problemas mecánicos en las conexiones, válvulas, y por supuesto complicando también las operaciones del sistema de tratamiento de fluidos del campo.

De allí la necesidad de realizar los tratamientos adecuados, tal que permitan controlar y reparar este tipo de daño a la formación y poder así volver a aumentar la producción.

Entre la diversidad de tratamientos existentes hoy en día, se encuentran los tratamientos químicos, los cuales tienen ciertas ventajas frente a otros tratamientos como por ejemplo los mecánicos, pues estos son de menores costos y poseen menores problemas operacionales; la eficiencia de estos tratamientos químicos, depende de varios factores operacionales tales como la tasa de bombeo, la profundidad del pozo, el radio de invasión, etc., lo que conlleva a que la temperatura de los fluidos varíe y no pueda llegar al *wellbore* con la temperatura deseada, por lo que es necesario realizar una evaluación de la importancia de la temperatura específicamente en el fenómeno de disolución de escamas; igualmente la disolución de escamas va ligada con la

acidez del medio por el que se disuelven, por lo que la presencia de CO<sub>2</sub> entra a jugar un rol importante también en este estudio.

Es así, como por medio de pruebas de laboratorio realizadas en la Universidad Industrial de Santander (UIS), se pudo simular las condiciones de yacimiento de un campo de producción de gas retrógrado, ubicado en el piedemonte llanero y así ejercer pruebas de interacción fluido-fluido y de interacción fluido-escama involucrando factores como el Carbonato de Calcio, el Sulfato de Bario, Asfaltenos, CO<sub>2</sub> y los diferentes fluidos de estimulación; esto con el fin de poder ejercer una evaluación tanto cualitativa como cuantitativa de dichas interacciones y dar un parte de opinión certificado sobre la eficiencia de la aplicación de dichos fluidos en el campo.

En los dos primeros capítulos de este trabajo, se podrá encontrar todo lo relacionado con la información perteneciente al daño de la formación, desde sus causales, hasta sus consecuencias y sus modelamientos; se halla gran información detallada acerca de la precipitación y depositación de asfaltenos, así como sus modelos de precipitación, al igual que información específica de escamas de Carbonato de Calcio.

En el capítulo tres, se puede observar la metodología utilizada para la ejecución de las pruebas de laboratorio; allí se encuentra un paso a paso de lo que se ejecutó, como también todos los materiales y equipos que se necesitaron en dichas pruebas.

En el capítulo cuatro, se encuentran ya tabulados y organizados los datos obtenidos, así como su respectivo análisis con sus tendencias y gráficas.

Finalmente, se obtuvieron las conclusiones de esta evaluación, y algunas recomendaciones que sirven como sugerencia para próximos proyectos similares.

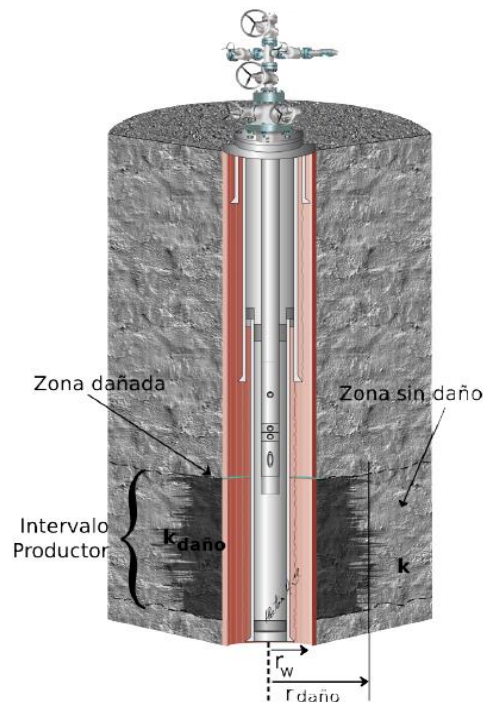
## MARCO TEÓRICO

### 1. DAÑO A LA FORMACIÓN

Se define el daño a la formación como cualquier restricción al flujo en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

La zona en donde se presenta dicha alteración de la permeabilidad se conoce como “zona dañada”. El daño a la formación es un fenómeno indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación del hidrocarburo incluyendo, la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, fracturamiento hidráulico, y las operaciones de reacondicionamiento.<sup>1</sup>

Figura 1. Zona de daño en la vecindad del pozo.



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

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

---

Según lo expresado por Amaefule et al. (1988) "daño de la formación es un costoso dolor de cabeza para la industria de petróleo y gas."<sup>2</sup>

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

Es importante distinguir entre la baja tasa de producción y el bajo índice de productividad. La baja tasa de producción es un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el bajo índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para esto, hay que realizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento, la presión fluyente de fondo del pozo, la capacidad de flujo,  $kh$  y el factor de daño.

## 1.1 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, aquellos que altera las propiedades interfaciales entre la roca y los

---

<sup>2</sup> AMAEFULE, J. O., AJUFO, A., Peterson, E., & Durst, K., "Understanding Formation Damage Processes," SPE 16232 paper, Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1987.

fluidos, y las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.<sup>1</sup>

Amaefule et. al. (1988) enumera las condiciones que contribuyen al daño a la formación en cuatro grupos:<sup>3</sup>

- Tipo, morfología, y localización de los minerales residentes.
- Composición de los fluidos in-situ y fluidos externos (Condiciones de estrés y temperatura in-situ y propiedades del poro de formación.
- Desarrollo del pozo y prácticas de explotación del yacimiento.

Los factores que contribuyen al daño a la formación son clasificados por Amaefule et. al. (1988) de la siguiente manera:

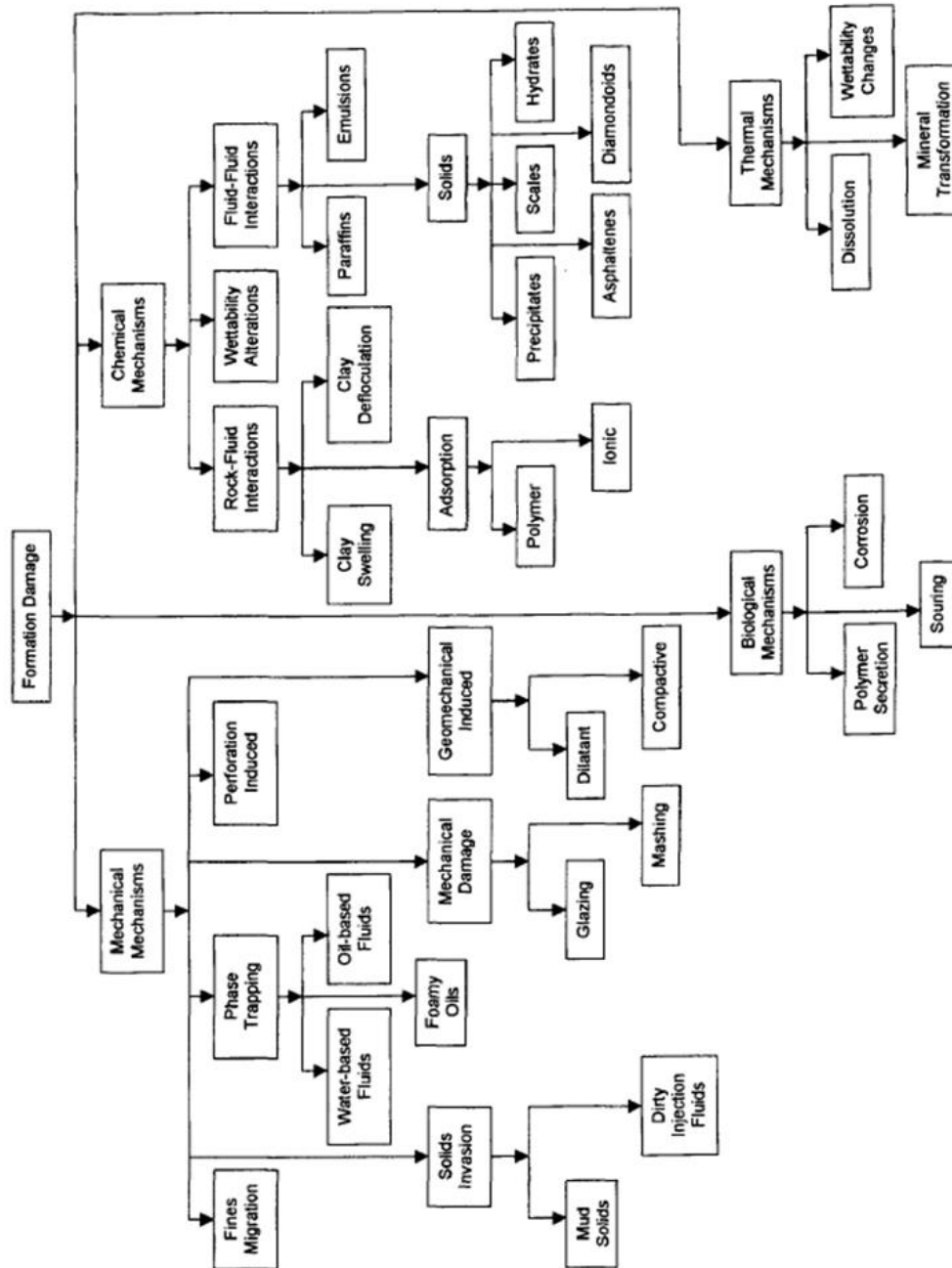
- Invasión de fluidos externos, como son agua y químicos usados para recuperación mejorada, invasión de lodo de perforación, y fluidos de reacondicionamiento del pozo;
- Invasión de partículas externas y movilización de partículas indígenas, como arena, finos, bacterias y residuos;
- Condiciones de operación como son producción, presión y temperatura del pozo;
- Propiedades de los fluidos de la formación y del medio poroso.

En la Figura 2. Bennion (1999) muestra los mecanismos más comunes de daño a la formación. Bishop (1997) resume los siete mecanismos descritos por Bennion y Thomas (1991,1994) de la siguiente manera:

---

<sup>3</sup> CIVAN Faruk., "Reservoir Formation Damage", Gulf Publishing Company, EU.,University of Oklahoma, Texas, 2000.

Figura 2. Mecanismos comunes de daño a la formación.



Fuente: CIVAN Faruk., "Reservoir Formation Damage", Gulf Publishing Company, EU.,University of Oklahoma, Texas, 2000.

---

## 1.2 MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN<sup>1</sup>

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento.

Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

### 1.2.1 Método para identificar la presencia de daño

Siempre de sospecha la existencia de daño a la formación cuando un pozo presenta un índice de productividad menor que el esperado, o una tasa anormal de declinación; sin embargo esto debe ser demostrado por medio de un análisis sistemático, que permite identificar si en realidad existe el daño a la formación.

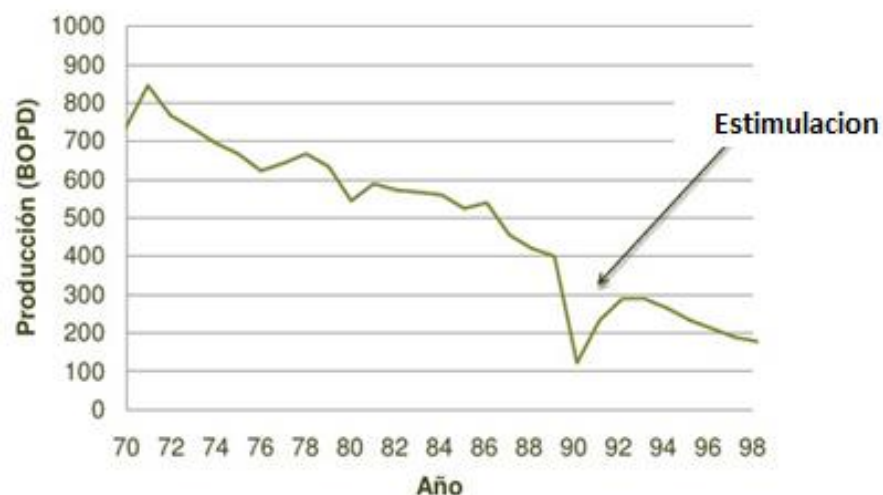
Si podemos identificar la presencia de daño como la causa de pobre productividad de un pozo, tendremos un posible candidato para tratamiento químico. Existen varios métodos para evaluar la presencia de daño:

- Pruebas de restauración de presión con tuberías de perforación (DST)
- Registro de resistividad
- Revisión de la historia de perforación/terminación/repación del pozo
- Revisión de la historia de producción
- Análisis de estimulación previas
- Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos
- Análisis de pruebas de presión
- Análisis nodal
- Registros de producción
- Pruebas de flujo a través de núcleos

- Análisis de fragmentos o ripios cortados de la formación

Las curvas de historia de producción se deben revisar para determinar la existencia y extensión relativa del daño. En estas curvas puede verse el comportamiento del pozo, y detectarse cambios y anomalías, que pueden ser indicios de daños a la formación. Es importante ver si los cambios bruscos en la curva de historia de producción están asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo, ya que es el mejor indicio del proceso que genere el daño.

**Figura 3.** Pozo dañado, historia de producción.



Fuente: CIED., "Daño a la formación", Intevp, primera edición, 1997.

La declinación brusca es la mejor indicación de que un pozo está dañado (Figura 3). La curva tiene una declinación normal, se trabaja el pozo, y después de la reparación con un fluido de trabajo, la historia subsiguiente muestra una declinación brusca, mayor que la normal. Esto es indicación de daño por causa del fluido utilizado y puede ser tratado químicamente.

---

### 1.3 ESTIMULACIÓN DE POZOS<sup>1</sup>

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementar por encima de su valor natural.

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción.

La estimulación matricial se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en regímenes de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.

Consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, eliminando el daño y parte de la matriz de roca calcárea.

En el fracturamiento ácido, los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso, la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación.

Un fracturamiento hidráulico es la superposición de una estructura de muy alta conductividad en el yacimiento, de modo que exista un gran contraste entre la permeabilidad de este y la de la fractura, y el aporte de fluidos sea desde el yacimiento a la fractura y de esta al pozo. En general se fracturan yacimientos de arenisca de muy baja permeabilidad natural, o aquellos que han sufrido daño que no puede ser eliminado por medios químicos.

Un tratamiento matricial restaura la permeabilidad eliminado el daño, por lo que mejora la productividad en areniscas y en rocas carbonáceas. Aunque los sistemas de ácido son diferentes para cada uno de estos tipos de roca, los principios que rigen son los mismos; así, si no hubiese daño, el volumen de ácido requerido para mejorar la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo sería muy grande, especialmente en areniscas, y no podría justificarse el gasto con el pequeño aumento en la producción.

## **2. ASFALTENOS Y ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO.**

### **2.1 ASFALTENOS**

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kg-mol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón. Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos.<sup>4</sup>

Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Se caracterizan por ser de tipo polar y de estructura amorfa. Bajo el término “asfaltenos” se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc.).

La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o

---

<sup>4</sup> KOKAL S., SAYEGH S., “Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum”, SPE 29787, Middle East Show, Bahrein, 1995.



### 2.1.1 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA DE LOS ASFALTENOS<sup>6</sup>

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan la coloración negra-marrón al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios.

Los asfaltenos bajo condiciones iniciales del petróleo, se encuentran dispersas en el crudo, gracias a la presencia de las resinas, conformando así una estructura micelar. El grado de dispersión de los asfaltenos llega a ser alto en petróleos pesados debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos, en comparación con petróleo liviano.

La agregación de los asfaltenos depende de factores como la composición del crudo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La variación de alguno de estos parámetros ocasionará la desestabilización del sistema crudo-asfaltenos, y por lo tanto se generará la floculación de asfaltenos y la formación de material insoluble en el crudo líquido.

La composición del crudo involucra las características y concentración de asfaltenos y de las resinas, a la naturaleza del resto de los componentes en el petróleo, así como también a su alteración por la adición de un solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero como el n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo. Las micelas resina-asfalteno se desestabilizan debido a que el solvente removerá a las resinas. Las micelas resina-asfaltenos también se desestabilizan y se agregan en grandes flóculos, cuando la

---

<sup>6</sup> OSPINO Caro Teddys., "Aspectos general del daño a la formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo". UNAL, 2009.

temperatura del petróleo disminuye o aumenta lo que provoca una reducción del poder de solubilización de los componentes del petróleo en el mismo.

La disminución de la presión del crudo, bajo condiciones isotérmicas, se asocia con la disminución de la densidad del fluido y a la consecuente disminución de la solubilidad de los componentes en el petróleo. La formación de micelas se genera a altas presiones y densidades debido al efecto de energía libre de Gibbs, las micelas se pueden desestabilizar cuando la presión disminuye y se ocasionan la posterior floculación de asfaltenos.

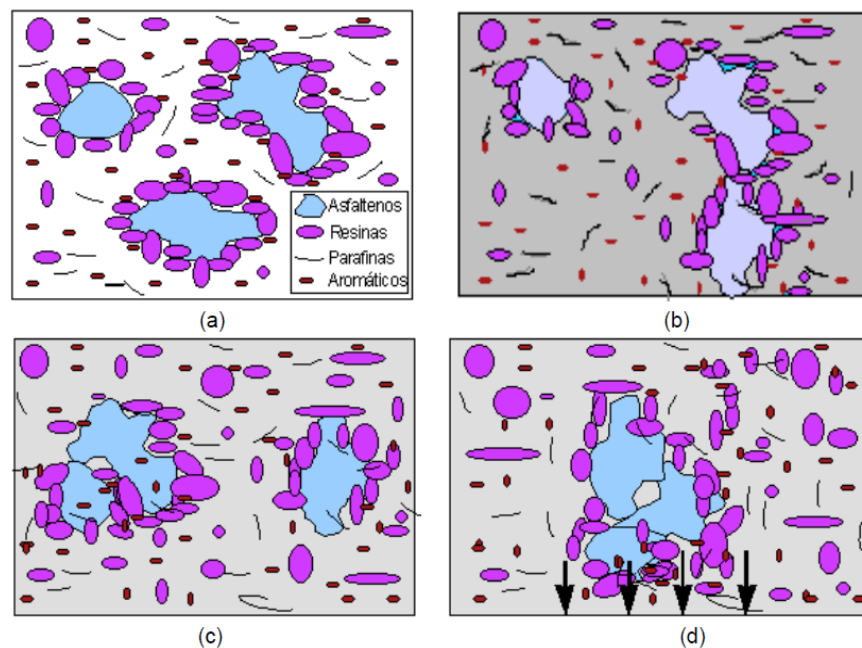
### **2.1.2 AGREGACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS<sup>5</sup>**

Se presume que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfaltenicas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (Figura 5.a). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals. Sin embargo, si a este sistema en estabilidad coloidal se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero (como las que suceden en la producción de pozos), se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfaltenicas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfaltenos. Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfaltenico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad

de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfaltenicos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (Figura 5. b y c). A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan.

Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfaltenicos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos, tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfaltenicos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como deposición orgánica (Figura 5. d).

**Figura 5.** Fenómeno de agregación de asfaltenos



Fuente: DELGADO José. "ASFALTENOS, Composición, agregación y precipitación" Cuaderno FIRP S369-A módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales., Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2006.

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocará la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido.

### 2.1.3 PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos, los cuales son definidos como la familia de componentes del crudo, que son insolubles en n-heptano.

La precipitación de asfaltenos reduce la permeabilidad del yacimiento en las cercanías de las perforaciones del pozo causando daños a la formación y taponando las perforaciones y tuberías del pozo. Los asfaltenos son poco sensibles a la temperatura, pero muy sensibles a la presión. A altas presiones éstos se hallan disueltos en el crudo; pero a medida que la presión va descendiendo, se forman cristales de asfaltenos, ocasionando problemas bastante serios en la explotación de un yacimiento<sup>7</sup>

#### 2.1.3.1 Modelos de precipitación de los asfaltenos.<sup>5</sup>

Constituyen una herramienta matemática que relaciona los parámetros fisicoquímicos de un sistema asfaltenos-solventes (medio de dispersión o solubilización) con los mecanismos intermoleculares que dan origen a la concentración y posteriormente a la precipitación.

---

<sup>7</sup> LICÓN Omar José., "Selección de un agente inhibidor de la precipitación de asfaltenos de los crudos provenientes de los campos Quiriquire y Jusepin del Estado Monagas"., Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2003

- **Modelos de solubilidad.** Se basan en la teoría de Flory-Huggins y describen la estabilidad de los asfaltenos en términos del equilibrio reversible en la solución. En primer lugar, el equilibrio líquido-vapor modela las propiedades de la fase líquida; entonces el equilibrio líquido-pseudolíquido es descrito suponiendo que la precipitación de los asfaltenos no afecta el equilibrio líquido-vapor.

El comportamiento de la fase asfalteno se puede describir con modelos de precipitación basados en ecuaciones de estado como la de Soave, y en la termodinámica de los polímeros en solución, o en modelos que combinan estas alternativas.

- **Modelos de sólidos.** Estos modelos tratan a los asfaltenos precipitados como un componente simple en fase sólida, mientras que las fases crudo y gas son modeladas con una ecuación de estado cúbica. Este modelo requiere de una gran cantidad de parámetros experimentales.
- **Modelo termodinámico coloidal.** Es un modelo basado en la termodinámica estadística y en la ciencia de los coloides. Supone que los asfaltenos son partículas dispersas en el crudo en suspensión coloidal, estabilizados por resinas adsorbidas en su superficie.

El modelo se fundamenta en los siguientes métodos:

- Potencial químico de las resinas y la teoría de polímeros en solución de la termodinámica estadística.
- Adsorción de las resinas e isoterma de Langmuir.
- Fenómenos electrocinéticos durante la precipitación de los asfaltenos.

En este modelo, el equilibrio Líquido – Vapor es modelado por una ecuación de estado cúbica para establecer la composición de la fase líquida (crudo). En base a medidas experimentales del punto de floculación de los

asfaltenos se estima el potencial químico crítico de las resinas usando la teoría de polímeros en solución de Flory – Huggins.

- **Modelos termodinámicos de micelización.** En estos modelos, se asume que las moléculas de asfaltenos forman micelas rodeadas por resinas adsorbidas en la superficie de los agregados. El principio de la minimización de la energía libre de Gibbs es usado para determinar la estructura y concentración de las micelas. Estos métodos permiten calcular el tamaño de las micelas de asfaltenos y arroja una buena aproximación respecto a los datos experimentales.

#### 2.1.3.2 Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos<sup>6</sup>

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

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

- **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 asfaltenos.
  - Efectos de la temperatura: En general, la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y la resinas o puede causar la precipitación de parafinas.

Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta también y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan en entre ellas formando grandes depósitos.<sup>8</sup>

- Efectos de la presión:<sup>7</sup> La presión es uno de los factores más importantes que influencia los depósitos de sólidos en crudos asfálticos. El efecto de la presión es más intenso cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y está cercano a su punto de burbujeo.

Cuando la presión cae por debajo del punto de burbujeo permitiendo la formación de la fase gaseosa, comienza a ocurrir diferentes fenómenos los cuales originan una rápida depositación de asfaltenos. Estos fenómenos incluyen la pérdida de los hidrocarburos livianos, liberación de gas disuelto en solución y pérdida de volumen molar debido a la vaporización de los constituyentes más livianos (disminución de la solubilidad). La expansión de los gases y la subsiguiente evaporación de los materiales volátiles a medida que el crudo deja la formación y entra al pozo van acompañadas de la disminución de la temperatura.

- **Factores químicos.** Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación del asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas<sup>7</sup>.

---

<sup>8</sup> JU, B., "A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches" ., SPE 68752, 2001.

Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfaltenos se listan a continuación:

- Inyección de dióxido de carbono: El  $CO_2$  es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad. Sin embargo el  $CO_2$  representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El  $CO_2$  produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH y cambios de composición.
- Inyección de gases ricos: Estos desestabilizan a los asfaltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfaltenicas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.
- Alteración del pH: Los cambios en el pH se produce por la presencia de  $CO_2$ , ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenara los depósitos de asfaltenos.
- Procesos de estimulación: Se ocasionan si el crudo se pone en contacto con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos a partir de la solución.
- **Factores eléctricos**<sup>7</sup> Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de la micela asfaltenos-resina, según el modelo coloidal. Las micelas se mantienen estabilizadas debido a las fuerzas de repulsión electrostáticas de los núcleos cargados de igual signo. La generación de un

potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo grande, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre las micelas y causar la floculación de asfaltenos.

#### **2.1.4 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.**

Los problemas asociados a la depositación de asfaltenos ocurren tanto en el subsuelo como en superficie, afectando la explotación efectiva de los yacimientos petrolíferos. Los problemas típicos por asfaltenos son los siguientes:

- Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo.
- Taponamiento de la tubería de producción
- Taponamiento de las líneas de flujo y demás equipos de superficie.
- Deterioro de la calidad del crudo por la formación de emulsiones estables.

#### **2.1.5 PREVENCIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN PRODUCIDO POR LOS ASFALTENOS**

Los asfaltenos pueden depositarse en cualquier lugar del sistema de producción, pero quizás el área más perjudicial es la región vecina al pozo, donde es difícil acceder a los poros obstruidos por los asfaltenos para efectuar las operaciones de remediación. Los tratamientos convencionales con inhibidores de la floculación de los asfaltenos, implican procesos de intervención periódicos con remojos en solvente o la inyección continua de químicos en el pozo. Estos métodos son efectivos para prevenir la aglomeración y depositación de los asfaltenos en las líneas de flujo y los tubulares, pero no protegen la formación productiva, porque los químicos

interactúan con el petróleo después de que éste abandona la formación, con la posibilidad de dejar atrás asfaltenos.

### 2.1.6 REMOCIÓN DE ASFALTENOS<sup>7</sup>

Los pozos parcial o completamente tapados de los depósitos de asfaleno son limpiados usando varios métodos.

#### 2.1.6.1 Tratamientos Químicos.

Los métodos químicos son los más comunes para el tratamiento de asfaltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfaltenos depositados. El tratamiento químico se clasifica en tres clases principales:

- **Tratamiento con Solventes.** Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo, consideraciones de seguridad y otros problemas
- **Detergentes de Asfaltenos.** Los detergentes son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfaltenos y también les impide re-aglomerarse.
- **Modificadores de cristal.** Estos son polímeros usados para alterar el crecimiento del cristal rompiendo los “sitios de nucleación”, cristalización, o modificando los cristales de parafina.

Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad medioambiental y los riesgos de exposición personal deben ser considerados, ya que

produce desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico. El procedimiento de limpieza generalmente se diseña para satisfacer un pozo en particular. En muchos casos una inyección química de solvente (para ablandar el depósito) puede ser seguida de una raspadura mecánica.

### **2.1.6.2 Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo.**

Una de las maneras para prevenir o reducir la precipitación de asfaltenos dentro de los pozos es controlar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción para evitar las condiciones en las que tenga lugar la precipitación de asfaltenos. Un método es usar un aislante de los fluidos en el espacio anular para evitar las pérdidas de calor excesivas y mantener las temperaturas de los fluidos.

Una disminución de la relación gas-petróleo reduce la floculación. Por consiguiente el método más simple y menos costoso para controlar el problema de la precipitación es aumentar el tamaño del estrangulador en superficie (disminuir presión) para reducir la relación de gas-petróleo disuelta.

## **2.2 ESCAMAS**

Las escamas inorgánicas (scale), son incrustaciones que se forman por la precipitación de minerales, ya sea producto del agua de formación (FW) asociado a cambios en presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles (FW y fluidos de inyección); acumulándose en la matriz cerca al pozo, en tuberías y equipos de completamiento en fondo, bloqueando los cañoneos, empaques de gravas, mallas y poros, obstruyendo el flujo.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> SIMANCAS CARABALLO Diana., VILLABONAA DELGADO Cindy. "Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado, UIS, 2012.

Estas precipitaciones (escamas), son quizá las responsables de la mayoría de los problemas de producción y de los dolores de cabeza de la industria. Estos problemas se deben principalmente a la naturaleza de formación de las escamas, la facilidad con que estas se adhieren a las superficies y a su baja permeabilidad.<sup>10</sup>

**Figura 6.** Acumulación de escamas dentro de una tubería de producción.



Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". Oilfield Review Otoño, 1999, Pág. 1.

### 2.2.1 PROCESO DE FORMACIÓN DE ESCAMAS<sup>3</sup>

El fenómeno de depositación y posterior incrustación es el resultado emergente de interacciones cinéticas de una solución sobresaturada y ocurre en diferentes etapas de la siguiente manera:

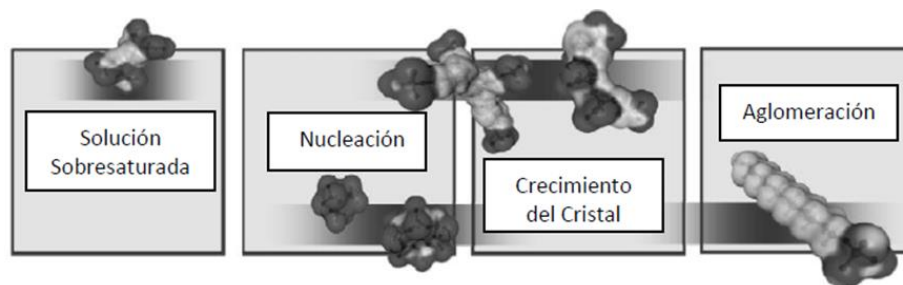
- **Nucleación.** Ocurre en un fluido sobresaturado, y consiste en la formación del cristal. La formación de núcleos (partícula fina sobre la cual puede llevarse a cabo la formación espontánea o la precipitación de una fase sólida) a partir de iones de precipitado, este es un proceso que consume

<sup>10</sup> MUÑOZ Navarro Samuel., SANDOVAL Meneses Yurley., "Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas" REVISTA FUENTES, El reventón energético., Volumen 6, número 1, 2008.

energía porque se crea una estructura organizada con superficies definidas a partir de una distribución aleatoria de los constituyentes de la solución.

- **Crecimiento del cristal.** Los cristales se forman por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos. Ocurren adsorciones de iones en la superficie del cristal debido a diversos procesos de deshidratación y difusión. El crecimiento de los núcleos se forma dando partículas mayores y se realiza principalmente por difusión de la sustancia hacia la superficie, seguida de su deposición. Los iones empiezan a posicionarse adquiriendo una estructura específica.
- **Aglomeración.** Los cristales se agrupan cuando están en contacto estable por medio electrostático o interacciones Van der Waals. El sólido inicial formado por precipitación puede no ser el más estable para la condiciones de reacción. Si este es el caso, entonces a lo largo de un periodo la estructura cristalina del precipitado puede cambiar a la de la fase estable.

Figura 7. Proceso de formación de escamas.



Fuente: SIMANCAS CARABALLO Diana., VILLABONAA DELGADO Cindy. "Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado, UIS, 2012.

## 2.2.2 TIPOS DE ESCAMAS<sup>10</sup>

De los muchos tipos de escamas, solo unos pocos son comúnmente encontrados en las aguas de producción de la mayoría de los campos. Estos tipos de depósitos, son:

- Carbonato de calcio (calcita)
- Sulfato de calcio (yeso, anhidrita)
- Sulfato de bario
- Sulfato de estroncio
- Algunos compuestos de hierro (carbonato de hierro, sulfuro de hierro, etc.)

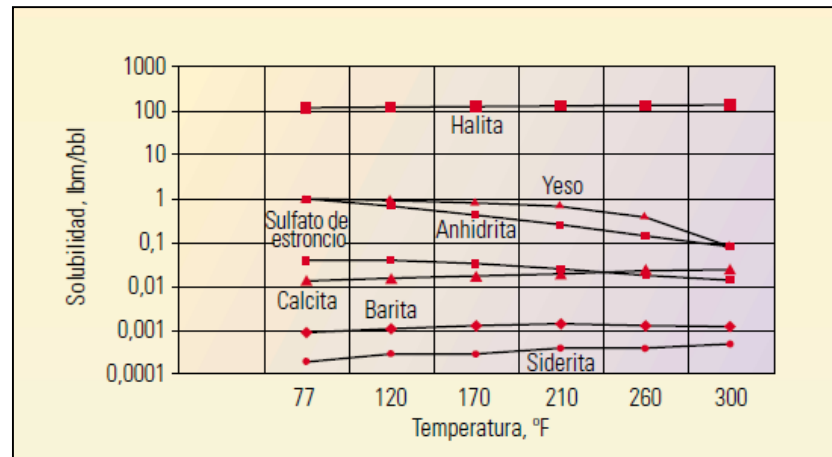
### 2.2.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO<sup>10</sup>

El carbonato de calcio o calcita, es una escama frecuentemente encontrada en las operaciones de campo, y las incrustaciones de estas, obstruyen más del 40% del área de fluencia de la tubería e impide el acceso de las herramientas de *workover* a las secciones inferiores del pozo.

- **Efecto del  $CO_2$ .** La presencia del dióxido de carbono incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el  $CO_2$  reacciona con el agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza, y a partir de esta ionización, ocurre una liberación de iones de hidrógeno, lo que produce una disminución del pH del agua. Entre más ácida es el agua, mayor será la solubilidad del carbonato de calcio.
- **Efecto del pH.** El pH es una propiedad muy importante y determinante en la formación de escamas. Como se mencionó, una disminución de éste eleva la solubilidad del carbonato de calcio en el agua, disminuyendo la precipitación y evitando problemas de taponamiento.
- **Efecto de la temperatura.** A diferencia del comportamiento de la mayoría de los compuestos, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye a medida que la temperatura se incrementa. Por lo tanto es más común

encontrar escamas de carbonato de calcio en pozos inyectoros cuando la temperatura de fondo es suficientemente alta.

**Figura 8.** Efecto de la temperatura en la solubilidad de diferentes minerales.



Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO.1999. Pg 2.

- Efectos de otras sales disueltas.** La solubilidad del carbonato de calcio aumenta conforme aumenta la concentración de otras sales en el agua. Por ejemplo si se adiciona 200000 mg/L de *NaCl* a una muestra de agua destilada, la solubilidad del carbonato de calcio incrementa de 100 mg/L a 250 mg/L.

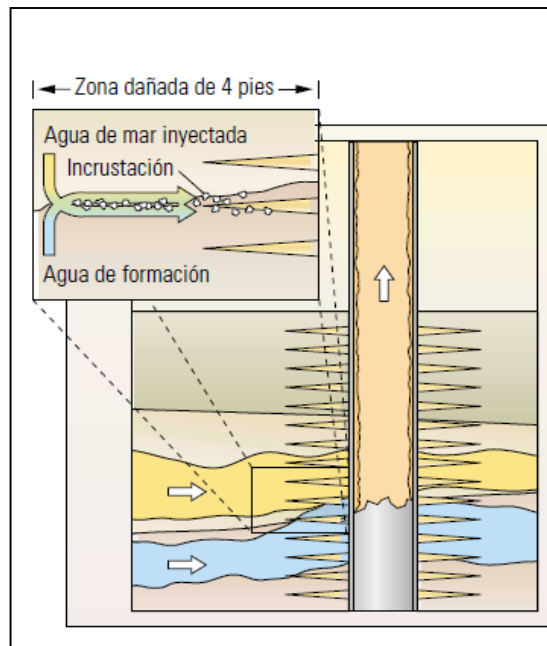
#### 2.2.4 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN<sup>9</sup>

Los depósitos de este tipo, tienen lugar debido a cuatro hechos normales durante en la producción de hidrocarburos:

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

formación rica en cationes bivalentes de  $Ca^{+2}$  y  $Ba^{+2}$  forman precipitado minerales.

**Figura 9.** Mezcla de aguas incompatibles.

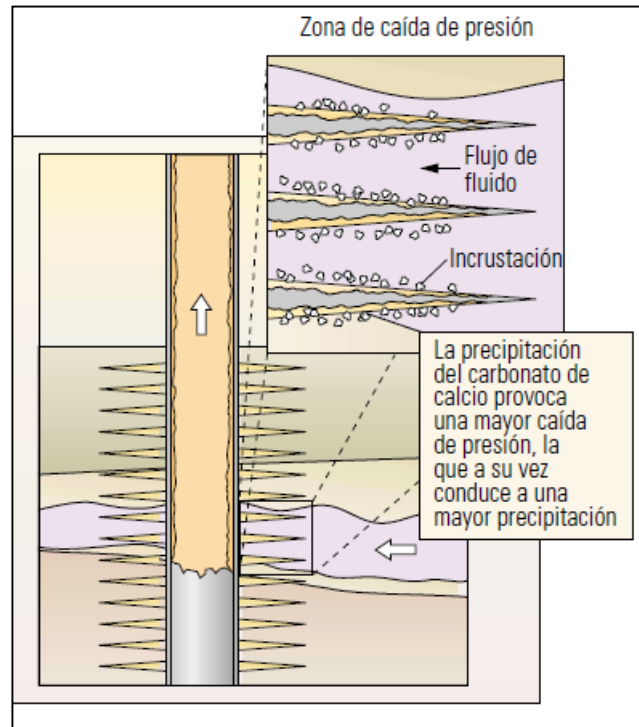


Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO.1999. Pg 7.

- Auto-sedimentación.** La disminución en la presión y/o incremento de la temperatura de la salmuera, conduce a la reducción en la solubilidad del  $CaCO_3$ , esta reducción de la presión durante la producción, libera gases del fluido, por lo que el pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales.

En la Figura 10, se puede observar como la autosedimentación puede ser problema en los pozos productores, en los que se forman incrustaciones cerca de la garganta de los cañoneos: la caída de presión sobre la matriz cercana al pozo puede provocar una precipitación incontrolable de  $CaCO_3$ .

**Figura 10.** Autosedimentación.



Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO.1999. Pg 7.

- Inundación con gas.** Un pozo que ha sido sometido a métodos de recobro de inyección de  $CO_2$ , puede presentar precipitación de sólidos (especialmente carbonatados) cuando el  $CO_2$  se separe de la solución, producto de las caídas de presión asociadas a la producción.

### 2.2.5 CONTROL QUÍMICO DE ESCAMAS Y SU RESPECTIVA REMOCION<sup>11</sup>

Los métodos exitosos usados para prevenir la depositación de escamas de aguas de campo implican la remoción del ion formador o la adición de inhibidores químicos al agua. Los inhibidores químicos inmovilizan al ion formador en la solución, esta inmovilización puede llevarse a cabo usando un agente quelante, químico capaz de fijar y secuestrar iones metálicos formando compuestos estables y solubles denominados quelatos, los cuales no generan

problemas. La efectividad y el costo de estos agentes determinarán su aplicabilidad en el control de las escamas.

Los agentes más empleados en la inhibición de la formación de escamas son:

- Inhibidores orgánicos:
  - Fosfatos orgánicos.
  - Fosfonatos orgánicos.
  - Polímeros.
  
- Inhibidores inorgánicos:
  - Polifosfatos inorgánicos.

Por otro lado, ya a nivel de remoción, las técnicas deben cumplir ciertas condiciones para llegar a ser viables: no causar daños al pozo, a las tuberías ni al ambiente de la formación, ser rápidas y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. Las escamas de carbonato de calcio son las más sencillas de remover; se disuelven fácilmente en contacto con soluciones como ácido clorhídrico, formando agua, dióxido de carbono y cloruro de calcio.

## **2.2.6 TRATAMIENTOS QUÍMICOS PARA LA REMOCIÓN DE ESCAMAS**

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

Entre estas técnicas está la estimulación ácida la cual está definida como la inyección de un ácido en los poros de la formación, y la cual se completa con la remoción del daño en la cercanía del pozo y disolución de partículas que taponan los espacios porales.<sup>10</sup>

El tratamiento típico para la remoción son:

- **Agentes quelantes.**<sup>11</sup> Los agentes quelantes más utilizados incluyen tanto los ácidos poliaminocarboxílicos como los ácidos hidroxiaminopolicarboxílicos (HACA). Los poliaminocarboxílicos constan de uno a tres átomos de nitrógeno rodeados por grupos carboxílicos [ $CO_2H$ ] (EDTA y DTPA: tetracético y pentacético utilizado para tratamientos de calcio y bario respectivamente). Los HACA [ $OH$ ] (HEIDA y HEDTA), presentan reacciones más lentas a altas temperaturas lo que permiten mecanismo de remoción más eficiente. Exhiben bajas tasas de corrosión y bajos niveles de toxicidad reduciendo la necesidad de neutralizar los fluidos de retorno. El empleo de los agentes quelantes HACA en las areniscas ofrece una alternativa para evitar las velocidades de reacción rápidas que conducen a la precipitación.

### 2.2.7 AGENTES QUELANTES PARA LA REMOCIÓN DE CARBONATOS DE CALCIO.<sup>11</sup>

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

Una forma de evitar problemas de corrosión y sedimentación en la remoción de escamas de carbonato es el uso de un disolvente quelato en lugar de los ácidos que permiten la re-precipitación de incrustaciones. Sales de EDTA, como  $Na_2H_2EDTA$  y otros aminocarboxilatos son agentes quelantes, también conocidos como secuestradores, utilizados en alguna medida para eliminar las escamas de Carbonato, especialmente en entornos de alta temperatura.

---

<sup>11</sup> MARTEL A.E, CALVIN M, Chemistry of Metal Chelate Compounds, USA, Prentice Hall, 1952.

### 2.2.7.1 Sal disódica de EDTA

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

Este ácido es un polvo blanco que debido a su limitada solubilidad en agua (0.02 g en 100 ml) se emplea su respectiva sal disódica ( $Na_2H_2EDTA$ ). Esta sal tiene dos átomos de hidrógeno ionizables además de los sodios presentes, de tal manera se produce una especie que permite coordinar efectivamente con el metal-ion. Estos complejos son de gran estabilidad debido a que esta especie posee un par de electrones solitarios perteneciente a cada nitrógeno y a cada átomo de oxígeno, que permite la unión de varios sitios de la molécula con dicho catión formando un anillo.

Estudios realizados indican que el *EDTA* comparado con otros agentes quelantes como el *HEDTA*, *GLDA*, presenta constantes de estabilidad mayor es para metales como el calcio, hierro y magnesio.

### 2.2.7.2 Teoría de la quelación<sup>12</sup>

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

Los iones metálicos son ácidos de Lewis debido a que pueden compartir pares de electrones cedidos por ligandos (agentes quelantes), los cuales en

---

<sup>12</sup> SHAUGHNESSY, C. M.; W.E.KLINE. "EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay". SPE. Exxon Production Research Co. 1983.

consecuencia se ocupan como base de Lewis. El ácido etilendiaminotetracético EDTA, es un ligando polidentado debido a que pueden unirse a un ion metálico mediante más de un átomo. Los ligandos polidentados forman complejos metálicos más estables que los formados por ligando monodentados.

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

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



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

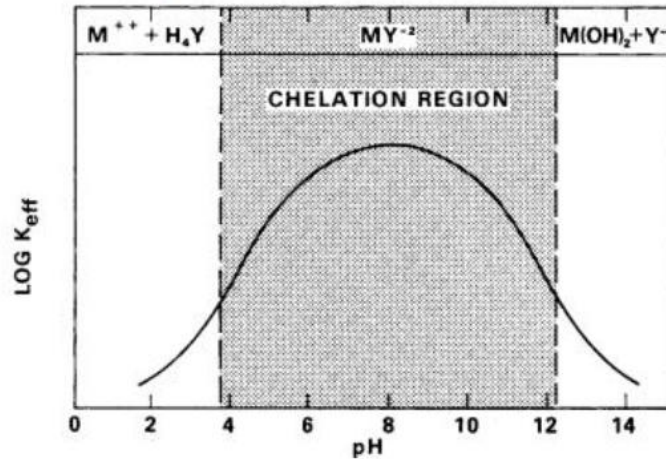
$$K_f = \frac{[MY^{-2}]}{[M^{++}][Y^{-4}]} \quad \text{Ec. 2}$$

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

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

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

**Figura 11.** Curva de quelación



Fuente: SHAUGHNESSY, C. M.; W.E.KLINE. "EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay". SPE. Exxon Production Research Co. 1983.

## 2.3 PROPIEDADES Y GENERALIDADES DEL DIÓXIDO DE CARBONO.<sup>13</sup>

En las condiciones ambientales el  $\text{CO}_2$  es un gas inerte, incoloro, no combustible y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Su peso molecular a condiciones estándar es 44.010 g/mol, que es una y media veces más pesado que el aire.

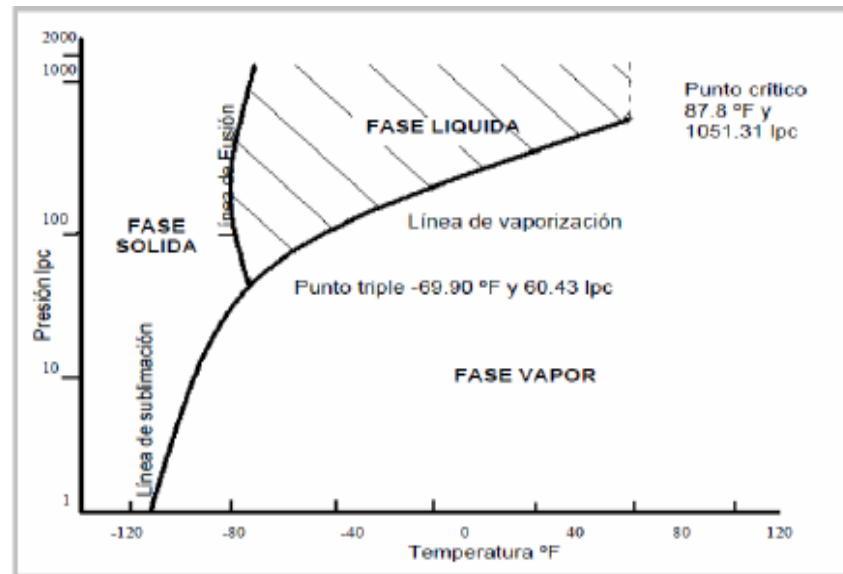
### 2.3.1 Características del Dióxido de Carbono.

El  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  para prevenir la formación de sólidos que no son nada deseables en un

<sup>13</sup> BERILGEN, Hulusi D. "Enhanced Recovery Methods in Petroleum Production". Betchtel, October, 1980. Chap 5.

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 12, que muestra la curva de equilibrio para el dióxido de carbono.

**Figura 12.** Curva de equilibrio para el Dióxido de carbono.

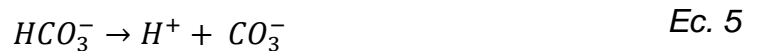


Fuente: ROJAS Gonzalo, SM Farouq Ali., "Tecnología del desplazamiento inmisible de crudos pesados con CO<sub>2</sub>".

De acuerdo con Berilgen 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.

### 2.3.2 Efecto del Dióxido de Carbono en el $CaCO_3$ y asfaltenos<sup>10</sup>

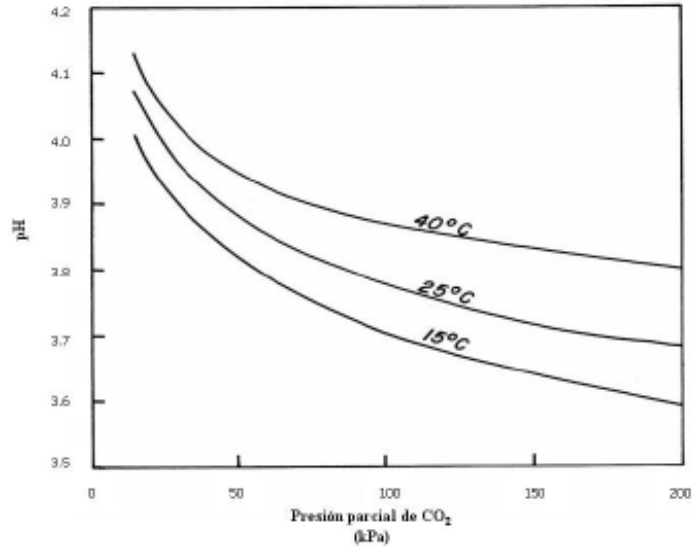
La presencia de dióxido de carbono incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el  $CO_2$  reacciona con el agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza mediante las siguientes reacciones.



De lo anterior, puede observarse que a partir de la ionización del ácido carbónico, ocurre una liberación de iones hidrogeno, lo que produce una disminución en el pH del agua. Entre más acida sea el agua, mayor será la solubilidad del carbonato de calcio, lo que resulta ser muy bueno aparentemente, sin embargo es importante tomar ciertas precauciones, ya que una disminución grande podría generar problemas de corrosión.

La Figura 13, ilustra el efecto de la presión parcial del  $CO_2$  en el pH. Si se analiza el grafico detenidamente puede observarse que a valores de pH bajos, la presión parcial del  $CO_2$  aumenta y como tal su solubilidad, mientras que a valores altos de pH, la presión parcial disminuye y su solubilidad también.

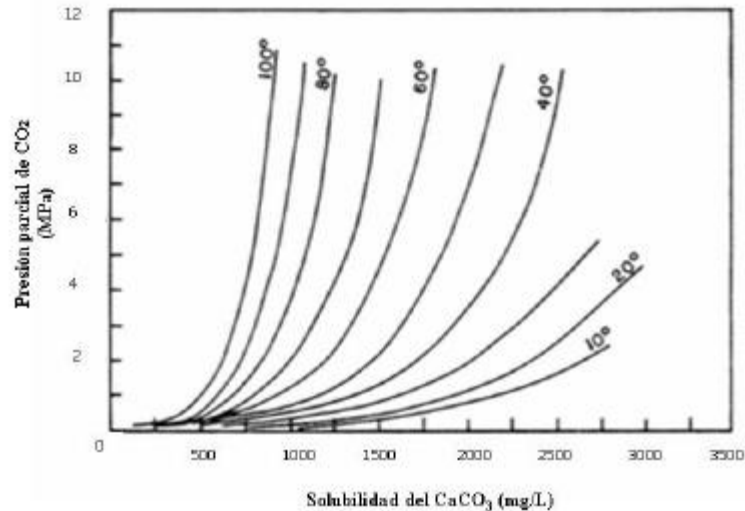
**Figura 13.** Efecto de la presión parcial del  $CO_2$  en el pH del agua.



Fuente: MUÑOZ Navarro Samuel., SANDOVAL Meneses Yurley., "Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas" REVISTA FUENTES, El reventón energético., Volumen 6, número 1, 2008.

La Figura 14, muestra la relación entre la presión parcial del  $CO_2$  y la solubilidad del carbonato de calcio. Puede observarse que para diversas temperaturas, la solubilidad del  $CaCO_3$  aumenta a medida que la presión parcial del  $CO_2$  en la mezcla se incrementa. Se observa además, un efecto menos pronunciado en las curvas a medida que la temperatura del sistema aumenta; esto debido a la proporcionalidad inversa entre la solubilidad del  $CaCO_3$  y la temperatura.

**Figura 14.** Efecto de la presión parcial del  $CO_2$  en la solubilidad del carbonato de calcio.



Fuente: MUÑOZ Navarro Samuel., SANDOVAL Meneses Yurley., "Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas" REVISTA FUENTES, El reventón energético., Volumen 6, número 1, 2008.

Es importante resaltar, que en cualquier punto del sistema donde se lleve a cabo una caída de presión, la presión parcial del  $CO_2$  disminuirá y parte de este saldrá de la solución, aumentando el pH. Este aumento de pH hace que el carbonato de calcio se precipite formando escamas.

En cuanto a los asfaltenos en presencia de gases ligeros, como metano, etano, propano, y nitrógeno, los asfaltenos son por lo general más estables cuando aumenta la presión y temperatura, sin embargo, las mediciones experimentales indican que, en la presencia de  $CO_2$ , los asfaltenos se vuelven más estables cuando la temperatura decrece.<sup>14</sup>

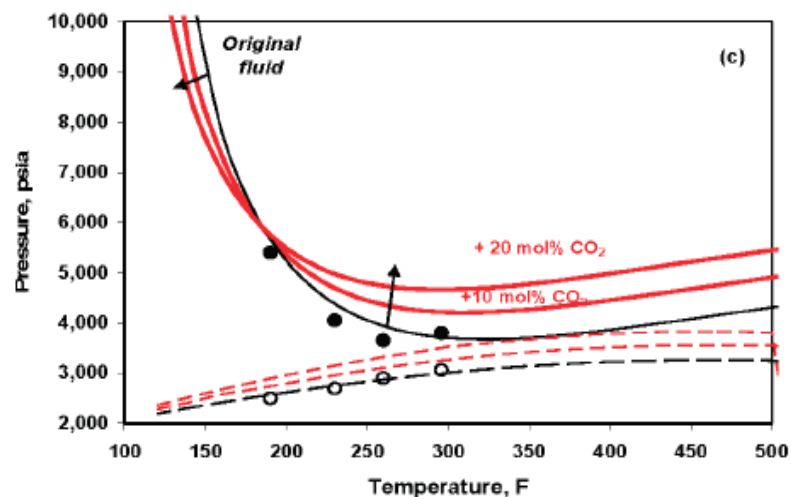
Se ha demostrado que el  $CO_2$  inyectado a un crudo (petróleo vivo o muerto) puede inducir o prevenir la precipitación de asfaltenos, es decir, el  $CO_2$  puede comportarse como un inhibidor o un precursor de la precipitación de asfaltenos, dependiendo de la temperatura del sistema para una presión fija. Se ha

<sup>14</sup> Fuente: GONZALES Doris L, VARGAS Francisco M, HIRASAKI George J and CHAPMAN Walter G. "Modeling Study of  $CO_2$  Induced Asphaltene Precipitation". Rice University, Houston, Texas, 2007.

observado que, a temperaturas inferiores al punto de cruce, el  $CO_2$  actúa como un inhibidor, mientras que a temperaturas por encima de este punto, es una fuerte precipitación de asfaltenos.

Se puede observar en la Figura 15, el resultado tras la adición de 10% y 20% en moles de  $CO_2$ , que debajo de un cierto cruce, alrededor de 200 °F, la adición de  $CO_2$  aumenta la estabilidad de los asfaltenos en comparación con el aceite original. Por encima de esta temperatura, la solubilidad de los asfaltenos disminuye y la presión de inicio va a un mínimo y aumenta a temperaturas más altas.

**Figura 15.** Comportamiento de fase de un crudo después de la adición de  $CO_2$



Fuente: GONZALES Doris L, VARGAS Francisco M, HIRASAKI George J and CHAPMAN Walter G. "Modeling Study of CO<sub>2</sub> Induced Asphaltene Precipitation". Rice University, Houston, Texas, 2007.

La adición de  $CO_2$  en un yacimiento de aceite puede causar la precipitación de asfaltenos y de deposición para temperaturas por encima de un cierto punto de cruce, sin embargo, para temperaturas más bajas, la adición de  $CO_2$  aumenta la solubilidad de los asfaltenos.

### 2.3.3 Problemas asociados en un campo.

Existen diferentes inconvenientes encontrados en la experimentación en campo y laboratorio que complican el buen desarrollo de un proceso de inyección de  $CO_2$ . Los principales problemas que se pueden encontrar en un proceso de inyección de  $CO_2$  son:

- El  $CO_2$  genera corrosión en las tuberías al formar ácido carbónico, además de influir en el pH y la tendencia de incrustaciones de escamas de carbonato de calcio presentes en el agua.
- 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 asfaltenicas, protegiéndolas de agentes precipitantes; sin embargo cuando la concentración de las resinas disminuye o la concentración parafínica aumenta, la solución asfaltenica es menos estable y puede ocurrir precipitación. La fuerte tendencia de los asfaltenos a auto-asociarse puede estimularse con la adición de un solvente como el  $CO_2$  o el cambio de las condiciones de presión y temperatura. Si se incrementa la presión y por ende la concentración de  $CO_2$  en el petróleo, aumentara la cantidad de asfalteno precipitados.
- La presión parcial del  $CO_2$  es una propiedad que afecta la precipitación de escamas de carbonato de calcio.

## 2.4 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL PIEDEMONTES LLANERO

La cuenca de los Llanos Orientales limita al Norte con Venezuela, al sur con la Serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas, al oeste con el sistema de cabalgamiento de la cordillera oriental y al oriente con las rocas precámbricas del escudo Guayanes. El piedemonte llanero hace parte de la cuenca sedimentaria de los llanos orientales. Esta cuenca es una de las más productivas del país. El sistema petrolífero es conocido, la ruta de migración es larga especialmente para la zona central y oriental de la cuenca por lo que se tiene mayor producción hacia el Occidente. El sello disminuye hacia el Este y es común la biodegradación. Las trampas son combinadas entre estratigráficas y estructurales.

### 2.4.1 Cuenca de los llanos orientales<sup>15</sup>

- **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 16, 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>15</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).

Figura 16. Ubicación geográfica del Piedemonte Llanero Colombiano.



Fuente: FRANCO Carlos, ZABALA Richard, BOTERO Oscar, ZAPATA José, MORA Edgar, CANDELA Carlos, CASTILLO Andrés., "Inhibited gas stimulation to mitigate condensate banking and maximize recovery in Cupiagua field". Ecopetrol S.A., SPE Production & Operation., 2013.

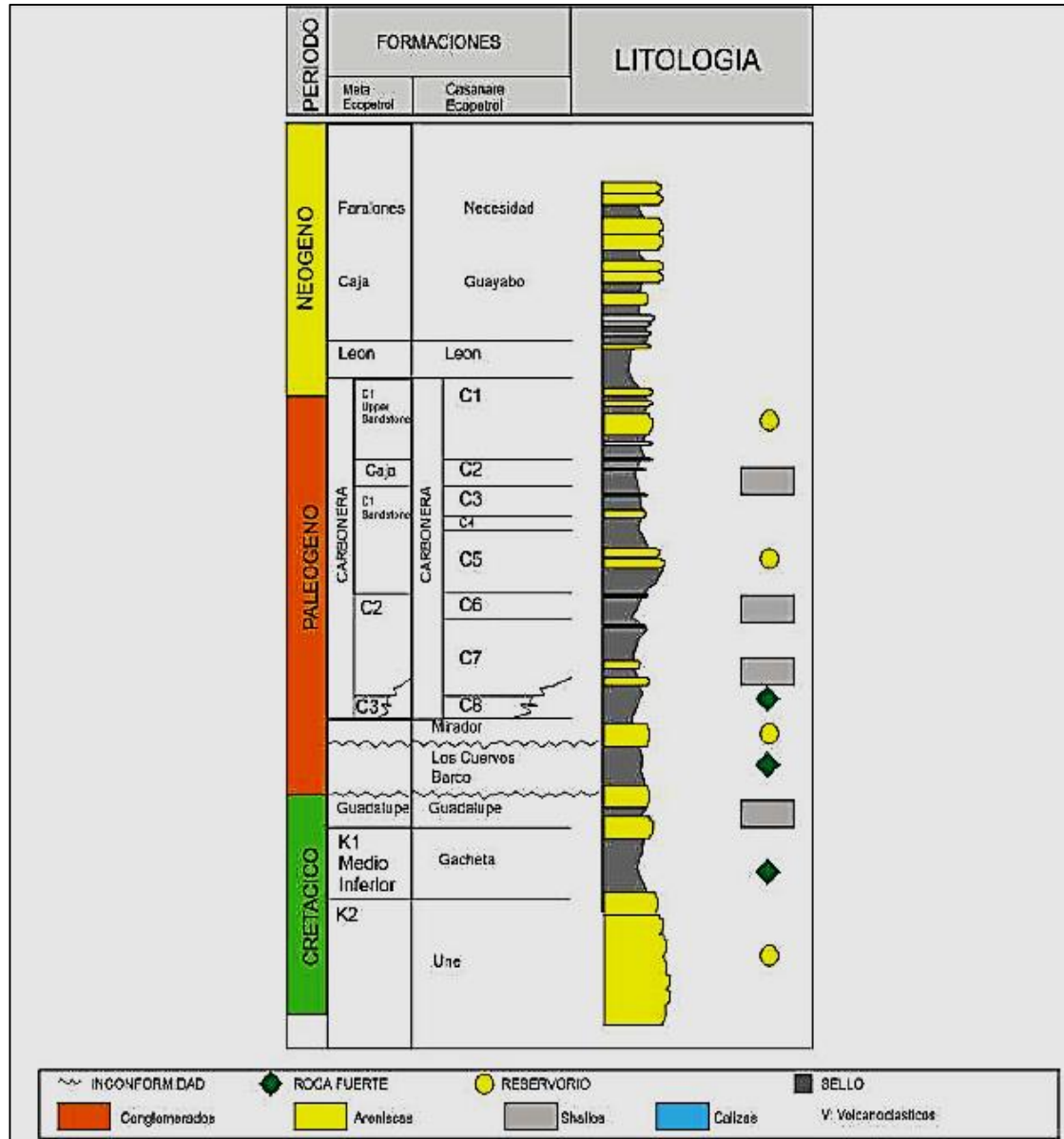
#### 2.4.2 Características geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales<sup>16</sup>

- **Roca Fuente.** Las rocas fuente de la cuenca son las lutitas de la Formación Gacheta (Formación Chipaque), la Formación Barco - Los Cuervos y la Formación Une, cuyos valores de TOC actuales se encuentran por debajo de 2% (Montes, 2009). La mayor madurez termal se encuentra hacia el SW de la cuenca asociada a la Falla Guaicaramo. Figura 17, Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas.

<sup>16</sup> GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis, VASQUEZ Mauricio., "Informe ejecutivo Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas"., Grupo de Investigación de Hidrocarburos y Carbones., UIS, 2009.

- **Migración.** Actualmente se consideran dos pulsos de migración, uno durante el Eoceno tardío-Oligoceno (Orogenia Preandina) y otro situado después de la Orogenia Andina en el Mioceno medio.
- **Rocas Reservorio.** El principal reservorio de la cuenca lo constituyen las areniscas continentales de la Formación Mirador y las areniscas de las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%. Otro reservorio importante se encuentra en las areniscas de la Formación Guadalupe.
- **Trampas.** Los cabalgamientos y pliegues proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte. En la provincia del Casanare fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, por la compresión Andina, forman las trampas, además de trampas estratigráficas tipo barras y canales. La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno. En la provincia de Vichada el entrampamiento se atribuye a fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno. En la provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas.
- **Roca Sello.** Sobre la Formación Mirador, uno de los principales reservorios, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello. Además de las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.
- **Roca de sobrecarga.** Conformada por la Formación Carbonera desde el miembro C7 hasta la Formación Necesidad.
- **Sistemas Petrolíferos.** Formación Gachetá - Formación Mirador.  
Formación Barco-Cuervos / Formación Carbonera - Formación Mirador/  
Formación Carbonera.

**Figura 17.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: BARRERO D., PARDO A., VARGAS C., MARTINEZ J., "Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal". *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. 2007.

### 3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

A fin de poder dar cumplimiento con los objetivos planteados, se implementó el desarrollo de una metodología que permitiera ejercer los siguientes procedimientos:

#### 3.1. Procedimiento para evaluar el efecto del $CO_2$ en los fluidos de estimulación.

La evaluación del efecto del  $CO_2$  en los fluidos de estimulación se realizó de manera independiente a la del perfil de temperatura, siguiendo los siguientes pasos:

##### 3.1.1. Caracterización básica

Inicialmente se procedió a caracterizar todos los fluidos a evaluar, esto con el fin de conocer cuáles fueron sus propiedades físico-químicas y también a fin de poder garantizar y corroborar en campo y en laboratorio que efectivamente dichos fluidos son los mismo que se están evaluando. En otras palabras la caracterización básica de determinado producto es la huella propia y distintiva de cada producto.

La caracterización básica fue realizada en diferentes muestras, siguiendo las siguientes condiciones:

- Fluidos de estimulación a condiciones iniciales, las cuales eran las dadas por el fabricante y estaban dadas en términos de condiciones ambientales, es decir a presión atmosférica y a temperatura ambiente, aproximadamente 25°C.
- Fluidos de estimulación a condiciones de yacimiento, las cuales son a una presión de 4500 psia, y a una temperatura aproximada de 120 °C.
- Fluidos de estimulación a condiciones de yacimiento en interacción con el gas de inyección, esto se hace debido a que en el campo de estudio, se

está reinyectando constantemente gas, producto de la producción, este gas tiene características de un yacimiento de gas retrógrado, pero su contenido de  $CO_2$  es cada vez mayor debido a que parte del gas es vendido cumpliendo las especificaciones del R.U.T., por lo que en este caso este gas tenía una concentración de  $CO_2$  del 5% en volumen.

- Fluido de estimulación a condiciones de yacimiento, interactuando con gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ .

Es importante recalcar que todos estos procedimientos se realizaron todas las veces que fueron necesarias tomar muestras y fue regido bajo la norma API RP 40 - 42; el procedimiento es detallado a continuación:

#### 3.1.1.1. Densidad

Para poder determinar la densidad de los fluidos fue necesaria la implementación de equipos de laboratorio tales como la balanza analítica y un picnómetro de volumen calibrado.

**Figura 18.** Picnómetros de volumen calibrado



Fuente: Los autores.

Se procedió a pesar el picnómetro vacío y registrar el peso ( $M_P$ ), seguido de esto se llenó el picnómetro completamente (incluyendo el capilar) con el líquido al cual se deseaba determinar la densidad, se pesó y registró el peso ( $M_{PL}$ ). La densidad se calculó como sigue:

$$M_L = M_{PL} - M_P \quad \text{Ec. 6}$$

$V_L$  = Volumen del picnómetro.

Entonces:

$$\rho = \frac{M_L}{V_L} \quad \text{Ec. 7}$$

Al finalizar la prueba el picnómetro debió ser lavado y purgado con agua destilada y secado a temperatura ambiente (no se debe colocar al horno porque pierde la calibración del volumen).

El resultado debió ser reportado con sus respectivas unidades de medición y condiciones a las que se realizó la prueba (Temperatura, concentración, etc.).

### 3.1.1.2. Solubilidad

Para poder determinar la solubilidad de los fluidos fue necesaria la implementación de equipos y material de laboratorio tales como agua característica del campo, la cual es el agua proveniente del acuífero de la formación y en el cual se disolvió el fluido a evaluar, una probeta o pipeta graduada y tubos de ensayo.

La solubilidad se evaluó visualmente en la proporción 75:25 con agua característica del campo (12 ml de Producto + 4 ml Agua característica del campo). Se midió con la pipeta 4 ml de agua característica del pozo y se adicionó a un tubo de ensayo; se midió con la pipeta 12 ml del producto y se adicionó al tubo de ensayo que contiene agua, se agitó manualmente y se registraron las observaciones (formación de fases, formación de emulsión, aspecto de la solución, presencia de precipitados, etc.).

Esta prueba se realiza a todos los productos. El resultado de la prueba es reportado como soluble en agua o no soluble en agua, adicionalmente se debe tomar registro fotográfico del aspecto de la solución con agua.

### 3.1.1.3. pH

El método más exacto para medir el pH es usando un medidor de pH (o pH-metro) y un par de electrodos. Un medidor de pH es básicamente un voltímetro muy sensible, los electrodos conectados al mismo generarán una corriente eléctrica cuando se sumergen en soluciones. Un medidor de pH tiene electrodos que producen una corriente eléctrica; ésta varía de acuerdo con la concentración de iones hidrógeno en la solución.

Pero debido a que la naturaleza de todos los fluidos utilizados para evaluar la estimulación fue de carácter orgánico, no fue posible utilizar este método, pues esta naturaleza química dañaba los electrodos del pH-metro, por lo que se procedió a utilizar tiras indicadoras de pH y se reportó los resultados bajo este método.

Figura 19. Tiras indicadoras de pH.



Fuente: Los autores.

#### 3.1.1.4. Índice de refracción

Para poder determinar el índice de refracción de los fluidos fue necesaria la implementación de equipos de laboratorio tales como un gotero y el refractómetro.

Esta prueba se realizó utilizando un Refractómetro manual, marca ATAGO Modelo R-5000. Este es un instrumento óptico de precisión y manejo sencillo, que se basa en la refracción de la luz al pasar por un prisma.

**Figura 20.** Refractómetro.



Fuente: Los autores.

Con ayuda del gotero se colocaron varias gotas de la muestra líquida sobre el prisma de medición en el extremo del instrumento. Se cerró el cubre objetos del prisma para distribuir el líquido sobre toda la superficie del prisma sin burbujas de aire o puntos secos; posteriormente se dejó la muestra sobre el prisma durante aproximadamente 30 segundos.

Sosteniendo el instrumento bajo una fuente de luz solar, se miró a través del ocular la escala. El valor se pudo leer entre el límite claro/oscuro; girando el ocular se pudo ajustar o precisar la escala, hasta que se encontraron los valores correctos. Bajo condiciones normales, el contraste óptimo se logra sosteniendo el instrumento bajo y perpendicular a una fuente de luz. Una vez se tomó las lecturas, se secó con un paño y se colocó el instrumento en su

estuche de plástico. Por último se guardó el instrumento en un ambiente seco y seguro.

### **3.1.1.5. Espectro infrarrojo**

Esta prueba fue realizada en el laboratorio de Consultas Industriales de la UIS, utilizando un Espectrofotómetro Infrarrojo BRUKER Modelo Tensor 27, con el fin de obtener la huella digital de los productos evaluados.

### **3.1.2. Interacción del $CO_2$ con los fluidos de estimulación (Interacción fluido – fluido).**

La herramienta principal que permitió llevar a cabo la interacción de los diferentes fluidos de estimulación con el  $CO_2$  fue el BULK VOLUME CELL, el cual tenía como función desarrollar un control avanzado multi-variable, que permitiera adecuar condiciones de yacimiento a los diferentes fluidos; el BULK permite controlar valores de presión en un rango de 20 a 5000 psia y de temperatura en un rango de 20 a 170 °C; estos valores de operación estaban dentro de los valores de operación los cuales eran las condiciones de yacimiento, es decir una presión de 4500 psia y una temperatura aproximada de 120°C.

El BULK VOLUME CELL, además de adecuar las condiciones de yacimiento, también mantiene una constante agitación debido a que maneja diferentes ángulos de rotación de la celda y diferentes velocidades angulares, lo que permitió mantener uniformidad en las características del fluido.

El objetivo de la interacción fluido-fluido con el BULK, era el de poder adecuar los diferentes fluidos de estimulación a las condiciones anteriormente mencionadas de presión y temperatura de yacimiento, así como también en presencia de gas de inyección y  $CO_2$ .

**Figura 21.** Bulk Volume Cell.



Fuente: Manual operativo. Laboratorios de análisis petrofísicos y daño a la formación. Universidad Industrial de Santander. 2014.

### **3.1.2.1. Preparación del equipo.**

Antes de depositar los diferentes fluidos en el BULK, fue necesario adecuar el equipo tal que, este estuviera en condiciones adecuadas de limpieza, con suficiente cantidad de aceite mineral, el cual cumplía con la función de ser fluido desplazante y poder controlar la presión, el pistón y las tapas del BULK con los “Orings” indicados, y todas las líneas debidamente purgadas y conectadas.

### **3.1.2.2. Preparación de los fluidos.**

Se tomaron 400 ml del correspondiente fluido de estimulación, con el fin de distribuirlo así:

- 50 ml de purga inicial, la cual constaba en dejar fluir el fluido a través de las líneas del equipo con el fin de asegurarse de que no hubiera ni aire ni ningún otro fluido ajeno al deseado.
- 30 ml de la línea muerta del fluido a condiciones de yacimiento, el cual era el fluido que se encontraba en las líneas pero que no era representativo, debido a que no obtuvo las condiciones de presión y temperatura requeridas.
- 60 ml de muestra representativa del fluido a condiciones de yacimiento, esta muestra es la que se evaluó.
- 30 ml de la línea muerta del fluido a condiciones de yacimiento junto con el gas de inyección.
- 60 ml de muestra representativa del fluido a condiciones de yacimiento junto con el gas de inyección, esta muestra se evaluó también.
- 30 ml de la línea muerta del fluido a condiciones de yacimiento junto con el gas de inyección y el  $CO_2$ .
- 60 ml de muestra representativa del fluido a condiciones de yacimiento junto con el gas de inyección y el  $CO_2$ , esta muestra también se evaluó.

El producto que quedó fue considerado como volumen de desecho y se expulsó al finalizar la prueba cuando el BULK se encontraba ya en condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente.

### 3.1.2.3. Duración de la prueba.

El tiempo para cada fluido de estimulación fue programado de la siguiente manera:

- 2 horas: preparación del equipo, aplicación del fluido y estabilización del equipo a condiciones de presión y temperatura.
- 4 horas: tiempo de agitación constante.
- 2 horas: toma de muestra, inyección del gas y estabilización del equipo.

- 4 horas: tiempo de agitación constante e interacción fluido-fluido, entre el gas y el fluido de estimulación.
- 2 horas: toma de muestra, inyección del  $CO_2$  y estabilización del equipo.
- 4 horas: tiempo de agitación constante e interacción fluido-fluido, entre el gas el  $CO_2$ , el gas de inyección y el fluido de estimulación.
- 2 horas: toma de muestra, acondicionamiento del equipo a condiciones ambientales, toma del volumen de desecho y limpieza del equipo.

Esto suma un total de 20 horas, por lo que se planeó tomar un día completo para cada fluido de estimulación.

### **3.2. Procedimiento para evaluar el efecto del perfil de temperatura.**

El perfil de temperatura fue evaluado realizando dos tipos de pruebas fundamentales; por un lado están las pruebas de solubilidad, las cuales se realizan por medio de una interacción fluido-precipitado; y las pruebas de desplazamiento las cuales consideran la interacción roca-fluido.

Para este caso en específico se realizaron pruebas de solubilidad; la idea principal de realizar este tipo de prueba, era evaluar como variaba la solubilidad de los precipitados con sus respectivos disolventes a diferentes temperaturas y a diferente tiempo.

Para poder llevar a cabo, la prueba de perfil de temperatura, se realizó una interacción de los diferentes tipos de precipitados que se presentaban en el campo, los cuales fueron, Carbonato de Calcio ( $CaCO_3$ ) y asfaltenos, con los diferentes tipos de disolventes.

### 3.2.1. Caracterización básica.

Como los productos a evaluar, fueron los mismos fluidos de estimulación utilizados para analizar el efecto del  $CO_2$ , se utilizaron los resultados de la caracterización básica anterior; en caso de haberse introducido un nuevo producto, se debería haber procedido, tal y como se explicó en el procedimiento de caracterización básica anterior.

En el caso del Carbonato de Calcio, se tenían muestras naturales de los minerales, por lo que se procedió a realizar un análisis cuantitativo mineralógico de las muestras, es decir el porcentaje de pureza que se encontraba en estos; este procedimiento se realizó en el laboratorio de Difracción de rayos x (DRX) de la Universidad Industrial de Santander. (Ver Anexo H).

### 3.2.2. Interacción de los precipitados con los fluidos de estimulación por medio del BULK.

La idea de estas pruebas era cuantificar la solubilidad de los diferentes precipitados a dos temperaturas planteadas, las cuales fueron: 240°F y 280°F; Estas pruebas no solo permitían adecuar el fluido a estas temperaturas, sino que también permitía adecuar por medio de un fluido desplazante como el aceite mineral, las condiciones de presión, para este caso de 4500 psia. Cabe recordar que antes de realizar cualquier prueba en el BULK, es importante adecuarlo en términos de limpieza y conexiones tal como se indicó anteriormente.

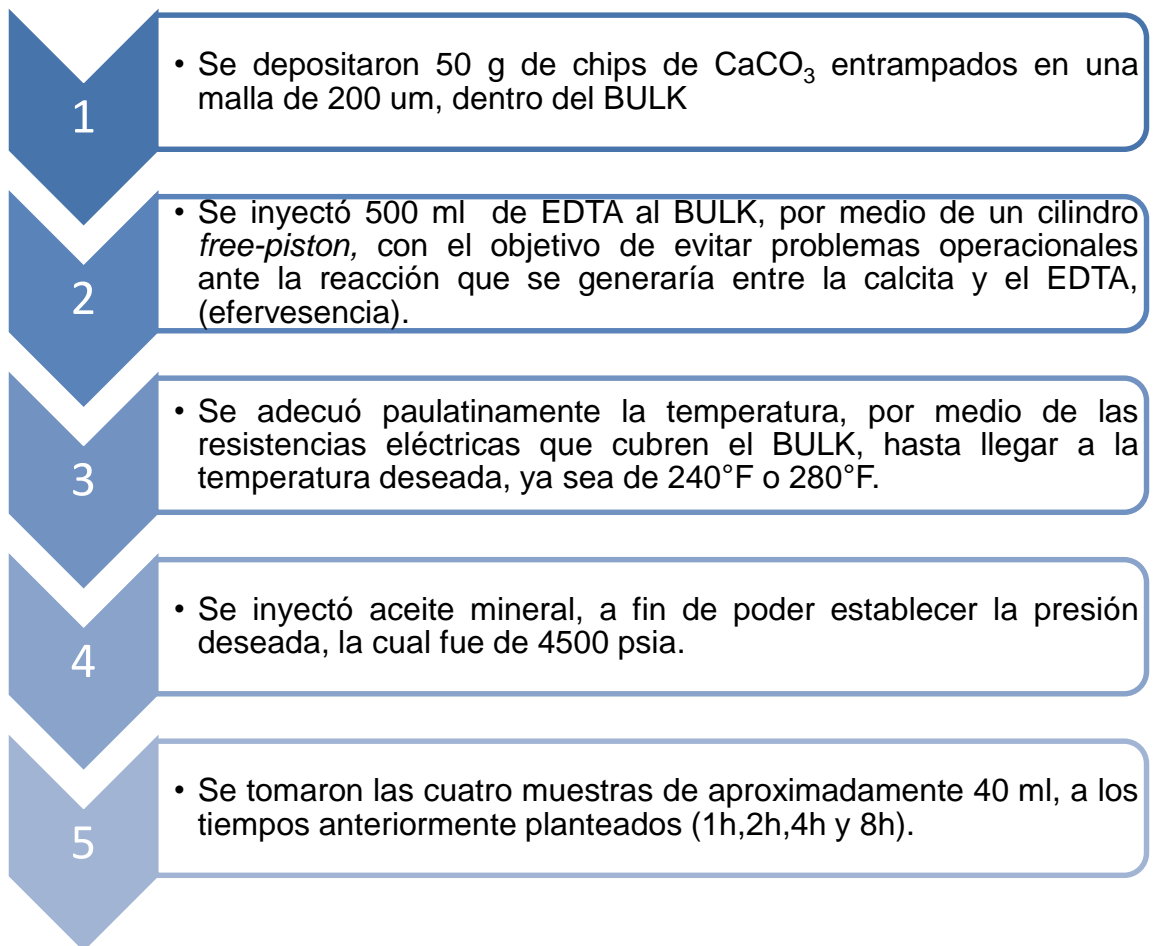
Los precipitados con sus respectivos disolventes se interactuaron de la siguiente manera:

### 3.2.2.1. Interacción del EDTA mejorado con el Carbonato de Calcio.

En el caso del EDTA mejorado, el tiempo de remojo de este según prácticas del campo es de 8 horas; por lo que se procedió a observar la solubilidad de la calcita en el EDTA mejorado a cuatro tiempos diferentes, a fin de poder analizar el comportamiento y poder realizar una tendencia del comportamiento de la solubilidad.

Los tiempos fueron entonces de: 1h, 2h, 4h y 8h.

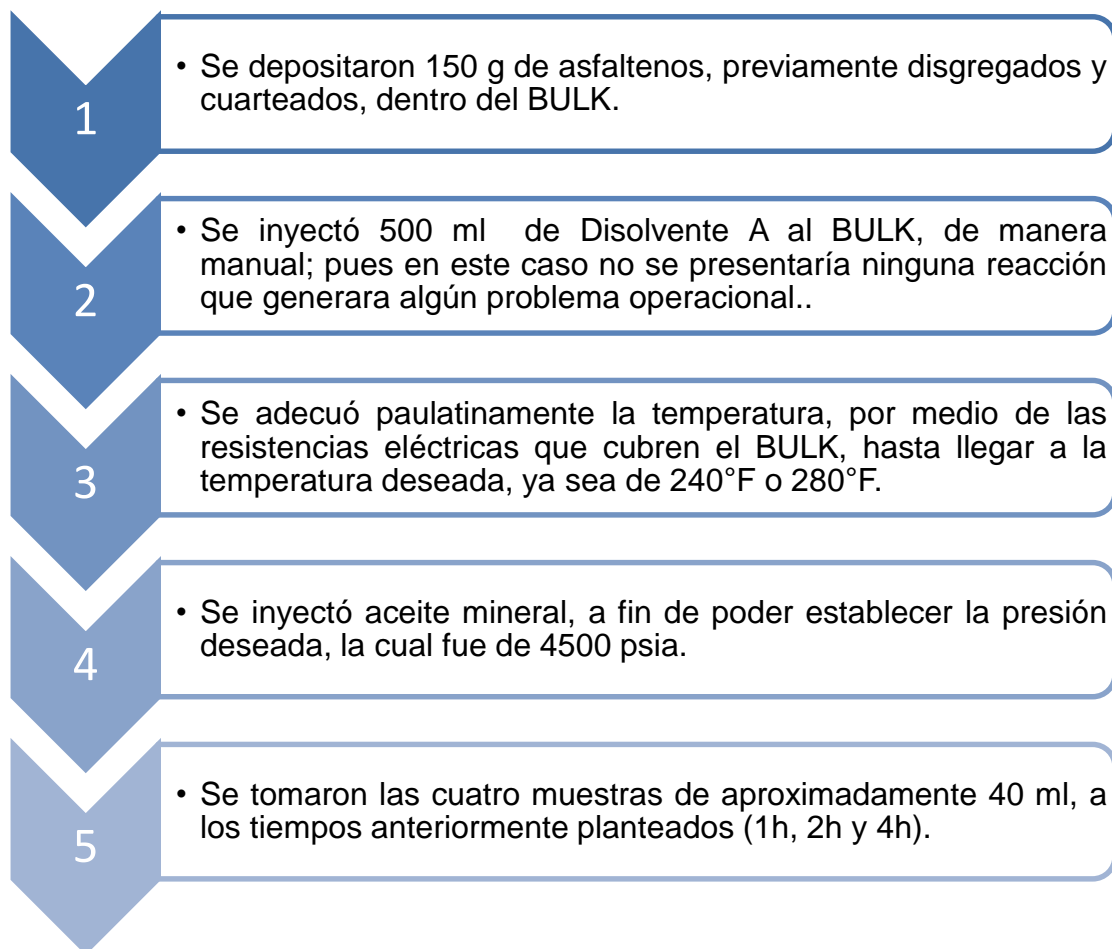
El procedimiento que se realizó en esta prueba fue el siguiente:



### 3.2.2.2 Interacción del Disolvente A con los asfaltenos.

El Disolvente A, es en este caso el diluyente de los asfaltenos, y está compuesto principalmente por xileno, más otros aditivos. El tiempo de remojo en campo para este producto es de 12 horas, pero en pruebas de botella realizadas anteriormente, se observó que a las 4 horas de remojo, la cantidad de asfaltenos disueltos, era bastante significativa, aproximadamente del 90%, por lo que a manera de practicidad, se optó por tomar un tiempo de remojo de 4h. Este tiempo también fue analizado por diferentes rangos, tal que se procedió a tomar muestras a 1h, 2h y 4h, a fin de poder realizar tendencia y hacer un análisis más detallado del comportamiento de la solubilidad.

El procedimiento que se realizó en esta prueba fue el siguiente:



## 4. RESULTADOS

### 4.1 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL $CO_2$ EN LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN EMPLEADOS EN CAMPO.

Se estudió la interacción de los fluidos de estimulación empleados en un Campo Colombiano con el gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ , en el cual el gas de inyección tiene una concentración del 5% en volumen de  $CO_2$  y la concentración de  $CO_2$  inyectado fue del 6% en volumen. Lo anterior con el fin de evaluar la posible degradación de dichos fluidos. Se realizaron pruebas de interacción fluido – fluido en el equipo Celda de Volumen Total Bulk a condiciones de presión de 4500 Psi y una temperatura de 120 °C, y se realizó una caracterización básica a cada uno de los efluentes obtenidos durante el desarrollo de esta etapa.

Con el fin de evaluar el efecto del gas de inyección enriquecido con  $CO_2$  en los fluidos de estimulación: EDTA mejorado y el Disolvente A, se realizó como primer paso el control de calidad a dichos productos mediante la determinación de los parámetros pH, densidad, índice de refracción, solubilidad y toma de espectro infrarrojo.

#### 4.1.1 Resultados caracterización básica de los productos empleados, EDTA mejorado y Disolvente A.

##### 4.1.1.1 Resultados de pH, densidad e índice de refracción de los productos.

En la **Tabla 1** se observan los resultados experimentales de la caracterización básica realizada a los productos EDTA mejorado y el Disolvente A. Encontrándose para el EDTA mejorado valores de pH de 5.5; una densidad de 1.0916 y un índice de refracción de 1.3799. Para el Disolvente A se

determinó un pH de 5; un valor de densidad de 0.9782 y un índice de refracción de 1,4698.

**Tabla 1.** Resultados pH, densidad e índice de refracción de los productos.

PRODUCTO	pH	$\rho$ @ 22 °C	IR @ 20 °C
EDTA mejorado	5,5	1,0916	1,3799
Disolvente A	5	0,9782	1,4698

Fuente: Los autores

#### 4.1.1.2 Solubilidad productos.

**Tabla 2.** Resultados solubilidad productos.

PRODUCTOS	SOLUBLE	INSOLUBLE	MSDS
EDTA mejorado	X		Soluble en agua
Disolvente A		X	Insoluble

Fuente: Los autores

En las **Figuras 22** y **23** se observa el aspecto de la prueba de solubilidad del EDTA mejorado y el Disolvente A en agua. Los espectros infrarrojos de los productos EDTA mejorado y el Disolvente A se presentan en las **Figuras 24** y **25**.

Figura 22. Solubilidad EDTA mejorado

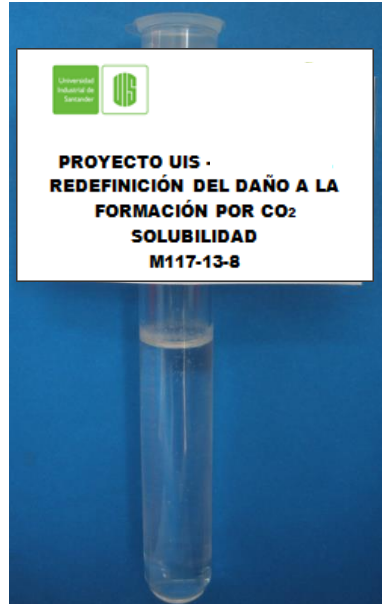
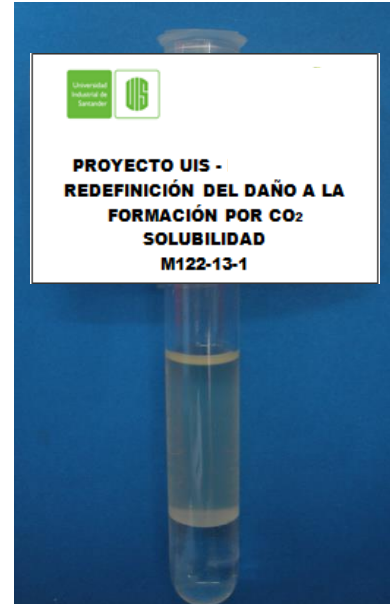


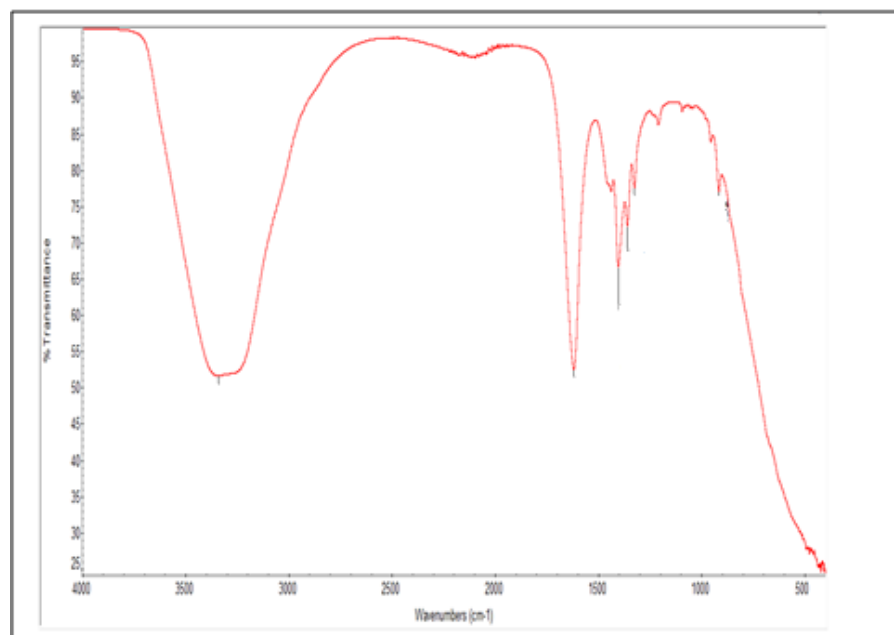
Figura 23. Solubilidad Disolvente A



Fuente: Los autores

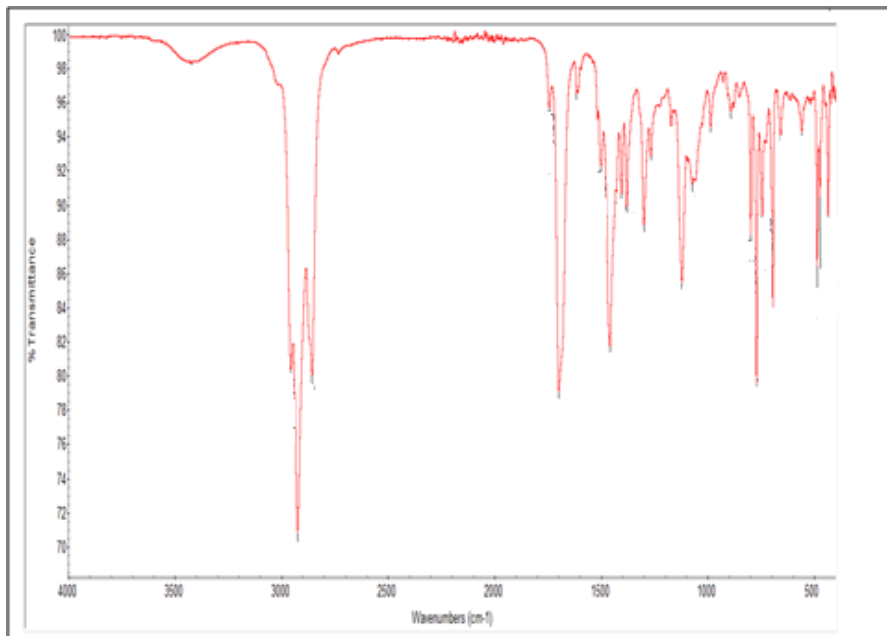
#### 4.1.1.3 Espectro infrarrojo de los productos.

Figura 24. Espectro infrarrojo EDTA mejorado.



Fuente: Los autores

Figura 25. Espectro infrarrojo Disolvente A.



Fuente: Los autores

#### 4.1.2 Resultados caracterización básica realizada a los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido a condiciones de yacimiento.

Posteriormente, se procedió a determinar propiedades tales como pH, densidad, índice de refracción, solubilidad y toma de espectro infrarrojo a las diferentes efluentes obtenidos en las pruebas de interacción fluido-fluido bajo condiciones de yacimiento (P: 4500 Psi y T: 120°C) e incremento de gas de inyección con  $CO_2$ . (Ver **Tabla 3 y 4**).

##### 4.1.2.1 Resultados de pH, densidad e índice de refracción de los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido.

A partir de las **Tablas 3 y 4** se puede inferir lo siguiente:

---

Para el EDTA mejorado que a medida que se incrementa la concentración de  $CO_2$  se presenta una disminución en el pH, en el índice de refracción y en la densidad respectivamente. Adicionalmente se mantiene la solubilidad de las diferentes muestras en agua de villatina.

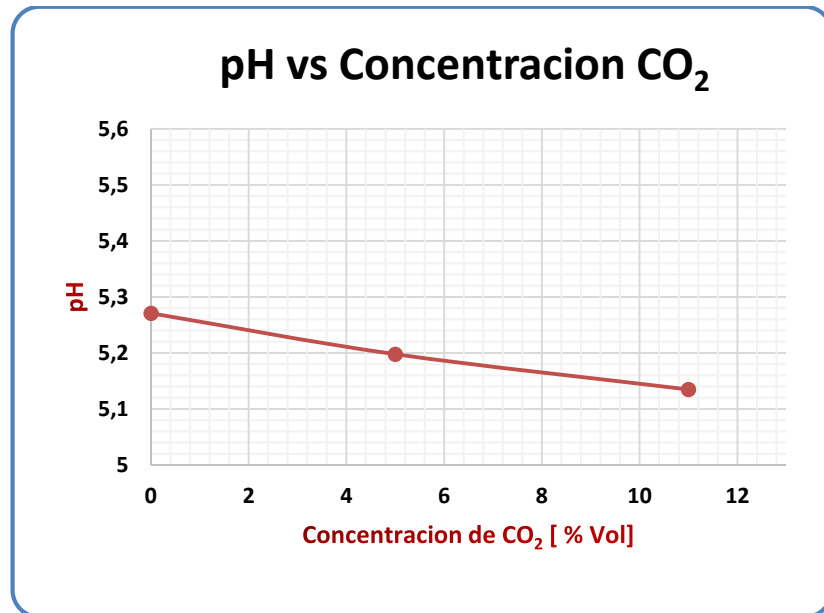
Y respecto al Disolvente A, bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento y aumento de  $CO_2$ ; se observó que los valores de pH, índices de refracción y densidad presentaron un decremento. Adicionalmente se mantiene la insolubilidad de las diferentes muestras en agua. Lo anteriormente expuesto, se presentó a medida que se aumentó la concentración de  $CO_2$  a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.** Resultados pH, densidad e índice de refracción realizada a los efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido.

PRODUCTO	PROCESO	PH	INDICE DE REFRACCIÓN	DENSIDAD [G/ ML]
<b>EDTA mejorado</b>	Condiciones de yacimiento	5,271	1,3764	1,0956
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección	5,198	1,3755	1,0938
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección + CO <sub>2</sub>	5,135	1,3747	1,0936
<b>Disolvente A</b>	Condiciones de yacimiento	5,5	1,4695	0,8764
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección	5	1,4688	0,8737
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección + CO <sub>2</sub>	4,5	1,4682	0,8668

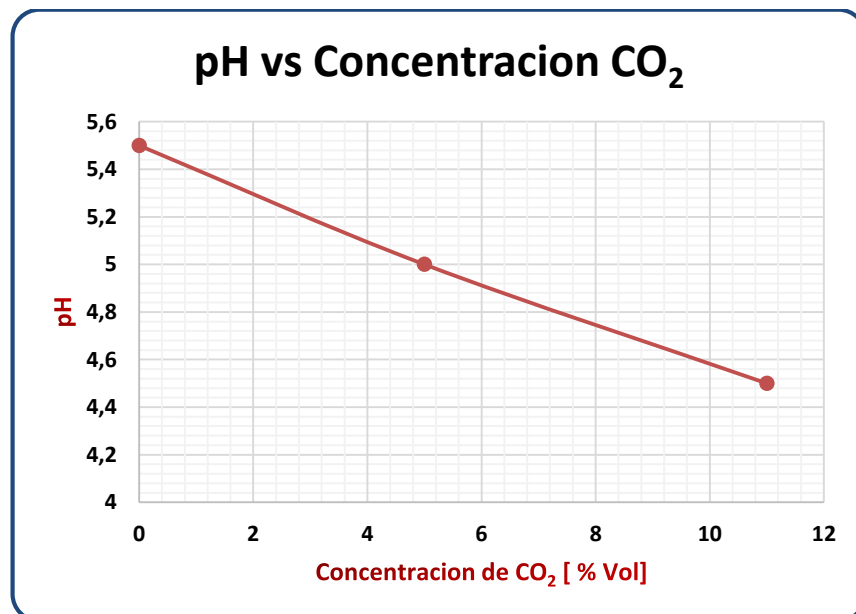
Fuente: Los autores

**Figura 26.** pH vs Concentración de  $CO_2$  - Interacción EDTA mejorado con gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ .



Fuente: Los autores

**Figura 27.** pH vs Concentración de  $CO_2$  - Interacción Disolvente A con gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ .



Fuente: Los autores

Como podemos observar en las **Figuras 26** y **27** es muy evidente la disminución del pH de los fluidos de estimulación a partir de la inyección de gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ . La disminución del pH ocurre después de la interacción del fluido de estimulación con las diferentes concentración de  $CO_2$  pero esto se debe que a partir de la ionización del ácido carbónico, ocurre una liberación de iones hidrogeno, lo que produce una disminución en el pH de los fluidos.

#### 4.1.2.2 Solubilidad de efluentes obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido.

**Tabla 4.** Resultados solubilidad efluentes prueba de interacción fluido – fluido.

PRODUCTO	PROCESO	SOLUBLE	INSOLUBLE
<b>EDTA mejorado</b>	Condiciones de yacimiento	X	
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección	X	
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección + $CO_2$	X	
<b>Disolvente A</b>	Condiciones de yacimiento		X
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección		X
	Condiciones de yacimiento + Gas de inyección + $CO_2$		X

Fuente: Los autores

En las **Figuras 28** y **29** se observa el aspecto de las pruebas de solubilidad de los efluentes obtenidos en las pruebas interacción fluido-fluido.

**Figura 28.** Solubilidad efluentes interacción fluido – fluido EDTA mejorado.



Fuente: Los autores

**Figura 29.** Solubilidad efluentes interacción fluido – fluido Disolvente A.



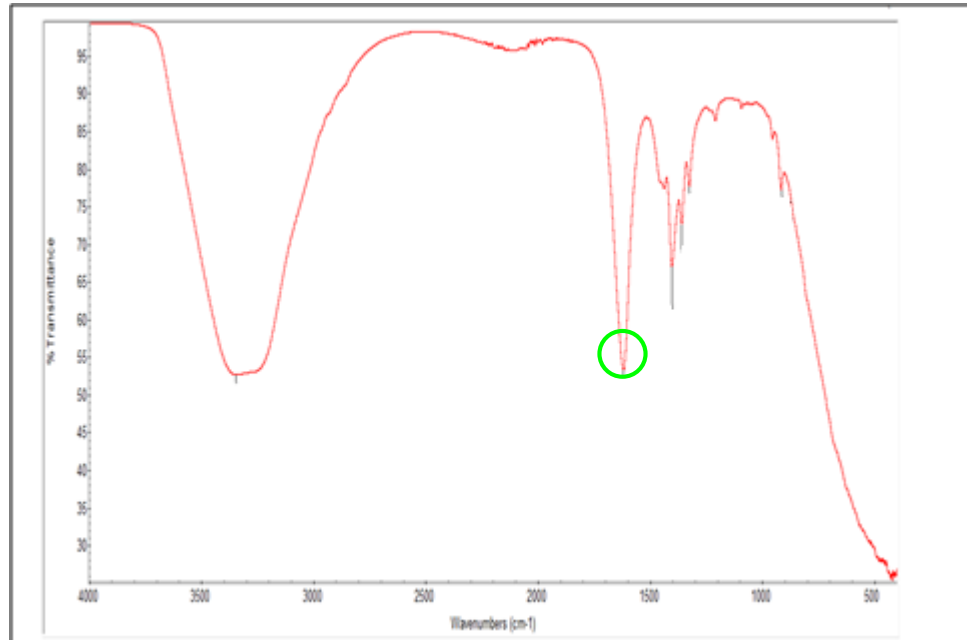
Fuente: Los autores

#### 4.1.2.3 Espectro infrarrojo de efluentes obtenidos en las pruebas de interacción fluido – fluido.

En las **Figuras 30 a 32** se muestran los espectros infrarrojo de las muestras obtenidos de las pruebas de interacción fluido – fluido del producto EDTA mejorado, a partir de los cuales se observa que con la transferencia de gas de inyección a condiciones de yacimiento se mantienen las bandas principales y su número de onda, por lo que no se presenta degradación de los productos bajo estudio. Sin embargo, al incrementar la concentración de  $CO_2$  se hace visible una variación en la banda correspondiente a  $-C=C-$  ( $1616,66\text{ cm}^{-1}$ ) puesto que, se difracta en dos bandas lo cual se debe a la formación de enlaces. Por lo tanto se establece que el EDTA mejorado sufre un cambio en su estructura después de aumentar la concentración de  $CO_2$  en el gas de inyección.

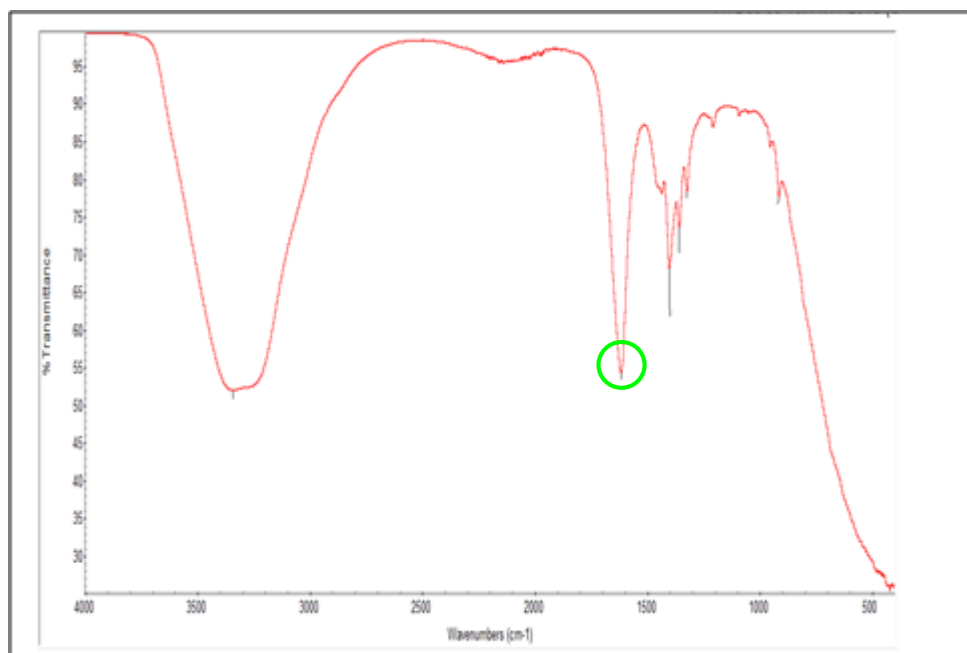
Los espectros infrarrojos del Disolvente A muestran que no existen diferencias significativas en los efluentes debido al aumento de  $CO_2$ , puesto que se mantuvo la longitud de onda y la intensidad de las principales bandas. Ver **Figuras 33 a 35**.

**Figura 30.** Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento.



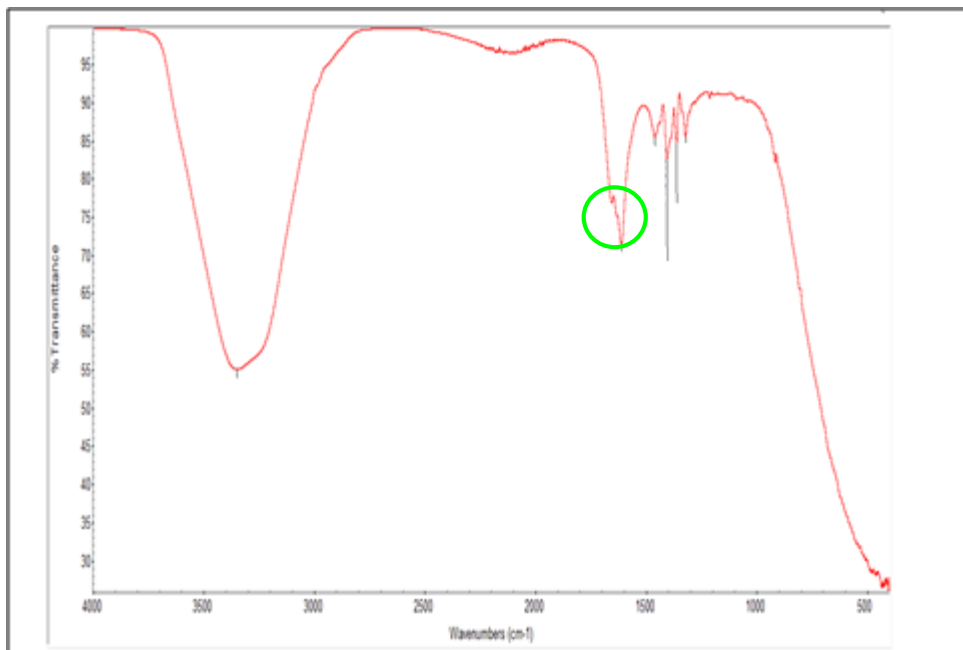
Fuente: Los autores

**Figura 31.** Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento más gas de inyección.



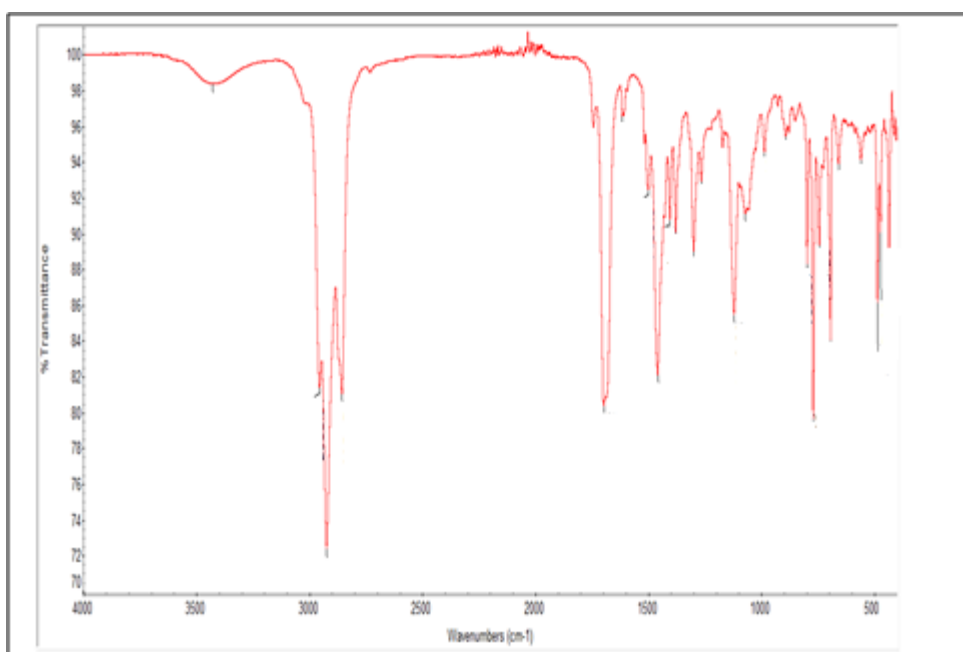
Fuente: Los autores

**Figura 32.** Espectro infrarrojo efluente EDTA mejorado a condiciones de yacimiento más gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ .



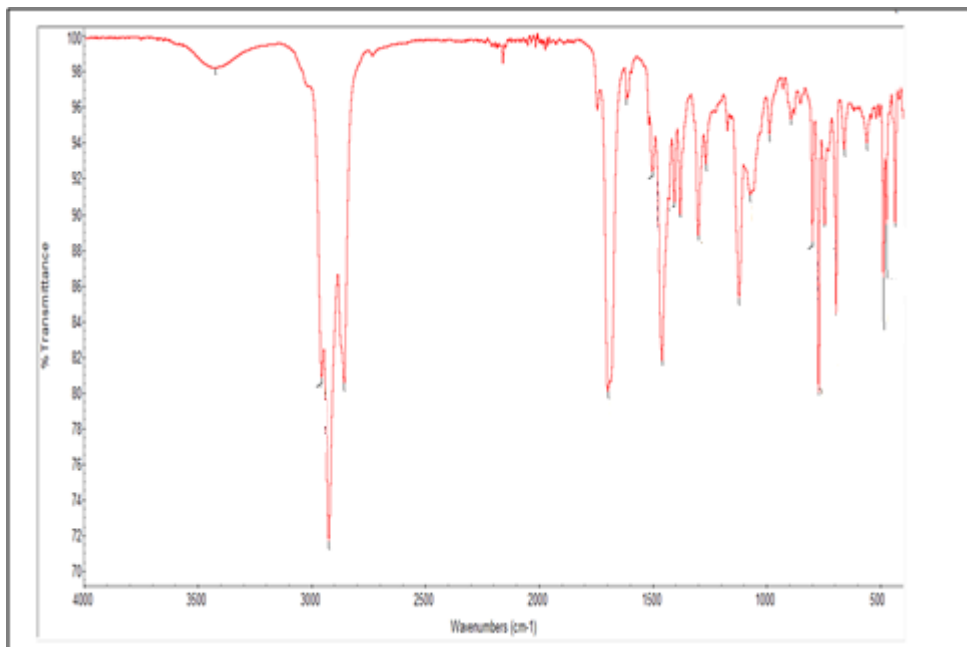
Fuente: Los autores

**Figura 33.** Espectro infrarrojo efluente Disolvente A a condiciones de yacimiento.



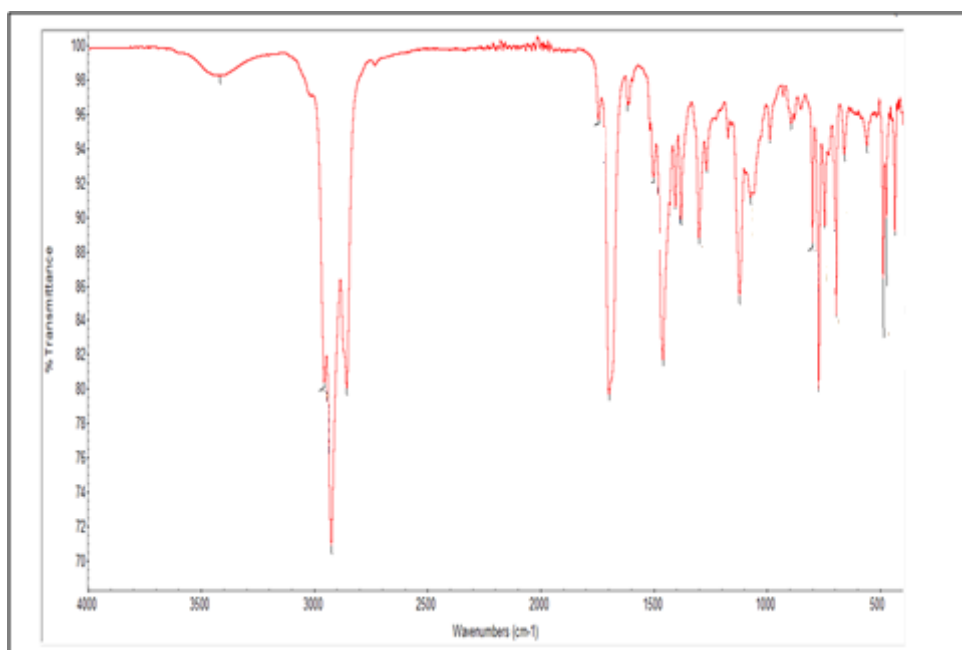
Fuente: Los autores

**Figura 34.** Espectro infrarrojo efluente Disolvente A a condiciones de yacimiento más gas de inyección.



Fuente: Los autores

**Figura 35.** Espectro infrarrojo efluente Disolvente A a condiciones de yacimiento más gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ .



Fuente: Los autores

## **4.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL PERFIL DE TEMPERATURA EN LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN.**

Como anteriormente se mencionaba, el objetivo de estas pruebas, era poder cuantificar, cuanta cantidad de precipitado, ya sea de Carbonato de Calcio o Asfaltenos, se disolvió en los diferentes fluidos de estimulación, a diferentes temperaturas, y tiempos de remojo, para así poder observar que tan eficientes fueron estos fluidos y poder tener una idea de que porcentaje de disolución existió. Así mismo, estos datos sirven para poder compararlos y correlacionarlos con la interacción roca-fluido y con modelos matemáticos previamente planteados.

### **4.2.1. Caracterización básica.**

Como los productos a evaluar, fueron los mismos fluidos de estimulación utilizados para la evaluación del efecto del  $CO_2$ , entonces la caracterización básica corresponde a la misma, ya mostrada al principio de este capítulo.

### **4.2.2. Capacidad de disolución de los fluidos de estimulación.**

Los resultados de disolución fueron expresados en LPG\*, o en concentración, específicamente en ppm, dependiendo del tipo de precipitado; todos estos se graficaron con respecto al tiempo de remojo, a fin de analizar el comportamiento obtenido.

#### 4.2.2.1. Capacidad de disolución del EDTA mejorado en el Carbonato de Calcio.

En la **Tabla 5** se puede observar los resultados obtenidos en la prueba de disolución de la Calcita a 240°F, estos resultados se obtuvieron en partes por millón del ion Calcio y su respectiva conversión a partes por millón de la molécula de Carbonato de Calcio.

**Tabla 5.** Resultados prueba de disolución de calcita a 240°F

Temperatura	240°F	
Tiempo de remojo (h)	Ion Calcio (ppm)	CaCO <sub>3</sub> (ppm)
1	28800	71922
2	28600	71423
4	28200	70424
8	28200	70424

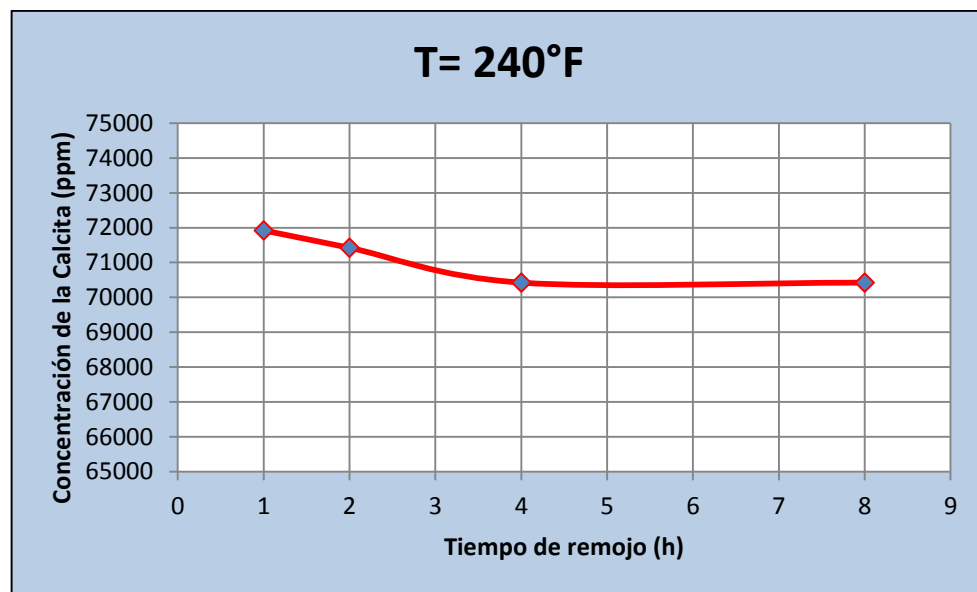
Fuente: Los autores

En la **Figura 36**, se encuentra la tendencia de la disolución de la Calcita a 240°F, como se puede observar, a medida que el tiempo de remojo va aumentando, la disolución de esta disminuye, para luego mantenerse constante; este comportamiento se justifica principalmente como un error de tipo experimental en el método empleado para hallar la concentración, pues este método fue por fluorescencia cuyo elemento dominante fue el potasio utilizado en una solución de

KCl, haciendo que la interferencia del potasio arroje este tipo de lecturas, con resultados donde la tendencia indica que la disolución disminuye.

En otras palabras, estos resultados permiten deducir, que la disolución del Carbonato de Calcio en la proporción utilizada fue dada en su totalidad desde la primera hora de remojo, siendo entonces el reactivo limite la Calcita como tal.

**Figura 36.** Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 240°F.



Fuente: Los autores

Una manera práctica de poder expresar la disolución de la Calcita en términos de campo, fue utilizando las unidades de libras de  $\text{CaCO}_3$  disueltas por cada galón de solvente empleado; estas unidades se podrían convertir desde ppm de la siguiente manera:

Si

$$ppm = \frac{mg \text{ de soluto disuelto}}{litro \text{ de solución}}$$

Y,

$$LPG^* = \frac{\text{libras de CaCO}_3 \text{ disuelto}}{\text{galones de EDTA mejorado}}$$

Entonces:

$$LPG^* = \frac{\text{ppm} * 0,51845 \text{ l de sln} * \frac{1 \text{ lb de sto disuelto}}{453592,4 \text{ mg de sto disuelto}}}{500 \text{ ml de ste} * \frac{1 \text{ galón}}{3785,41 \text{ ml}}}$$

Realizadas estas operaciones, se puede observar los porcentajes de disolución de la calcita, como se registra en la **Tabla 6**.

**Tabla 6.** LPG\* de calcita a 240°F

Temperatura	240°F
Tiempo de remojo (h)	LPG* de CaCO <sub>3</sub>
1	0,6223659
2	0,61804788
4	0,60940318
8	0,60940318

Fuente: Los autores

Para el caso de la temperatura de 280°F, la cual es la temperatura de yacimiento, se registran los siguientes resultados:

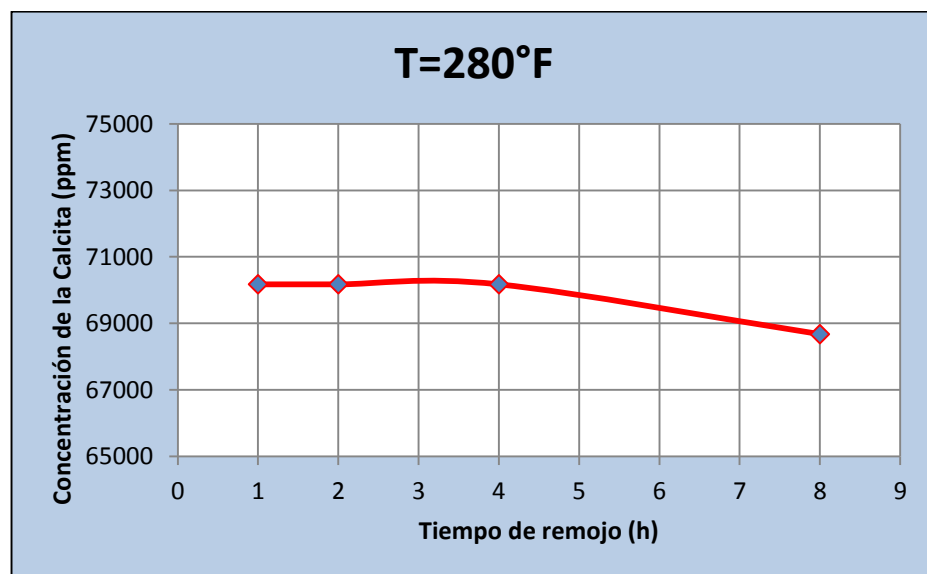
**Tabla 7.** Resultados prueba de disolución de calcita a 280°F

Temperatura	280°F	
Tiempo de remojo (h)	Ion Calcio (ppm)	CaCO <sub>3</sub> (ppm)
1	28100	70174
2	28100	70174
4	28100	70174
8	27500	68676

Fuente: Los autores

La tendencia se puede visualizar en la **Figura 37**, en la cual se puede observar que la disolución se mantiene constante en las primeras horas de remojo, y al final tiene un leve descenso, este comportamiento tiene la misma explicación dada por la temperatura de 240°F, por lo que se deduce que la disolución del Carbonato de Calcio en la proporción que se utilizó fue absoluta desde la primera hora.

**Figura 37.** Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 280°F



Fuente: Los autores

En cuanto a las libras de Calcita disueltas por galón de solvente (EDTA mejorado), estas se calcularon de la misma manera como se hizo para la temperatura de 280°F, arrojando los siguientes datos:

**Tabla 8.** LPG\* de calcita a 280°F

Temperatura	280°F
Tiempo de remojo (h)	LPG* de CaCO <sub>3</sub>
1	0,60723985
2	0,60723985
4	0,60723985
8	0,59427714

Fuente: El autores

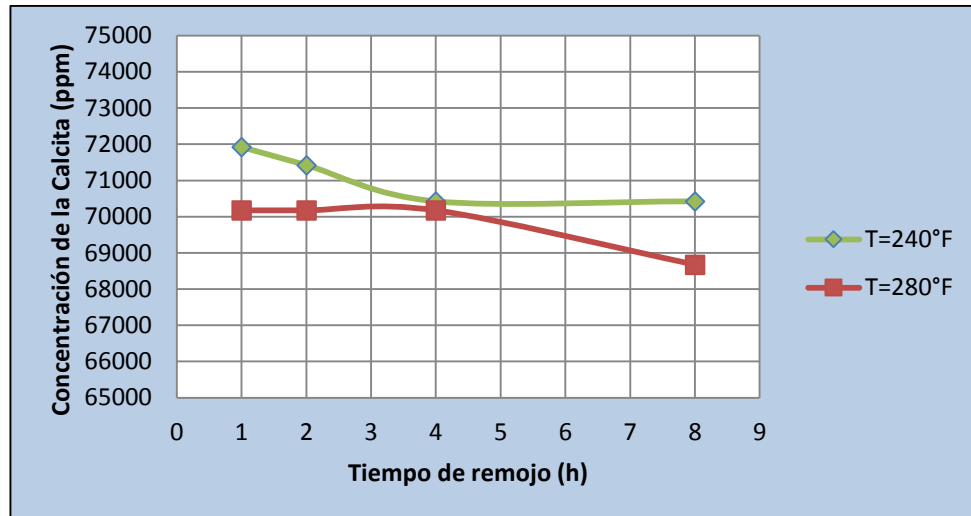
Realizando un análisis comparativo entre las dos temperaturas, se pudo graficar las tendencias y observarse que la disolución del Carbonato de Calcio disminuye a medida que aumenta la temperatura; pero esta diferencia en la disolución es muy leve, por lo que se podría menospreciar, indicando así que la temperatura como tal, no afecta de manera relevante la disolución, al menos no, en la proporción utilizada de Carbonato de Calcio, pues este se disolvió muy rápidamente.

**Tabla 9.** Resultados prueba de disolución de calcita a 240°F y 280°F

Temperatura	240°F		280°F	
	ión Calcio (ppm)	CaCO <sub>3</sub> (ppm)	ión Calcio (ppm)	CaCO <sub>3</sub> (ppm)
1	28800	71922	28100	70174
2	28600	71423	28100	70174
4	28200	70424	28100	70174
8	28200	70424	27500	68676

Fuente: El autores

**Figura 38.** Concentración de Calcita vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F.



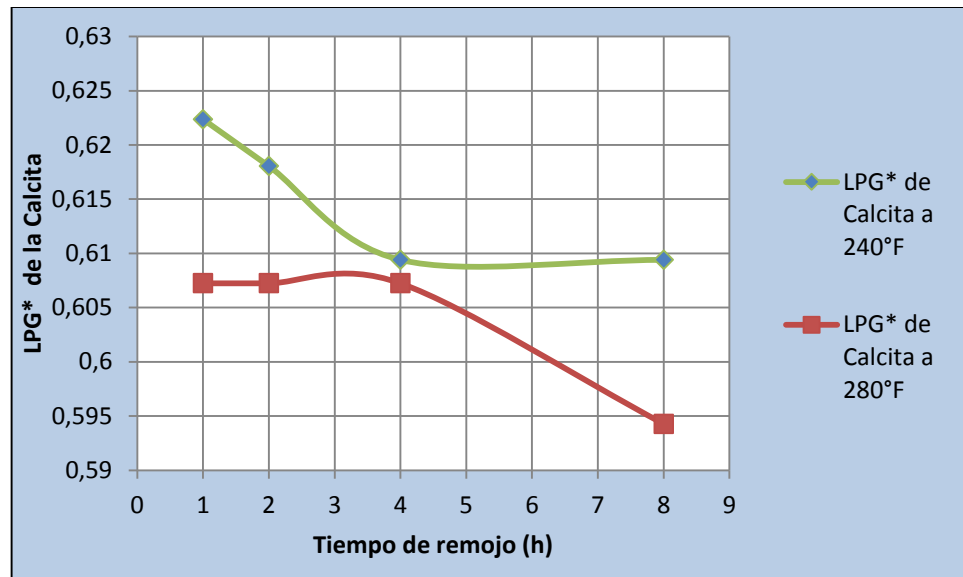
Fuente: El autores

**Tabla 10.** LPG\* de calcita y de Calcio a 240°F y 280°F

Temperatura	240°F		280°F	
Tiempo de remojo (h)	LPG* de Ca	LPG* de CaCO <sub>3</sub>	LPG* de Ca	LPG* de CaCO <sub>3</sub>
1	0,24921634	0,6223659	0,243159	0,60723985
2	0,24748567	0,61804788	0,243159	0,60723985
4	0,24402434	0,60940318	0,243159	0,60723985
8	0,24402434	0,60940318	0,23796699	0,59427714

Fuente: Los autores

**Figura 39.** LPG\* de Calcita vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F.



Fuente: Los autores

#### 4.2.2.2. Capacidad de disolución del disolvente A en los asfaltenos.

Con respecto a los asfaltenos, se aplicó la norma ASTM D-2007-80 (modificada), tal que se pudiera determinar el número de gramos de asfaltenos no disueltos, y por ende poder determinar las LPG\* de estos en el disolvente A.

Es importante mencionar que se tomó una alícuota de 5ml de solución, la cual se pesó y se registró, calculando así los gramos de asfaltenos no disueltos; Éstos resultados se tabularon en la **Tabla 19**, para las temperaturas de 240 ° F y 280 ° F.

**Tabla 11.** Determinación de los gramos no disueltos de asfaltenos

MUESTRA	Peso del frasco vacío	Peso de los 5 mL de muestra	Peso del frasco + muestra adherida a las paredes	Peso del papel filtro	Peso del pad	Peso de la malla	Peso del filtro+pad+ malla inicial	Peso del filtro+pad+ malla final	Gramos de asfaltenos no disueltos
<b>T=240°F</b>									
t=2h	228,677	4,563	228,707	0,0749	0,5064	0,9328	1,5141	1,859	0,3749
t=4h	223,694	4,495	223,699	0,0751	0,4867	0,9053	1,4671	1,4985	0,0364
<b>T=280°F</b>									
t=1h	222,815	4,465	222,827	0,075	0,4731	0,8975	1,4456	1,4574	0,0238
t=2h	222,083	4,476	222,089	0,0752	0,4858	0,8883	1,4493	1,4685	0,0252
t=4h	222,67	4,473	222,674	0,078	0,4804	0,9241	1,4825	1,5183	0,0398

Fuente: Los autores

Para calcular las LPG\* de los asfaltenos en el disolvente A, se realizaron los siguientes cálculos:

$$LPG^* = \frac{\text{libras de asfaltenos disueltos}}{\text{Galones de disolvente A}}$$

Y:

$$\text{gramos de asfaltenos totales} = 150 \text{ g de asfaltenos} * \frac{\text{gramos de los 5 ml de sln}}{600 \text{ g de sln}}$$

Entonces:

$$\text{asfaltenos disueltos} = \text{asfaltenos totales} - \text{asfaltenos no disueltos}$$

De, esta manera, se pudo calcular las LPG\* de asfaltenos, tal y como se registra en la tabla 20.

**Tabla 12.** LPG\* de asfaltenos a 240°F y 280°F

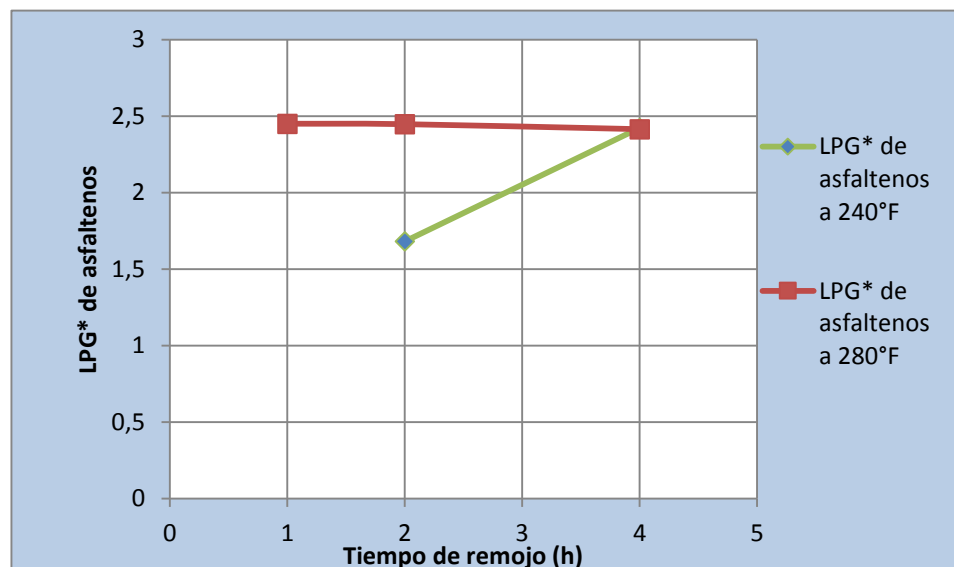
Temperatura	240°F		280°F	
Tiempo de remojo (h)	Gramos de asfaltenos disueltos	LPG* de asfaltenos	Gramos de asfaltenos disueltos	LPG* de asfaltenos
1	-	-	1,09245	2,4502523
2	0,76585	1,68083061	1,0938	2,44725115
4	1,08735	2,42253669	1,07845	2,41452561

Fuente: Los autores

La tendencia se puede ilustrar en la **Figura 40**, donde se evidencia las LPG\* de los asfaltenos al igual que leve aumento a medida que el tiempo de remojo transcurre.

Para la temperatura de 280°F, el aumento de las LPG\* fue mayor aún, es decir, la efectividad del disolvente A mejora al aumentar la temperatura.

**Figura 40.** LPG\* de asfaltenos vs Tiempo de remojo a 240°F y 280°F.



Fuente: Los autores

A medida que transcurre el tiempo, la disolución disminuye, pero de manera insignificante; esta disminución es justificada, a problemas normales en la medición de los resultados en el laboratorio.

Comparando las dos temperaturas evaluadas, se evidencia que a mayor temperatura, es mayor el efecto del disolvente A en la remoción de los asfaltenos, generando condiciones óptimas de estimulación en campo, pues estas altas temperaturas, son propias del yacimiento.

---

## CONCLUSIONES

1. En la interacción de los fluidos de estimulación empleados en el Campo con el gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ , se presentan las siguientes conclusiones:

- El EDTA mejorado presentó alteración en su estructura química cuando entró en contacto con el gas enriquecido con  $CO_2$ ; esto se evidenció cuando se encontró una variación en las bandas y longitudes de onda del espectro infrarrojo, lo que traerá como posible consecuencia un cambio en su capacidad de disolución de escamas de Carbonato de Calcio.
- El disolvente de asfaltenos no presentó cambios o degradación en su estructura después de haber estado en contacto con el gas de inyección enriquecido con  $CO_2$ , lo que lo hace un disolvente estable y apto para su uso en estas condiciones.

2. En cuanto al efecto del perfil de temperatura, en la remoción del daño causado por escamas de Carbonato de Calcio y asfaltenos, se realizaron las siguientes conclusiones:

- La temperatura no fue un factor crítico en la disolución del Carbonato de Calcio, pues esta disolución ocurrió desde el primer contacto que existió a temperatura ambiente, y al cabo de la primera hora, la disolución del Carbonato a 240°F fue igual a la de 280°F, la cual fue de 0,61 LPG\*.

- En la disolución de asfaltenos, la temperatura si fue un factor significativo, pues a medida que aumentaba la temperatura, la disolución aumentaba también, pues esta pasó de 1,64 LPG\* a 2,48 LPG\*, creando así condiciones óptimas de disolución en yacimiento, pues allí se encuentra la máxima temperatura estudiada en las pruebas experimentales.

## RECOMENDACIONES

A fin de poder ejercer un trabajo completo en la evaluación de la eficiencia de los fluidos de estimulación para este campo, se presentan las siguientes recomendaciones:

- Realizar una evaluación de la disolución de escamas de Sulfato de Bario con su respectivo fluido de estimulación, ya que en este campo, se presenta también depositación de este tipo de escama.
- Ampliar el rango de temperaturas para disolventes de asfaltenos y de Carbonato de Calcio para un mejor estudio del comportamiento del fluido de estimulación con respecto a su capacidad de disolución.
- Implementar pruebas de interacción roca-fluido, pues estas permiten evaluar la eficiencia de la remoción de los depósitos en el medio poroso, y por ende permite correlacionar estos resultados con los datos de las pruebas de solubilidad y así realizar un estudio más completo.
- Investigar sobre tratamientos químicos que permitan remover daño causado por banco de condensado, ya que este es un gran problema en este campo y reduce de manera considerable la permeabilidad efectiva del aceite.
- Evaluar la capacidad de disolución del EDTA mejorado en presencia de gas de inyección enriquecido con  $CO_2$  y en ausencia del mismo, para observar el efecto de la alteración química que presentó este producto.

---

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AL-HARTHY Salah, BUSTOS Oscar, FULLER Michael, & PARAPAT Arthur. "Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura". OILFIELD REVIEW PRIMAVERA. 2009: 20 No. 4. Pág. 4.
2. AMAEFULE, J. O., AJUFO, A., Peterson, E., & Durst, K., "Understanding Formation Damage Processes," SPE 16232 paper, Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1987.
3. BARRERO D., PARDO A., VARGAS C., MARTINEZ J., "Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal". *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. 2007.
4. BERILGEN, Hulusi D. "Enhanced Recovery Methods in Petroleum Productio". Betchtel, October, 1980. Chap 5.
5. CIED., "Daño a la formación", INTEVEP, S.A. Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Primera edición, 1997.
6. CIVAN Faruk., "Reservoir Formation Damage", Gulf Publishing Company, EU., University of Oklahoma, Texas, 2000.
7. CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". Oilfield Review Otoño, 1999, Pág. 1.
8. DELGADO José. "ASFALTENOS, Composición, agregación y precipitación" Cuaderno FIRP S369- A módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales., Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2006.
9. F KOKAL S., SAYEGH S., " Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum", SPE 29787, Middle East Show, Bahrein, 1995.

10. FRANCO Carlos, ZABALA Richard, BOTERO Oscar, ZAPATA José, MORA Edgar, CANDELA Carlos, CASTILLO Andrés., "Inhibited gas stimulation to mitigate condensate banking and maximize recovery in Cupiagua field". Ecopetrol S.A., SPE Production & Operation., 2013.
11. GARCIA Mario, MIER Ricardo, CRUZ Luis, VASQUEZ Mauricio., "Informe ejecutivo Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas"., Grupo de Investigación de Hidrocarburos y Carbones., UIS, 2009.
12. GOLAN M., "Well performance", Prentice Hall, EnglewoodsCliffs, NJ, Second edition 1991.
13. GONZALES Doris L, VARGAS Francisco M, HIRASAKI George J and CHAPMAN Walter G." Modeling Study of CO<sub>2</sub> Induced Asphaltene Precipitation". Rice University, Houston, Texas, 2007.
14. GUTIÉRREZ JIMÉNEZ Héctor., "Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso". Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F., Noviembre 2010.
15. JU, B., "A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches'., SPE 68752, 2001.
16. LICÓN Omar José., "Selección de un agente inhibidor de la precipitación de asfaltenos de los crudos provenientes de los campos Quiriquire y Jusepin del Estado Monagas"., Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2003.
17. MARTEL A.E, CALVIN M, Chemistry of Metal Chelate Compounds, USA, Prentice Hall, 1952.

18. MUÑOZ Navarro Samuel., SANDOVAL Meneses Yurley., “Generalidades de la Formación, Prevención y Tratamiento de Depósitos de Escamas” REVISTA FUENTES, El reventón energético., Volumen 6, número 1, 2008.
19. OSPINO Caro Teddys., “Aspectos general del daño a la formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo”. UNAL, 2009.
20. Portal Web Agencia nacional de Hidrocarburos, Disponible en línea. [http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/Evaluacion\\_del\\_Potencia\\_Hidrocarburiifero\\_de\\_las\\_cuencas\\_Colombianas\\_UIS\\_2009.pdf](http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/Evaluacion_del_Potencia_Hidrocarburiifero_de_las_cuencas_Colombianas_UIS_2009.pdf).
21. ROJAS Gonzalo, SM Farouq Ali., “Tecnología del desplazamiento inmisible de crudos pesados con  $CO_2$  ”.
22. SHAUGHNESSY, C. M.; W.E.KLINE. "EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay". SPE. Exxon Production Research Co 1983.
23. SIMANCAS CARABALLO Diana., VILLABONAA DELGADO Cindy. “Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Caso aplicado Campo Colorado, UIS, 2012.
24. TRBOVICH, M.G. & KING, G.E., “Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent” . Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038, 1991.

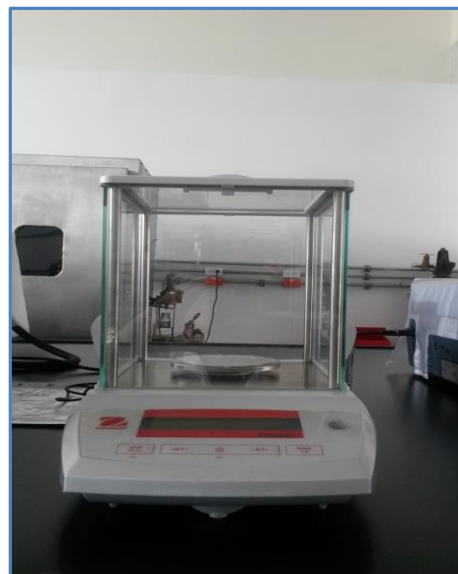
## ANEXOS

### Anexo A. Bomba Ruska de desplazamiento positivo.



Fuente: El Autor

### Anexo B. Balanza analítica.



Fuente: El Autor

### Anexo C. Horno convencional Venticell.



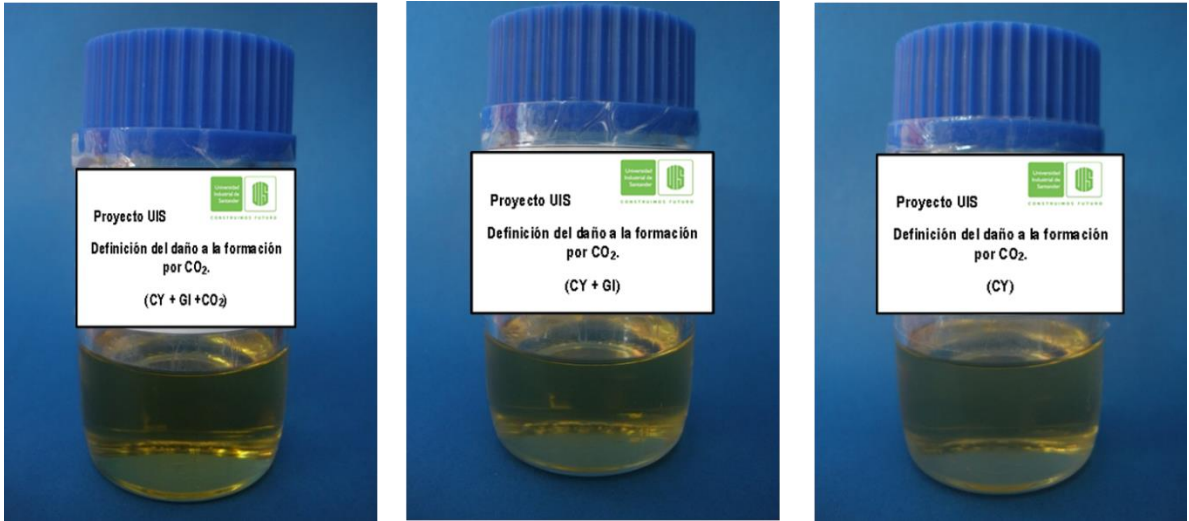
Fuente: El Autor

### Anexo D. Efluentes EDTA mejorado, prueba interacción fluido – fluido.



Fuente: El Autor

### Anexo E. Efluentes Disolvente A, prueba interacción fluido – fluido.



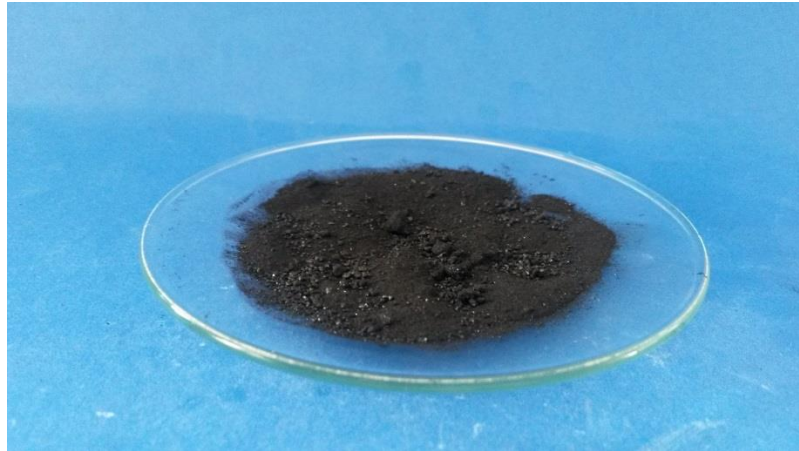
Fuente: El Autor

### Anexo F. Calcita mineral.



Fuente: Los autores

## Anexo G. Asfaltenos.



Fuente: Los autores

## Anexo H. Resultados concentración de $CaCO_3$ y $BaSO_4$ en muestra mineral.

 	<b>LABORATORIO DE RAYOS-X</b>		Código: F-LRX-04
			Versión: 1
	INFORME DE RESULTADOS DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		Página 2 de 3

TOMA Y ANÁLISIS DE DATOS			
Fecha Toma de Datos	03/12/2013	Fecha Análisis de Resultados	03/12/2013
Tipo de Muestra	Minerales	Fecha de Recepción de la Muestra	02/11/2013

### RESULTADOS OBTENIDOS

#### 2. CALCITA TAMIZADA (C8GE)

FASE		NOMBRE	CUANTITATIVO (D.E)
Cristalinos	$CaCO_3$	Calcita	53.7 % (0.3)
	$CaF_2$	Fluorita	19.0 % (0.2)
Total Cristalino			72.7 %
Amorfos y otros			27.3 %

Fuente: Laboratorio de Rayos-X, UIS Parque Tecnológico Guatiguará.