

**EVALUACIÓN DE LA MOVILIDAD DE UN CRUDO SINTÉTICO CON  
PRESENCIA DE ASFALTENOS BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO  
ELÉCTRICO EXTERNO**

**JOSE LUIS GOMEZ CHAJIN**

**JOSE IVAN GOMEZ RIOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FALCULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN DE LA MOVILIDAD DE UN CRUDO SINTÉTICO CON  
PRESENCIA DE ASFALTENOS BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO  
ELÉCTRICO EXTERNO**

**JOSE LUIS GOMEZ CHAJIN  
JOSE IVAN GOMEZ RIOS**

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

***Director***

**EMILIANO ARIZA LEÓN  
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

***Codirectores***

**ARLEX CHAVES GUERRERO  
Ingeniero Químico, Ph.D**

**CRISTIAN CAMILO JIMÉNEZ LEIVA  
Ingeniero Electricista, MS.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FALCULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

## AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

- ✚ El profesor M.Sc. Emiliano Ariza León, Director del proyecto, por su apoyo, confianza, exigencia, paciencia y respaldo.
- ✚ Los profesores M.Sc. Cristian Camilo Jiménez Leiva y PhD Arlex Chaves Guerrero por su gran ayuda y consejos durante el transcurso del proyecto.
- ✚ Todas las personas que trabajan en el laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear, por su colaboración.
- ✚ A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte de ella.

## DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a Dios porque estuvo conmigo guiándome en todo el camino. A mi madre Betsy y a mi padre Dinael con mucho amor y cariño, pilares fundamentales en mi vida, gracias por su apoyo incondicional y su lucha junto con mis hermanos Leo y Jessica, mi abuela María Matías, mis primos Tomas, Mariuth y Kate y mis tíos Wilman y Yuly; gracias por estar conmigo. También dedico este proyecto a mi novia Mayra, por siempre estar a mi lado, por su amor incondicional, paciencia, comprensión y por darme fuerzas para la realización de este proyecto. A mis compañeros de tesis Jose Iván, Ludim y Paola gracias por todo el sacrificio, espera y voluntad. A mi amigo Alan Amado por su sincera amistad. A ellos este proyecto, que sin ellos, no hubiese podido ser.*

*Jose Luis Gómez Chajín*

## DEDICATORIA

*Dedico este proyecto, en primer lugar a Dios por ser el motor impulsor durante todo este camino de esfuerzo.*

*A mis padres Marlene y José por ser ese apoyo que sin importar las adversidades, siempre están a mi lado demostrándome lo valioso que soy para ellos; los amo.*

*A mi hermano Jhon Jairo que siempre ha confiado y puesto mucha fe en mí.*

*A mi compañera sentimental Erika, por todo el sincero amor, comprensión, colaboración y confianza que coloco en mí para que esto fuese realidad.*

*A mi hijo que viene en camino y es la fuente que me inspira a seguir lleno de muchos ánimos.*

*También a mis compañeros de universidad Ludim, José Luis, Paola, Isma, Jackson, Carlos, Lore, Wilmer, Yelí y Álvaro José, personas realmente valiosas, y por las cuales agradezco a la vida el haber conocido.*

*José Iván Gómez Ríos*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>1. FUNDAMENTOS TEORICOS.....</b>	<b>19</b>
<b>1.1 ASFALTENOS.....</b>	<b>19</b>
1.1.1 Composición química de los asfaltenos.....	21
1.1.2 Agregación y acumulación de los asfaltenos.....	23
1.1.3 Mecanismos de acumulación de asfaltenos.....	26
1.1.4 Precipitación de asfaltenos.....	28
1.1.5 Factores que promueven la precipitación de asfaltenos.....	29
<b>1.2 PARAFINAS.....</b>	<b>35</b>
1.2.1 Precipitación de parafinas.....	36
1.2.2 Factores que controlan la precipitación de parafinas.....	37
1.2.3 Consecuencia de la depositación de parafinas.....	38
1.2.4 Control e inhibición de la depositación de parafinas.....	38
1.2.5 Incidencia de los asfaltenos en precipitación de parafinas.....	39
<b>1.3 CAMPO ESCUELA COLORADO.....</b>	<b>40</b>
<b>1.4 ESTADO DEL ARTE.....</b>	<b>44</b>
<b>2. METODOLOGÍA.....</b>	<b>47</b>
<b>2.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.....</b>	<b>48</b>
<b>2.2 SELECCIÓN DEL CRUDO.....</b>	<b>49</b>
2.2.1 Diseño de muestreo.....	49

<b>2.3 SEPARACIÓN DE ASFALTENOS.....</b>	<b>60</b>
<b>2.3.1 Precipitación.....</b>	<b>63</b>
<b>2.3.2 Filtración.....</b>	<b>64</b>
<b>2.3.3 Lavado.....</b>	<b>66</b>
<b>2.4 PRUEBAS PRELIMINARES.....</b>	<b>68</b>
<b>2.4.1 Caracterización de los maltenos del crudo Col 33.....</b>	<b>69</b>
<b>2.4.2 Preparación de las muestras.....</b>	<b>69</b>
<b>2.4.3 Capilares y tiempos de exposición.....</b>	<b>70</b>
<b>2.4.4 Caracterización del campo eléctrico.....</b>	<b>71</b>
<b>2.5 EJECUCIÓN DEL DISEÑO FACTORIAL.....</b>	<b>71</b>
<b>2.5.1 Resultados experimentales y análisis.....</b>	<b>75</b>
<b>2.5.2 Caracterización de muestras representativas.....</b>	<b>80</b>
<b>3. CONCLUSIONES.....</b>	<b>89</b>
<b>4. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>91</b>
<b>CITAS BIBLIOGRAFICAS.....</b>	<b>92</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>95</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>95</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de las arenas.....	42
Tabla 2. Numero de pozos teóricos a muestrear.....	57
Tabla 3. Pozos seleccionados.....	59
Tabla 4. Análisis SARA de los crudos.....	59
Tabla 5. Caracterización del crudo y sus maltenos.....	68
Tabla 6. Preparación de las muestras.....	69
Tabla 7. Dimensiones de los capilares y tiempos de exposición.....	70
Tabla 8. Niveles de campo eléctrico.....	71
Tabla 9. Factores y niveles del diseño experimental.....	72
Tabla 10. Matriz del diseño experimental.....	72
Tabla 11. Flujo másico para el cálculo del error.....	74
Tabla 12. Delta de flujo másico con la intensidad de campo eléctrico.....	75
Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA para delta de flujo másico.....	77
Tabla 14. Valores del modelo de delta de flujo másico.....	78
Tabla 15. Condiciones representativas.....	81
Tabla 16. Punto de fluidez con la intensidad del campo eléctrico.....	82
Tabla 17. Análisis de varianza ANOVA para para punto de fluidez.....	83
Tabla 18. Valores del modelo del punto de fluidez.....	84
Tabla 19. Viscosidad para las muestras representativas.....	87
Tabla 20. Punto de nube para las muestras más representativas.....	88

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación de una molécula de asfaltenos.....	19
Figura 2. Representación de una molécula de resina.....	20
Figura 3. Estructura típica de asfaltenos.....	22
Figura 4. Representación de la deposición orgánica de asfaltenos.....	24
Figura 5. Composición del petróleo a nivel microscópico.....	26
Figura 6. Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.....	27
Figura 7. Migración de resinas.....	28
Figura 8. Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles.....	29
Figura 9. Fenómenos electrocinéticos.....	33
Figura 10. Esquema del mecanismo de nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas.....	34
Figura 11. Distribución de las cuatro familias de compuestos del crudo.....	36
Figura 12. Localización de Campo Colorado.....	40
Figura 13. Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.....	41
Figura 14. Metodología de experimentación.....	47
Figura 15. (a) Dispositivo para la aplicación del tratamiento, (b) Montaje para las pruebas.....	48
Figura 16. Principales criterios de selección de pozos a muestrear.....	52
Figura 17. Mapa de todos los pozos activos de Campo Escuela Colorado...	55
Figura 18. Muestras de BSW.....	62
Figura 19. Esquema de la separación de asfaltenos.....	62

<b>Figura 20. Montaje de precipitación.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 21. Equipo SOXHLET.....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 22. Rotoevaporador.....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 23. Lavado de heptano.....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 24. Preparación de muestras de asfaltenos en maltenos.....</b>	<b>70</b>
<b>Figura 25. Diagrama de Pareto estandarizado para delta de flujo másico.....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 26. Grafica de efectos principales para delta de flujo másico.....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 27. Grafica de respuesta estimada para delta de flujo másico.....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 28. Diagrama de Pareto estandarizado para el punto de fluidez.....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 29. Grafica de efectos principales para el punto de fluidez.....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 30. Grafica de respuesta estimada para punto de fluidez.....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 31. Sistema para el tratamiento eléctrico.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 32. Tanque de almacenamiento, dimensiones en mm.....</b>	<b>96</b>
<b>Figura 33. Sección 1 del tubo de descenso, dimensiones en mm.....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 34. Sección 2, acoplamiento de los electrodos, configuración en forma paralela, dimensiones en mm.....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 35. Sección 3, acoplamiento de los capilares, dimensiones en mm... </b>	<b>97</b>

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Sistema para la aplicación del tratamiento.....	95

## RESUMEN

**TIULO: EVALUACIÓN DE LA MOVILIDAD DE UN CRUDO SINTÉTICO EN PRESENCIA DE ASFALTENOS BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO ELÉCTRICO EXTERNO\*.**

**AUTORES:** JOSE LUIS GOMEZ CHAJIN

JOSE IVAN GOMEZ RIOS\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Campo eléctrico, Precipitación de parafinas, Asfaltenos, Heptano, Viscosidad, Punto de fluidez, Punto de nube.

### CONTENIDO:

La industria del petróleo ha presentado serios problemas en el tema de aseguramiento de flujo últimamente, es decir, la precipitación y deposición de parafinas está originando obstrucción y taponamiento de tuberías, ocasionando un enorme gasto de recursos económicos para el tratamiento de estos depósitos. Estudios anteriores realizados en crudos del Campo Colorado y en la literatura han manifestado que al exponer campos eléctricos a petróleos crudos cambian sus propiedades reológicas, del mismo modo la literatura menciona los asfaltenos un agente que presenta mayor polaridad del crudo interactúa con el campo eléctrico y modifica las propiedades reológicas.

El objetivo de esta investigación es estudiar las propiedades reológicas de un crudo sintético ante un campo eléctrico variando la concentración de asfaltenos en el crudo, a condiciones de laboratorio. Para este fin, se utilizó un viscosímetro capilar apto para generar y aplicar diferentes intensidades de campos eléctricos, asimismo se modificó el tiempo de exposición al tratamiento mediante capilares de diferentes diámetros. Se observó el efecto del tratamiento mediante el cambio de flujo másico, la viscosidad, el punto de fluidez y el punto de nube.

Los resultados obtenidos muestran que aumentando la concentración de asfaltenos en el crudo sintético y aplicando campos eléctricos sobre este, de tal manera que el incremento de su concentración a partir de los maltenos (0%) hasta el crudo (100%) causó una disminución del punto de fluidez de hasta 300%, el punto de cristalización de hasta 29% y la viscosidad en un 5%. En conclusión el crudo del pozo Col-33 se puede tratar con campo eléctrico para inhibir la precipitación de parafinas pero utilizando campos eléctricos inferiores a 360 V/mm.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León.

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF MOBILITY OF A SYNTHETIC CRUDE OIL IN PRESENCE OF ASPHALTENE UNDER THE INFLUENCE OF AN EXTERNAL ELECTRIC FIELD\*.**

**AUTHORS:** JOSE LUIS GOMEZ CHAJIN

JOSE IVAN GOMEZ RIOS\*\*

**KEYWORDS:** Electric field, Paraffins precipitation, Asphaltenes, Heptane, Viscosity, Pour point, Cloud point.

### **CONTENT:**

The oil industry has presented serious problems in flow assurance issue lately, that is, precipitation and deposition of paraffins is causing obstruction and blockage of pipes, causing a huge expenditure of funds for the treatment of these deposits. Previous studies in Campo Colorado crude and literature have shown that electric fields by exposing crude oils change their rheological properties, just as the literature mentions asphaltenes an agent having higher polarity of the oil interacts with the electric field and modifies the rheological properties.

The purpose of this research is to study the rheological properties of synthetic crude to an electric field varying the concentration of asphaltenes in the crude oil considering laboratory conditions. One suitable capillary viscometer was used to generate and apply different electric field intensities for this purpose; also the time of exposure to the treatment was modified by capillaries of different diameters. The effect of treatment was observed by the change of mass flow, the viscosity, the pour point and the cloud point.

The results show that increasing the concentration of asphaltenes in the synthetic crude and applying electric fields on this, such that increasing its concentration from maltenes (0%) to the crude (100%) caused a decrease in pour point of up to 300%, the extent of crystallization of 29% and a viscosity at 5%. In conclusion wellbore crude Col-33 can be treated with electric field to inhibit the precipitation of paraffins but using electric fields lower than 360 V / mm.

---

\* Thesis Degree.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Emiliano Ariza León.

## INTRODUCCIÓN

El movimiento de los sistemas de producción en offshore y tierra han incrementado la importancia de las propiedades del fluido con los problemas de aseguramiento de flujo en años recientes. La deposición y precipitación de las parafinas es uno de estos problemas potenciales. Las parafinas pueden causar taponamiento de pozos, deposición a través de las tuberías y fallo en las facilidades. Estos sólidos pueden depositarse en superficies, juntarse en regiones de baja energía o incrementar la viscosidad efectiva del fluido. La meta del aseguramiento de flujo es asegurar que el fluido fluya a través del sistema diseñado. Para todos los aspectos de producción, transporte y refinamiento del petróleo crudo, es necesario entender las propiedades y el comportamiento del fluido bajo consideración.

La necesidad de desarrollar nuevos mecanismos que controlen la precipitación y deposición de parafinas es de vital importancia ya que los mecanismos existentes no son tan efectivos y demandan gran cantidad de recursos económicos. Actualmente, la inhibición de parafinas con campos eléctricos y magnéticos es un mecanismo que está siendo estudiado, de tal manera que al exponer un crudo a campos eléctricos puede cambiar las propiedades físicas del crudo positivamente.

El presente trabajo muestra un intento de encontrar el principal factor que podría cambiar las propiedades reológicas de los crudos después de su exposición a campos eléctricos; el estudio se centró en exponer muestras de crudo a campos eléctricos variando su concentración de asfaltenos, tiempo de exposición e intensidad de campo eléctrico.

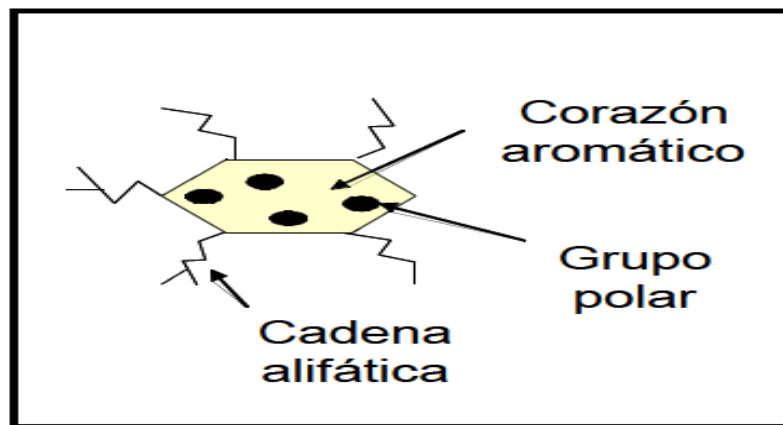
## 1. FUNDAMENTOS TEORICOS

### 1.1 ASFALTENOS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos de estructura variada y pesos moleculares diferentes, por lo tanto es posible separar el petróleo crudo en cuatro fracciones: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos [2].

Los asfaltenos constituyen la fracción más pesada, de mayor aromaticidad y polaridad del petróleo, además son insolubles en solventes parafínicos tales como: n-pentano y n-heptano; y solubles en compuestos aromáticos, aunque a menudo se asume que los asfaltenos no están disueltos en el petróleo sino, suspendido o disperso en el fluido como un coloide. Los asfaltenos existen en un estado de agregación en suspensión en el petróleo gracias a las resinas que cumplen con la función de rodear y estabilizar los agregados de asfaltenos permitiendo un equilibrio molecular con el resto de los componentes del crudo. Estos se presentan como una familia de compuestos químicos orgánicos y resultan de la destilación fraccionada del petróleo, lo cual representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición. En la figura 1 se presenta una molécula de asfaltenos.

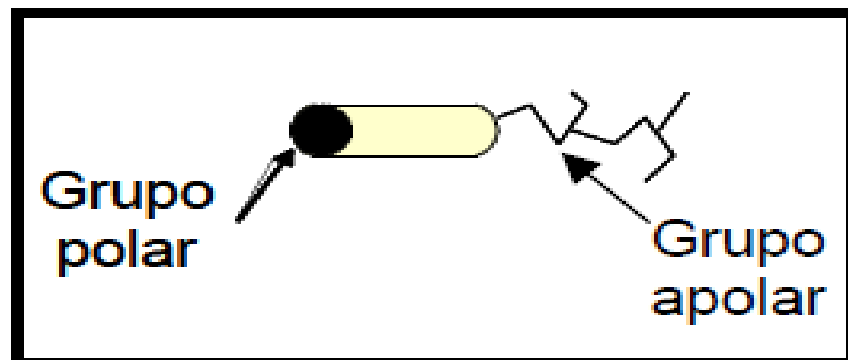
**Figura 1. Representación de una molécula de asfaltenos.**



**Fuente:** Alayon Mario, "Ocurrencia y Floculación de Asfaltenos".

Para hacer referencia a los asfaltenos hay que hablar de las resinas ya que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de estas y de las interacciones que tengan lugar entre ambas fracciones. Las resinas son oscuras, semisólidas, de alto peso molecular y su composición depende del precipitante que ha sido empleado. Las resinas tienen una carga neta eléctricamente opuesta a la de los asfaltenos, de tal manera que la resina es atraída por el núcleo de asfalto y tienden a formar una sola partícula resina-asfalto eléctricamente neutra o usualmente llamada micela [2] (Ver figura 2).

**Figura 2. Representación de una molécula de resina.**



**Fuente:** Alayon Mario, "Ocurrencia y Floculación de Asfaltenos".

Los asfaltenos son considerados como los componentes de menor valor debido a que proporciona un aumento en la viscosidad del crudo haciendo un difícil trabajo en la producción, el transporte y almacenamiento del petróleo. Además, debido a la presencia de componentes de metales pesados resulta su biodegradación un proceso muy difícil, haciéndolo el componente más indeseable del petróleo crudo.

Gracias a los anillos aromáticos, grupos funcionales y las partes apolares organizadas por las cadenas alifáticas, los asfaltenos se muestran como

moléculas de hidrocarburos con porciones relativamente polares. En las condiciones de yacimiento los asfaltenos son poco sensibles a la temperatura, pero muy sensibles a la presión. A altas presiones presentan un aumento en la solubilidad, pero a medida que disminuye la presión la solubilidad va descendiendo, se forman cristales de asfaltenos, ocasionando bastantes problemas serios en la producción [3]. Los cambios iónicos y electroquímicos pueden ser causantes de que haya floculación de partículas microscópicas de asfaltenos. La naturaleza de las partículas de asfaltenos en el petróleo crudo es tal que exhibe e inducen polaridad [4].

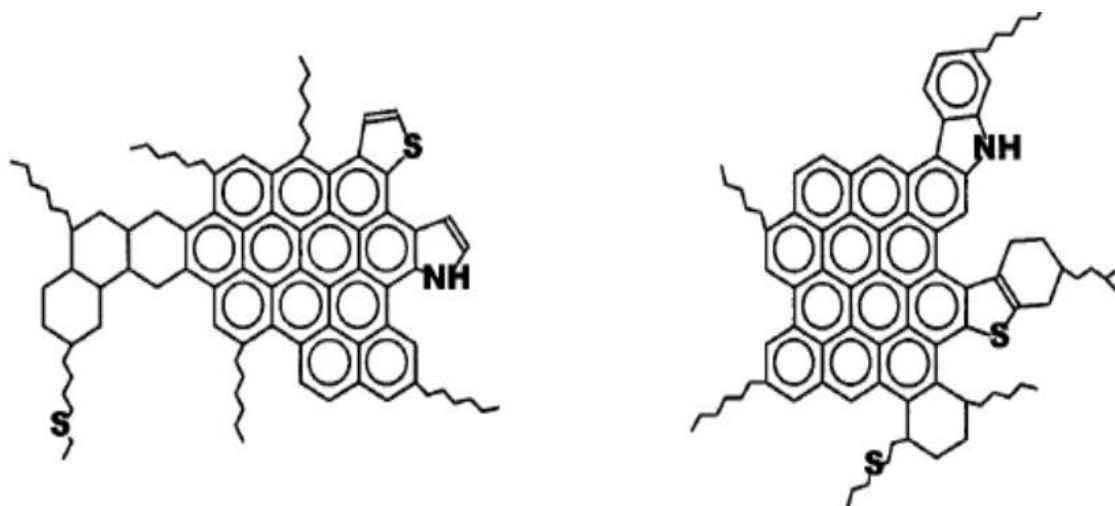
**1.1.1 Composición química de los asfaltenos.** Los asfaltenos se caracterizan por ser un compuesto orgánico constituido principalmente por carbono e hidrogeno y por tener una estructura compleja con el más alto contenido de heteroátomos (alrededor de 5-10%) como nitrógeno (N), azufre (S) y oxígeno (O), el nitrógeno se encuentra como parte del grupo aromático, en cuanto al oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal [5].

El alto contenido de heteroátomos permite establecer cierta similitud entre los asfaltenos y el kerógeno, hasta el punto de que una de las hipótesis que intentan explicar el origen de los asfaltenos los presenta como un estado de maduración intermedio entre el kerógeno y los hidrocarburos livianos. En algunos crudos también se han encontrado metales en muy pequeñas cantidades como níquel (Ni), hierro (Fe) y vanadio (V). La presencia de estos metales (Ni, V y Fe) es significativa en estos compuestos, concentrándose un 90% de los que se encuentran la fracción asfaltenica del crudo, además estos metales se encuentran comúnmente en las porfirinas, pero aún se desconoce si estas son parte o no de la estructura de los asfaltenos. Cuando el peso molecular de la fracción de asfaltenos incrementa, la aromaticidad y el número de heteroátomos también lo hacen.

El contenido de heteroátomos de los asfaltenos, especialmente los constituyentes polares, determinan parcialmente las propiedades químicas de estas fracciones. La pequeña fracción de metales encontrados en los crudos se encuentra en la fracción de asfaltenos. Los lugares más reactivos en asfaltenos se asocian a menudo con heteroátomos. Por tanto, es imprescindible descifrar la química de los heteroátomos en los asfaltenos para comprender las estructuras de asfaltenos [6]. La estructura de las moléculas de asfaltenos muestra que son hidrocarburos con fracciones relativamente polares dadas por los anillos aromáticos y los grupos funcionales y partes apolares constituidas por cadenas alifáticas [7].

En general, se considera que la estructura de los asfaltenos consiste en un conjunto de hidrocarburos formado por núcleos aromáticos condensado por cadenas alquílicas y heteroátomos adheridos en muchas de las estructuras cíclicas; el sistema aromático condensado puede tener desde 4 hasta 20 anillos bencénicos [5]. En la figura 3 se muestran algunas estructuras típicas de asfaltenos.

**Figura 3. Estructura típica de asfaltenos.**



**Fuente:** Jiménez F., "Caracterización de Asfaltenos por Descomposición Térmica".

La teoría considera que los asfaltenos llevan cargas intrínsecas que pueden ser positivas o negativas dependiendo de la composición del crudo, y que estos se

encuentran dispersos en el mismo gracias a la presencia de resinas, ya que existe un segmento de la misma que permanece en contacto con el resto del crudo (parafinas, naftenos y aromáticos) y entre estos segmentos existen fuerzas repulsivas que son las responsables de mantener las partículas de asfaltenos en suspensión. Si son colocados en un campo eléctrico, los asfaltenos migraran hacia el electrodo con carga opuesta a la que ellos tienen. Tanto las resinas como los asfaltenos tienen tendencia agregarse entre ellos y el grado de agregación dependerá de la composición y del carácter aromático del mismo.

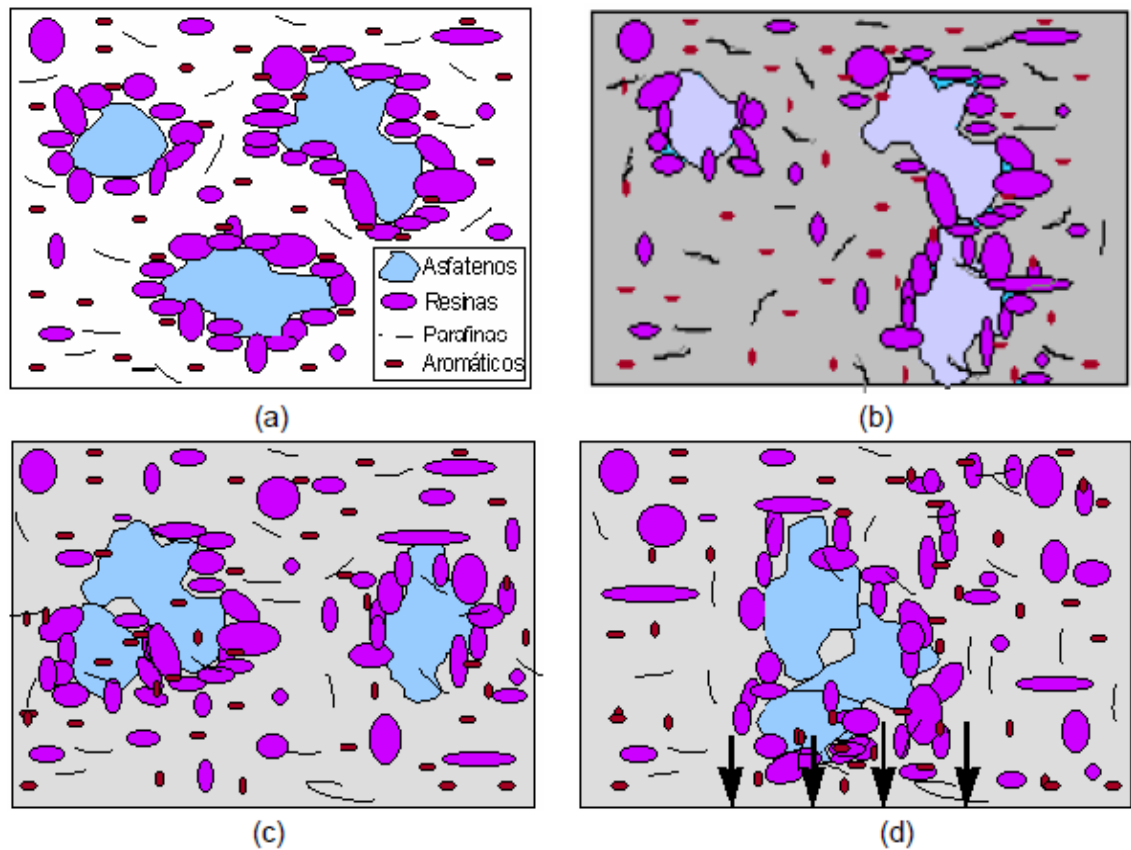
### **1.1.2 Agregación y deposición de asfaltenos**

La separación de fases, la agregación y la precipitación de asfaltenos a partir de crudos pesados dependen de la composición, las condiciones térmicas y mecánicas a las que existía en el momento de la formación del crudo original. El fenómeno también depende de la composición, datos térmicas y mecánicas del sistema hasta el momento en que las condiciones cambian lo suficiente como para dar lugar a la nucleación, la aglomeración, la separación de fases y/o precipitación de asfaltenos en forma de sólidos o pseudo-sólidos. Después se produce la separación de fases, los mecanismos de precipitación y/o deposición se rigen por la viscosidad y las características del crudo asfalténico.

En crudos livianos, los asfaltenos agregados pueden precipitar y depositar con relativa facilidad, sin embargo, en crudos pesados, a pesar de que la separación de fases y aglomeración de asfaltenos ocurren, los mecanismos de transporte proceden a un ritmo más lento e inhiben el proceso de precipitación. El principal mecanismo de deposición de asfaltenos parece ser la solubilidad, nucleación, aglomeración y precipitación de material sólido debido a cambios en el poder disolvente del petróleo crudo. Tal fenómeno puede ser el resultado de cambios físicos en el ambiente a los cuales el petróleo está sometido, como la reducción en la presión desde una alta presión inicial de yacimiento hacia la presión del punto de burbuja del sistema [4].

A pesar de que la precipitación de estos compuestos orgánicos es un problema muy conocido dentro de la industria petrolera, poco conocimiento se tiene acerca de sus mecanismos de precipitación y acumulación. Por consiguiente, el proceso de deposición de asfaltenos que ha sido más aceptado dentro de la industria y la literatura es la deposición orgánica que se ilustra en la figura 4.

**Figura 4. Representación de la deposición orgánica de asfaltenos.**



**Fuente:** Delgado J. G. *Asfaltenos: composición, agregación y precipitación.*

- a) **Asfaltenos en esta coloidal peptizados por las resinas:** Los asfaltenos junto con las resinas están vinculadas al crudo en forma de micelas, los asfaltenos conforman el centro de la micela y las resinas se observan a su alrededor (Figura 4.a).

- b) **Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan a abandonar a los asfaltenos:** Una forma de ocasionar perturbación en el sistema coloidal estable es la inyección de un disolvente, puede ser n-alcano, con esto algunas resinas abandonan la micela cambiando el equilibrio de los asfaltenos suspendidos en el crudo (Figura 4.b).
  
- c) **Agregación de asfaltenos:** Cuando dos partículas de asfaltenos están en movimiento y se encuentran una resina libre ocurre una agregación y cabe la posibilidad de que más partículas queden pegadas, ocasionando el aumento de tamaño y crecimiento de los agregados (Figura 4.c).
  
- d) **Deposición de asfaltenos:** Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos como la gravedad, adsorción en paredes metálicas, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfaltenicos tiendan a precipitar y a pegarse a las paredes de la tubería (figura 4.d).

Los parámetros que gobiernan la agregación de los asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y presión a la que se encuentra el crudo. De tal manera que si algunos de estos parámetros se modifican, provocará una inestabilidad en el sistema dando así lugar a la formación de un material insoluble en el crudo, es decir, las resinas que cumplen la función de agente peptizante, se transfieren a la fase líquida, eventualmente los asfaltenos quedaran desprotegidos, podrán agregarse y flocularse.

En cuanto a la temperatura, cuando esta disminuye, el poder de solubilización de los componentes del crudo también disminuyen, sin considerar los asfaltenos, de tal manera que algunas micelas se desestabilizan y se agregan entre ellas

formando grandes cúmulos. La disminución de presión del crudo se asocia con la disminución de densidad del fluido y la disminución de solubilidad de este mismo. Por lo tanto, reside en la agregación y floculación de grandes cúmulos [2].

### **1.1.3 Mecanismo de acumulación de asfaltenos**

Existen ciertos fenómenos en los que se pueden formar depósitos de asfaltenos, el tipo y la cantidad de estos depósitos dependen de los hidrocarburos presentes que han experimentado este proceso. En general, la acumulación de asfaltenos se puede explicar en base a tres efectos: Efecto de la polidispersidad, efecto esférico coloidal y efecto de agregación, los cuales describen la deposición durante los procesos de producción, transporte, almacenamiento o procesamiento de crudo [2].

#### **Efecto de la polidispersidad**

El grado de dispersión de las fracciones pesadas en el crudo depende de la composición química del petróleo. La relación de moléculas polares/ no polares y partículas presentes son los factores responsables de la estabilidad de la polidispersión presente en el seno del crudo; cualquier perturbación que altere el balance de los factores mencionados dará origen a la precipitación y acumulación de fracciones pesadas (Ver figura 5).

**Figura 5. Composición del petróleo a nivel microscópico.**



**Fuente:** Delgado J., "Estudio de las Propiedades de los Asfáltenos del Crudo BOSCAN"

Un cambio en la temperatura, presión, composición, así como la adición de un solvente miscible en el crudo puede desestabilizar el sistema.

#### **✚ Efecto estérico coloidal**

Algunos constituyentes del petróleo como los asfaltenos presentan una tendencia de autoasociación. Cuando el contenido de parafinas aumenta permite que gran parte de los asfaltenos se asocien y formen los coloides, que se separan de la fase aceite y forman los agregados, en tanto que otra parte permanezca suspendida estabilizada por las resinas que se absorben en la superficie del asfalteno y evita su agregación (Ver figura 6).

**Figura 6. Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.**



**Fuente:** Delgado J., "Estudio de las Propiedades de los Asfaltenos del Crudo BOSCAN"

### **Efecto de agregación**

Consiste en la variación de la concentración del agente peptizante, es decir, las resinas, este origina un cambio en la cantidad que se absorbe de este en el superficie del asfalteno. Por lo tanto, esta concentración puede caer a tal punto que la cantidad presente no es suficiente para cubrir toda la superficie del asfalteno, de tal manera; se va a observar una agregación irreversible de partículas asfaltenicas y eventualmente la floculación de estas mismas [2] (Ver figura 7).

**Figura 7. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia de potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas.**



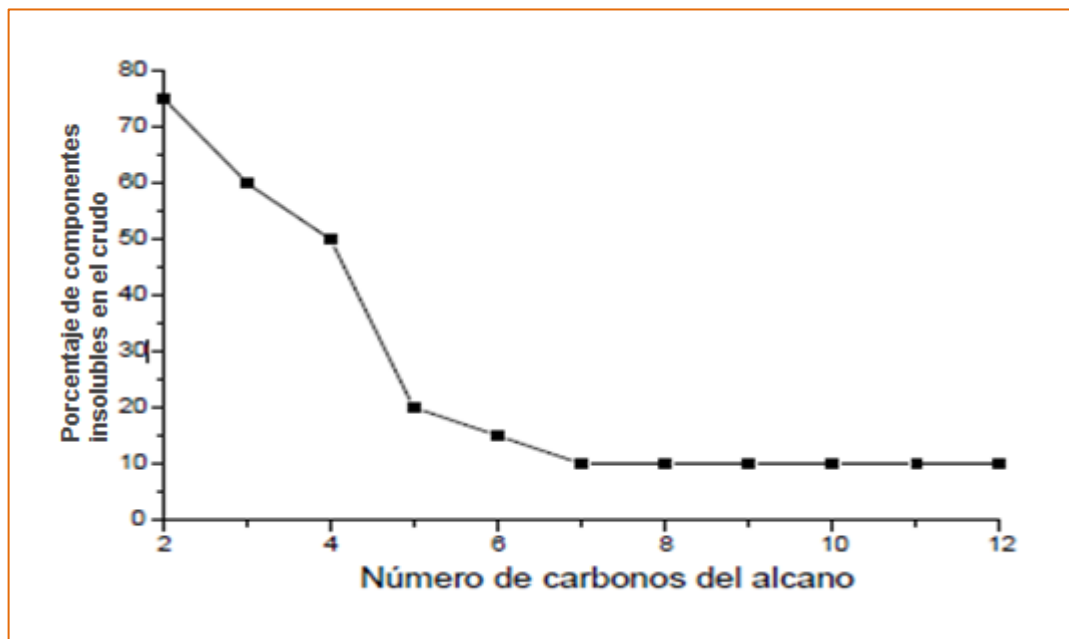
Fuente: Delgado J., "Estudio de las Propiedades de los Asfaltenos del Crudo BOSCAN"

#### 1.1.4 Precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos es el fenómeno mediante el cual un crudo bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones y en una fase insoluble, de menor tamaño constituida principalmente por los asfaltenos y en poca proporción de resinas [8].

Cuando se precipitan asfaltenos es importante saber que, la cantidad de material precipitado usualmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante. En dado caso, la cantidad de precipitado usando n-pentano puede ser dos veces mayor que la cantidad precipitada por n-heptano (Ver figura 8).

Figura 8. Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles.



Fuente: Alayon Mario, "Ocurrencia y Floculación de Asfaltenos".

Se observa en la figura 8 que la cantidad de componentes precipitados se considera prácticamente constante a partir de n-heptano, por lo tanto solo los componentes más polares e insolubles precipitan con n-heptano.

### **1.1.5 Factores que promueven la precipitación de asfaltenos**

Los factores más asociados a los cambios que presenta un crudo en sus propiedades, y que pueden influir de manera directa en la desestabilización molecular de los asfaltenos que esta disuelto en el crudo generando la floculación de estos mismos son: factores termodinámicos, químicos, eléctricos entre otros.

#### **Factores termodinámicos**

La desestabilización molecular está particularmente influenciada por cambios en las variables operacionales más importante dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con dispositivos tales como: válvulas, conexiones entre tuberías.

- ✚ **Efecto de la temperatura:** Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del crudo también disminuyen, sin considerar los asfaltenos, de tal manera que algunas micelas se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes depósitos [2].
  
- ✚ **Efecto de la presión:** Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de presión del crudo se asocia con la disminución de densidad del fluido y consecuentemente la disminución de solubilidad de este mismo. Por lo tanto, reside en la agregación y floculación de grandes depósitos [2].

#### **Factores químicos**

Existen diferentes formas de a través de los cuales se puede alterar la composición del crudo, y por consiguiente la floculación de los asfaltenos. Algunas de estas están involucradas con sustancias que particularmente no están en el

proceso natural de producción. Algunos de los factores externos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- ✚ Inyección de CO<sub>2</sub> y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- ✚ Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes y surfactantes.
- ✚ Mezcla de crudos de diferente origen.

### **Factores eléctricos**

En la literatura se ha estudiado el fenómeno de la precipitación de asfaltenos y se ha determinado que la causa principal es la desestabilización de los asfaltenos debido a la presencia de un campo eléctrico que se genera debido al flujo de fluidos en el medio poroso. Asimismo, se demostró que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca, la cual ha sido considerada como la responsable de la estabilidad de la micela asfalteno-resinas. Además, los conductores y semiconductores son materiales que tienen la capacidad de inducir corrientes superficiales y de esta manera anulan el campo eléctrico en su interior, en otras palabras, estos materiales no presentan campo eléctrico en su interior de forma estática sin la presencia de una corriente eléctrica. En contra parte, los dieléctricos son materiales que se comportan como aislantes eléctricos, ya que las cargas que constituyen a los materiales de este tipo no son libres en gran parte por la fuerza a la que se ven sometidos los electrones a los respectivos núcleos atómicos. Al aplicarse un campo eléctrico externo, los electrones pueden desplazarse ligeramente con respecto a la posición del núcleo, en este caso se dice que el material ha sido polarizado. Adicionalmente un campo eléctrico aplicado ejerce un momento sobre la molécula y tiende a alinearla con la dirección del campo. La polarización iónica se presenta cuando los iones de una molécula se desplazan forma relativa unos con otros, la carga que se ha separado en estos casos son las que forman los denominados dipolos eléctricos. Los materiales dieléctricos presentan una distribución de los dipolos en el volumen que ocupan. Aunque estos

materiales presentan una carga neta nula, se pueden presentar cargas diferentes de cero en algunas regiones donde exista un desequilibrio local entre las cargas positivas y negativas del dipolo. Los hidrocarburos como lo son los crudos parafínicos, pertenecen al grupo de los materiales dieléctricos y sobre estos se centra el presente ensayo de investigación.

Por lo tanto, la generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos o por la aplicación de un potencial externo, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de las fuerzas entre las micelas causando floculación de los asfaltenos [8].

También se puede mencionar el efecto electrocinético el cual describe el estudio del fenómeno resultante cuando un campo de naturaleza eléctrica interactúa con una carga superficial (asfalteno) inmersa dentro de una solución de electrolitos (petróleo). Existen cuatro fenómenos que describen el movimiento relativo de las partículas cargadas (asfaltenos) dentro del medio líquido (petróleo) y la diferencia de potencial entre ellas [20], estos se pueden agrupar de la siguiente manera:

Si se ejerce un campo eléctrico externo ( $E$  ejercido) tangencialmente a la superficie que se encuentra cargada, se genera una fuerza ( $F$ ) sobre la superficie cargada y el material que esta adsorbido, haciéndolos mover a una velocidad inducida ( $V_{IND}$ ) en la dirección apropiada, por consiguiente ocurre una migración neta de los iones de la parte móvil de la doble capa (capa difusa) en dirección opuesta [20]. En este caso pueden presentarse dos fenómenos:

**Electroforesis:** Explica el movimiento de una superficie cargada más el material adsorbido a través de un líquido en reposo (figura 9a).

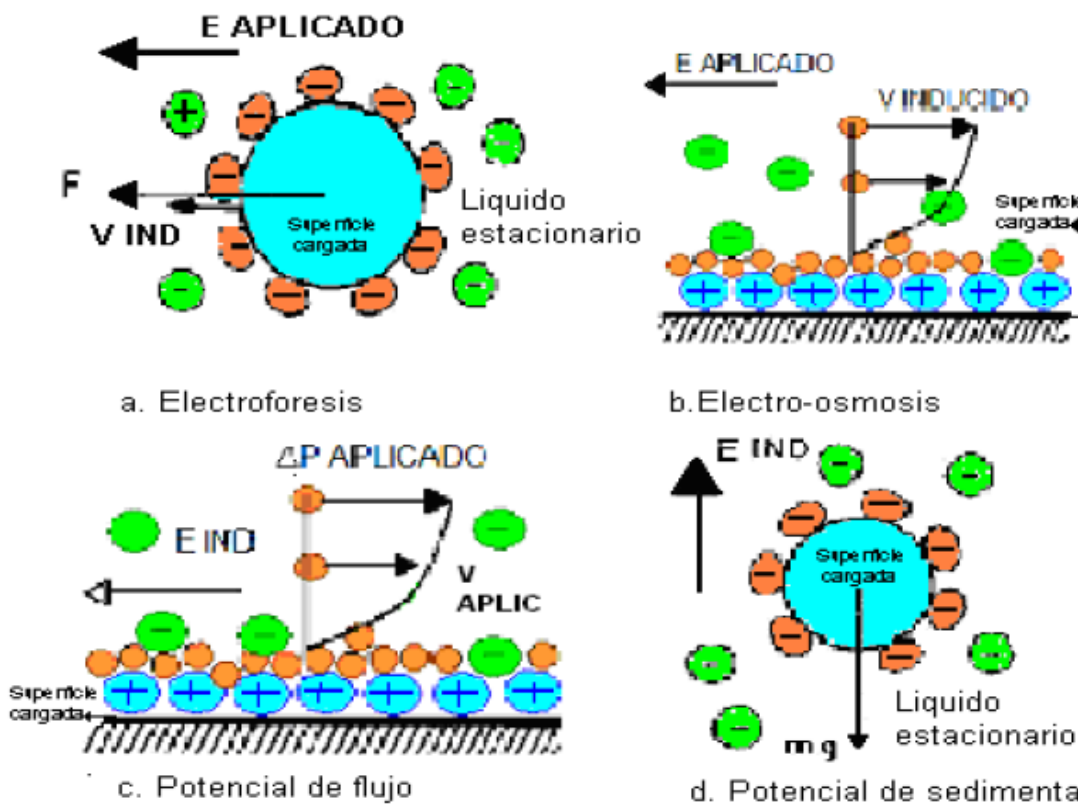
**Electro-osmosis:** Explica el movimiento de líquido relativo a una superficie cargada estática (figura 9b).

Otro caso es cuando se genera un campo eléctrico (E Inducido) debido a que se obliga a que la superficie cargada y la capa difusa se muevan una con relación a la otra, se presentan dos fenómenos:

**Potencia de flujo:** Se genera un campo eléctrico (E inducido) porque el líquido se mueve con respecto a una superficie cargada estática (figura 9c).

**Potencial de Sedimentación:** Se produce un campo eléctrico (E inducido) cuando la superficie cargada se mueve con respecto a un líquido estático (figura 9d).

Figura 9. Fenómenos electrocinéticos.

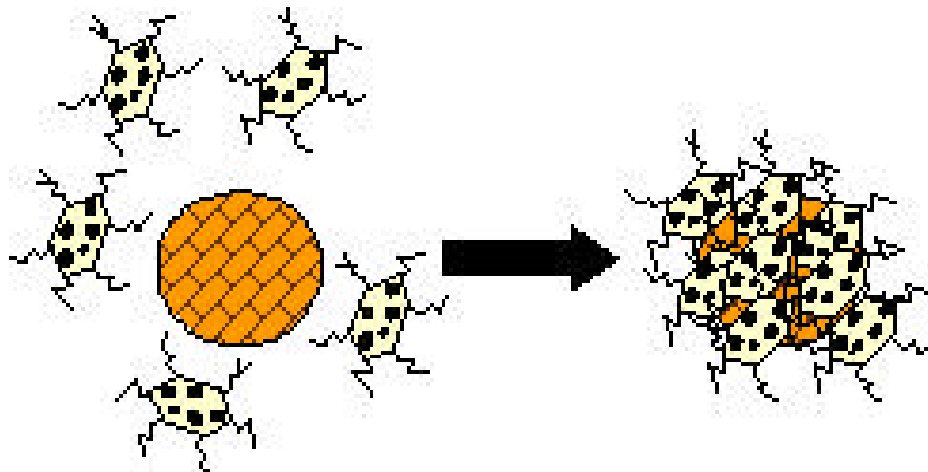


**Fuente:** Herrera J., "Revisión y Adecuación del Equipo LOOP de Asfaltenos para la Validación del Fenómeno Electrocinético Causante de la Precipitación de Asfaltenos en Sistemas Dinámicos".

**Otros factores**

Existe mucha especulación y evidencia de que cualquier solido suspendido en el crudo como finos minerales, limaduras de metales y sedimentos, a menudo favorecen los procesos de precipitación de asfaltenos, ya que estas partículas suspendidas puede servir de núcleos o sitios de nucleación que favorecen la adhesión de los coloides formándose grandes moléculas que precipitaran más rápido de la solución del crudo (Ver figura 10).

**Figura 10. Esquema del mecanismo de nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas.**



**Fuente:** Alayon Mario, "Ocurrencia y Floculación de Asfaltenos".

La separación de los asfaltenos se hace mediante hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular. Una variación en el tipo de disolvente puede causar cambios muy drásticos en la cantidad precipitada y la estructura de los asfaltenos. De forma general la capacidad del disolvente para precipitar los asfaltenos se incrementa de la siguiente manera:

## Olefina terminal < n-parafina < iso-parafina

La diferencia concibe en que los disolventes parafínicos tienden a auto asociarse por lo tanto, disminuyen su poder de solvatación y los disolventes aromáticos que no se asocian. Por otro lado, la relación disolvente/crudo se muestra muy importante en la cantidad de precipitación de asfaltenos, ya que esta se incrementa significativamente con el aumento de la relación disolvente/crudo, en caso contrario disminuye la cantidad de precipitado. Otro ítem que tiene gran relevancia en la cantidad de material precipitado es el tiempo de contacto; estos deben ser bastante elevados para conseguir el equilibrio de la mezcla, una vez alcanzado el mismo, la cantidad de asfaltenos precipitada será máxima [5].

### **1.2 PARAFINAS**

En la etapa de producción y transporte de crudos, se presenta la precipitación de componentes orgánicos e inorgánicos, este problema causa pérdidas económicas de miles de millones de dólares en la industria del petróleo a nivel mundial. Las obstrucciones que generan estos depósitos crean una contra presión sobre el yacimiento, con la consiguiente baja de la tasa de producción y la reducción de la permeabilidad si la depositación ocurre en la cara del pozo [9].

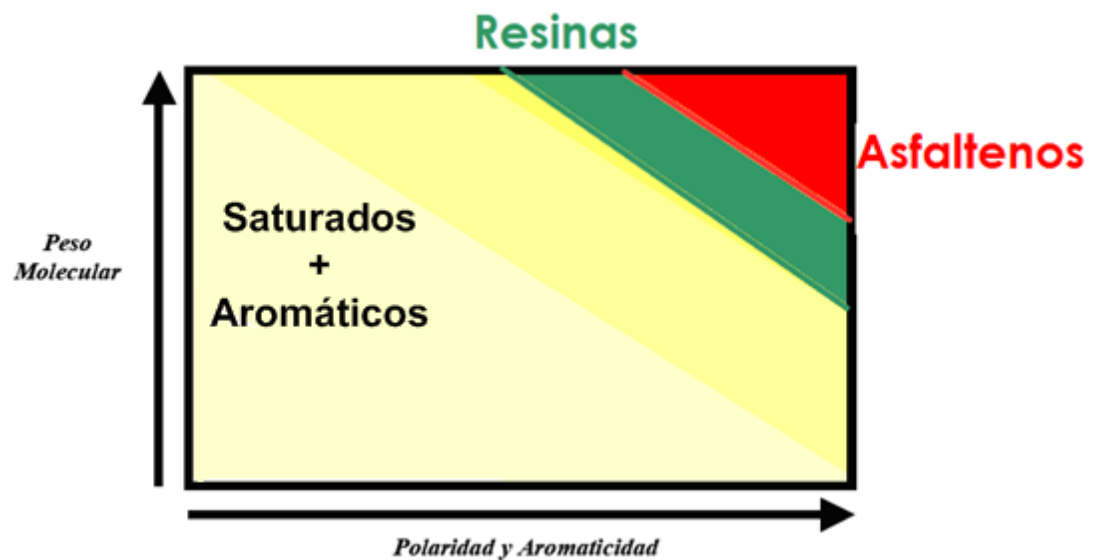
Para resolver este problema es de importancia identificar el tipo de mecanismo que está impulsando la precipitación de parafinas para decidir qué tipo de método ha de ser el más adecuado para remover estos orgánicos o evitar la formación de estos mismos. Aunque no ha sido fácil encontrar soluciones a este tipo de problemas, se ha logrado desarrollar métodos que cumplen con la solución de dicho problema como los métodos químicos, térmicos y la inhibición de la precipitación de parafinas con tratamiento eléctricos al crudo.

Este último tratamiento ha suscitado un gran interés en el ámbito internacional y ha sido aplicado a muchos pozos, sin embargo, se ha observado que es efectivo

solo en algunos yacimientos e inclusive se da el caso que funciona solo en algunos pozos dentro de un mismo yacimiento. Esta situación pone en manifiesto el hecho que aún no se conoce con certeza le mecanismo físico y/o químico por el cual el campo eléctrico inhibe la precipitación de parafinas, interrumpiendo la formación de cristales sin afectar las propiedades químicas del fluido.

Comúnmente el petróleo está formado por cuatro fracciones: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. Generalmente el petróleo a condiciones de yacimiento contiene diversas cantidades de componente ligeros que podrían ser gaseosos a condiciones de superficie y usualmente contienen largas cadenas de hidrocarburos pesados como ceras, resinas y asfáltenos. La figura 11 muestra cómo se distribuirán las cuatro familias de compuestos del petróleo en función de su peso molecular, su polaridad y su aromaticidad.

Figura 11. Distribución de las cuatro familias de compuestos del crudo.



Fuente: Jiménez F., "Caracterización de Asfáltenos por Descomposición Térmica".

Los saturados son hidrocarburos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafínicas que son depósitos orgánicos que se cristalizan por enfriamiento; esto

puede ocurrir en el yacimiento, en el subsuelo o en la superficie. Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas ente  $C_{16}$  y  $C_{60+}$  con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F. Los depósitos de parafinas están acompañados de resinas, moléculas asfálticas, naftenos, escamas y en ocasiones agua. Estas son de naturaleza cristalina y tienden a cristalizar y a precipitar el crudo por debajo de su punto de cristalización.

### **1.2.1 Precipitación de parafinas**

Las parafinas pueden cristalizar de diferentes formas dependiendo de su velocidad de enfriamiento. Por un lado, cuando la velocidad de enfriamiento es lenta la forma de los cristales que se genera es más homogénea, los depósitos generados son de consistencia más dura, y por otro lado, cuando la velocidad de enfriamiento es alta se presentan cristales con irregularidades en su estructura, los depósitos generados son de una consistencia suave [10].

Estos depósitos causan diversos problemas por el taponamiento de las líneas de flujo ocasionando pérdidas en la producción, por lo que se requiere mantenimiento de pozos y de instalación de superficie, generando altos costos de operación.

### **1.2.2 Factores que controlan la precipitación de parafinas**

Existen diversos factores que controlan la precipitación de parafinas, entre ellos se encuentran:

- ✚ **Efecto de la temperatura:** Los hidrocarburos se encuentran a una temperatura en el yacimiento, esta depende de la profundidad a la que se encuentren los hidrocarburos. A medida que los fluidos se estén produciendo se van enfriando. La temperatura es el factor más importante en la precipitación de parafinas debido a que tiene gran influencia en la solubilidad de la parafina en el crudo, por lo tanto, a altas temperaturas la solubilidad de las parafinas se va a incrementar, por el contrario, a bajas

temperaturas la solubilidad de estas parafinas va a disminuir y cooperar con el proceso de precipitación [9].

La depositación de las parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas: Punto de cristalización, punto de fluidez, punto de gel y temperatura de fusión, en este proyecto solo se van analizar los cambios en la temperatura del punto de cristalización y la temperatura del punto de fluidez. La temperatura del punto de cristalización o más conocida como temperatura de punto de nube es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina; la temperatura del punto de fluidez es la última temperatura registrada en un proceso de enfriamiento a la cual el crudo aun fluye [10].

- ✚ **Efecto de la presión:** Los efectos de la presión todavía no son muy claros en la actualidad. Crudos con bajos contenidos de gas en solución sometidos a bajas presiones, generalmente se logra una disminución en el punto de cristalización, pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja, luego esta temperatura se incrementa. Sin embargo el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido [9].

### 1.2.3 Consecuencia de la depositación de parafinas

Son innumerables los problemas que causa la precipitación de las parafinas entre ellos están:

- ✚ Cambios en las características reológicas del crudo.
- ✚ Si hay precipitación en el yacimiento, posiblemente puede ocurrir depositación causando bloqueo en la cara del pozo y restringir la salida de los fluidos.

- ✚ Requerimiento de energía para desplazar los fluidos.
- ✚ Disminución de la producción de crudo por obstrucciones dentro de la tubería de producción y en superficie.
- ✚ Falla en los equipos de subsuelo y superficie.
- ✚ Incremento en los costos de mantenimiento de equipos, remoción e inhibición de los depósitos orgánicos.

#### 1.2.4 Control e inhibición de la depositación de parafinas

Existen diversos métodos desarrolladas para el control de parafinas como:

- ✚ **Remoción mecánica:** Consiste en remover los depósitos de parafinas ya formador mediante el uso de raspadores, cuchillas y otras herramientas. Las desventajas de este método son aplicación limitada debido al tiempo, costo altos debido al personal.
- ✚ **Método químico:** Consiste en inyectar un químico (dispersantes, surfactantes, modificadores de cristal, depresores del punto de fluidez) al pozo y cuya función es mantener las partículas de parafina en suspensión dentro del líquido.
- ✚ **Método térmico:** Consiste en el desplazamiento de un fluido caliente, que eleva la temperatura de la cera por encima de su punto de fundición. Su objetivo es mantener la temperatura del crudo por encima de la temperatura del punto de cristalización.

#### 1.2.5 Incidencia de los asfaltenos en precipitación de parafinas.

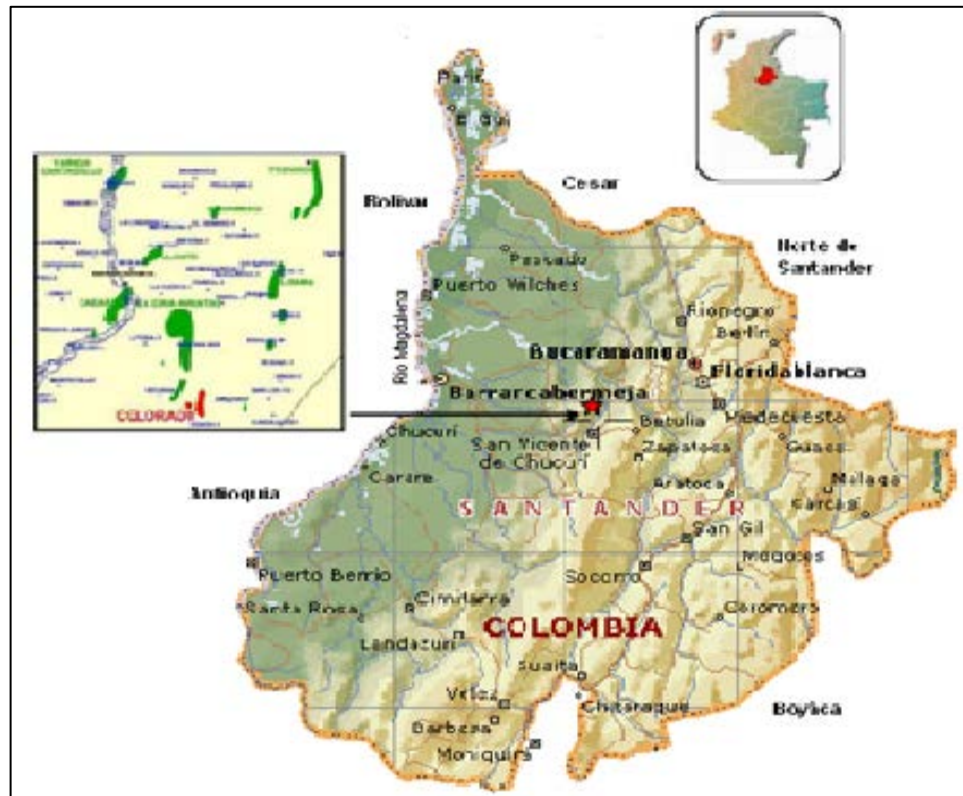
La precipitación de las parafinas de grandes pesos moleculares empieza a verse en el punto de enturbiamiento en el cual se da inicio a la cristalización generando así una estructura de morfología compleja que atrapa petróleo dando lugar a un gel parafínico que se hace más rígido con el pasar del tiempo.

Bien se sabe que los depósitos de parafinas y fondos de tanque son, casi de excepción mixtos. Existe un delicado equilibrio entre asfaltenos-resinas-parafinas, al parecer una vez alcanzada una concentración crítica, no se puede lograr una dispersión completa en la fracción de saturados-aromáticos y el asfalteno tiende a flocular, lo que causa que los asfaltenos se introduzcan en los espacios de interacción de las parafinas y esto conlleva a la precipitación [19].

### **1.3 CAMPO ESCUELA COLORADO**

El campo colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente en la Vereda los Colorados en el corregimiento de Yarima, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander y al sur del Campo La Cira-Infantas (Ver figura 12).

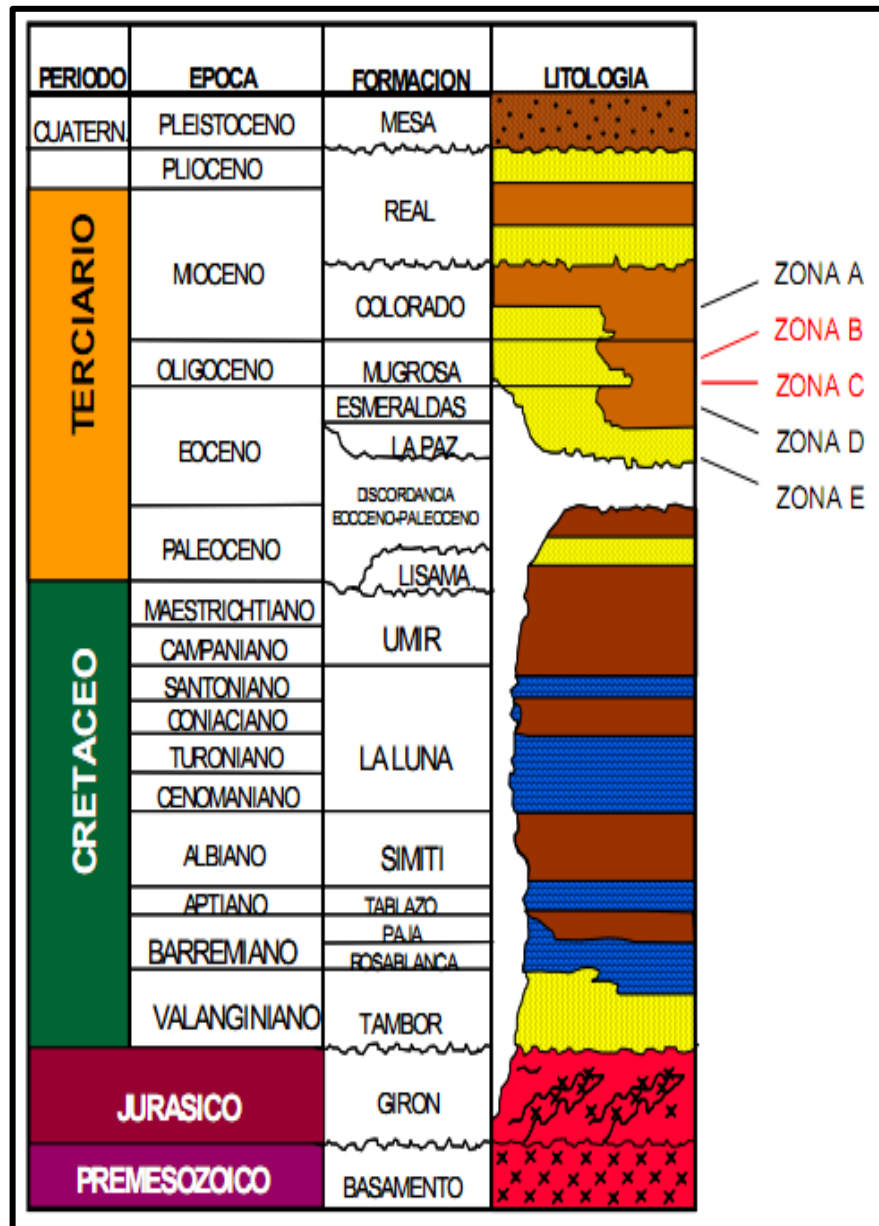
Figura 12. Localización de Campo Colorado.



Fuente: Informe Colorado 2003, Diagnostico de Estrategias de Recobro (Ecopetrol-ICP 2003)

Las formaciones productoras de las cuales se extrae principalmente el petróleo del Campo Colorado son: formación Mugrosa (Zona B y C), Esmeralda (E) y La Paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, con intercalaciones de areniscas y lodolitas continentales (Ver figura 13).

Figura 13. Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro. ECOPETROL S.A

La estructura del Campo Colorado corresponde a un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de las cuales se distinguen seis fallas de tipo inverso y una normal que evidencian la relajación del sistema de esfuerzos comprensivos.

En el Campo Colorado se ha realizado estudios en los cuales se han determinado propiedades y características del yacimiento presentadas en la Tabla 1, donde se especifica como varia el cambio de las propiedades para cada arena.

**Tabla 1. Propiedades de las arenas.**

<b>Parámetro</b>	<b>Arena B</b>	<b>Arena C</b>	<b>Arena D</b>	<b>Arena E</b>	<b>Unidad</b>
<b>Temperatura de yacimiento</b>	114	174	186	186	°F
<b>API @ 60 °F</b>	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
<b>Profundidad promedia</b>	1800	3500	4700	5600	Ft
<b>Presión de burbuja, Pb</b>	648	2078	2958	2958	Psia
<b>Viscosidad @ Pb</b>	1.64	0.462	0.0441	0.0441	cP
<b>Bo @ Pb</b>	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
<b>Porosidad</b>	15.7	14.5	13	13	%
<b>Swi</b>	40	40	50	50	%
<b>OOIP</b>	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
<b>Rsb</b>	140	648	667	667	PC/Blis
<b>Espesor promedio de arena</b>	50	57	25	25	Ft
<b>Área</b>	634	1083	--	--	Acres

**Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Campo Colorado. Cálculo de Reservas.**

El inicio del Campo Colorado fue con la perforación de 7 pozos ejecutados por la Tropical Oil Company (TROCO), la cual más tarde perforaría 8 pozos más debido al gran resultado que tuvieron con el pozo C-9. A partir de ahí ECOPETROL S.A desarrollo completamente el campo perforando 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de todo el campo.

El campo inicio su producción en el año 1945 con una tasa de 300 BPD, en 1961 alcanzó su máxima producción de 1771 BPD, declinando rápidamente hasta llegar a una tasa de 467 BPD en 1966. Éste periodo se caracterizó por la pérdida de pozos productores por problemas mecánicos en los más destacados donde resaltaba el taponamiento de las líneas por causa de precipitación y depositación de parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BPD. Desde 1976 se marcó una declinación del campo pasando de 962 BPD a 47 BPD en 1989. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBls con un factor de recobro actual de 14.4 %. De acuerdo al Segundo Informe de Frente de caracterización del Yacimiento Campo Colorado (Cesar Augusto Pineda-UIS Junio de 2006) el valor total de reservas de gas calculado para el campo es de 42.152 MMSCF con un acumulado de producción a Enero de 2006 de 35.424 MMSCF de acuerdo a los reportes suministrados.

En el año 2009 se firmó el convenio con el aliado WEI GROUP, se han intervenido varios pozos por medio de procesos de reacondicionamiento de pozos aumentando la producción del campo. En el campo se utiliza el sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.

#### **1.4 ESTADO DEL ARTE SOBRE CAMPO ELÉCTRICO**

Cuando una carga eléctrica  $Q$  modifica algún lugar en el espacio, a este espacio perturbado por la carga  $Q$  se le considera campo eléctrico (**CE**), el cual actúa sobre cualquier otra carga  $q$  ejerciendo una fuerza electrostática sobre ella.

La inhibición en la precipitación con tratamientos eléctricos al crudo, se basa en la hipótesis de que si un campo magnético puede favorecer la movilidad de un crudo (en ciertos casos) los campos eléctricos lograrán un efecto parecido consiguiendo interrumpir la formación de cristales de parafinas sin afectar las propiedades químicas del fluido, debido a que la polarización de sustancias orgánicas en su interior, pueden generar dispersión molecular en el petróleo crudo y de este modo prevenir la deposición de parafina en las paredes de la tubería, similar al tratamiento con campos magnéticos.

Durante los últimos años se ha confirmado que los campos eléctricos pueden tener efectos beneficiosos sobre las propiedades del crudo. En estudios realizados por Tao R. y Xu X [11]. resalta el efecto de campos magnéticos sobre crudos parafínicos, asfaltenicos e incluso mezclas de estos. Las muestras de crudo evidencian una reducción en su viscosidad cuando están bajo la influencia de un campo eléctrico dispuesto en dirección paralela al flujo, este efecto se atenúa paulatinamente durante 8 horas posterior al tratamiento.

Tao R [12]. plantea un mecanismo universal de reducción de viscosidad para todas las suspensiones líquidas. Este mecanismo se fundamenta con la agregación de partículas de parafinas o asfaltenos en el crudo debido al efecto del campo eléctrico, las partículas agregadas se ordenan y migran hacia el centro de la tubería generando una reducción en la viscosidad del fluido. Tao R en 2011 haciendo simulaciones de flujo de crudo en tuberías, demostró que al aplicar un campo eléctrico en dirección paralela al flujo del fluido, se logra una reducción de viscosidad.

Por otra parte, Less [13] *et al.* Utilizaron un reómetro comercial para inducir campos eléctricos a emulsiones de agua en crudo con el fin de analizar el cambio

en las propiedades reológicas. Los experimentos revelaron que existe un valor crítico de intensidad de campo eléctrico el cual logra desestabilizar la emulsión de agua en crudo reduciendo la viscosidad. Otros autores han estudiado la influencia de algunas variables sobre la efectividad del tratamiento eléctrico y magnético; Zhang J.*et al* [14], reportan que al someter la muestra a un esfuerzo cortante constante, variando la temperatura del crudo, la velocidad de deformación y el campo eléctrico se reduce la viscosidad pero solo para algunos valores de campo.

En otro estudio realizado por Evdokimov y Komishin [15] realizaron mediciones ópticas indirectas a crudos tratados con campos magnéticos y pueden apreciar detalladamente la desagregación de partículas coloidales en una suspensión de crudo, lo cual condujo a una reducción en la viscosidad. Además, ellos afirman que dicho hallazgo es más coherente en cuanto a la reología de suspensiones, que muestran que la agregación de partículas de parafinas y asfaltenos en el interior del crudo conduce a un aumento de la viscosidad; de tal manera que afirman lo siguiente: *“El mecanismo de la reducción de la viscosidad propuesto por Tao R. no es más que una simple teoría basada en supuesto y malas interpretaciones de la reología de agregación de suspensiones; siendo que hay múltiples evidencias que sugieren que la agregación de partículas de parafinas y asfaltenos en el interior del crudo, conduce a un aumento progresivo de la viscosidad”*.

De igual manera, Ortiz y Riberos [16] concluyeron en su trabajo de investigación que la cantidad de agua en el crudo es un factor que tiene mucha relevancia en el cambio de la viscosidad de una emulsión tratada con campos eléctricos. Observaron que el aumentar la concentración del agua a un 10% v/v se logra obtener una disminución en la viscosidad, lo cual no consiguieron en las muestras deshidratadas; estas muestras presentaron un efecto contrario a las muestras con agua, es decir, al aplicar un tratamiento eléctrico la viscosidad aumento.

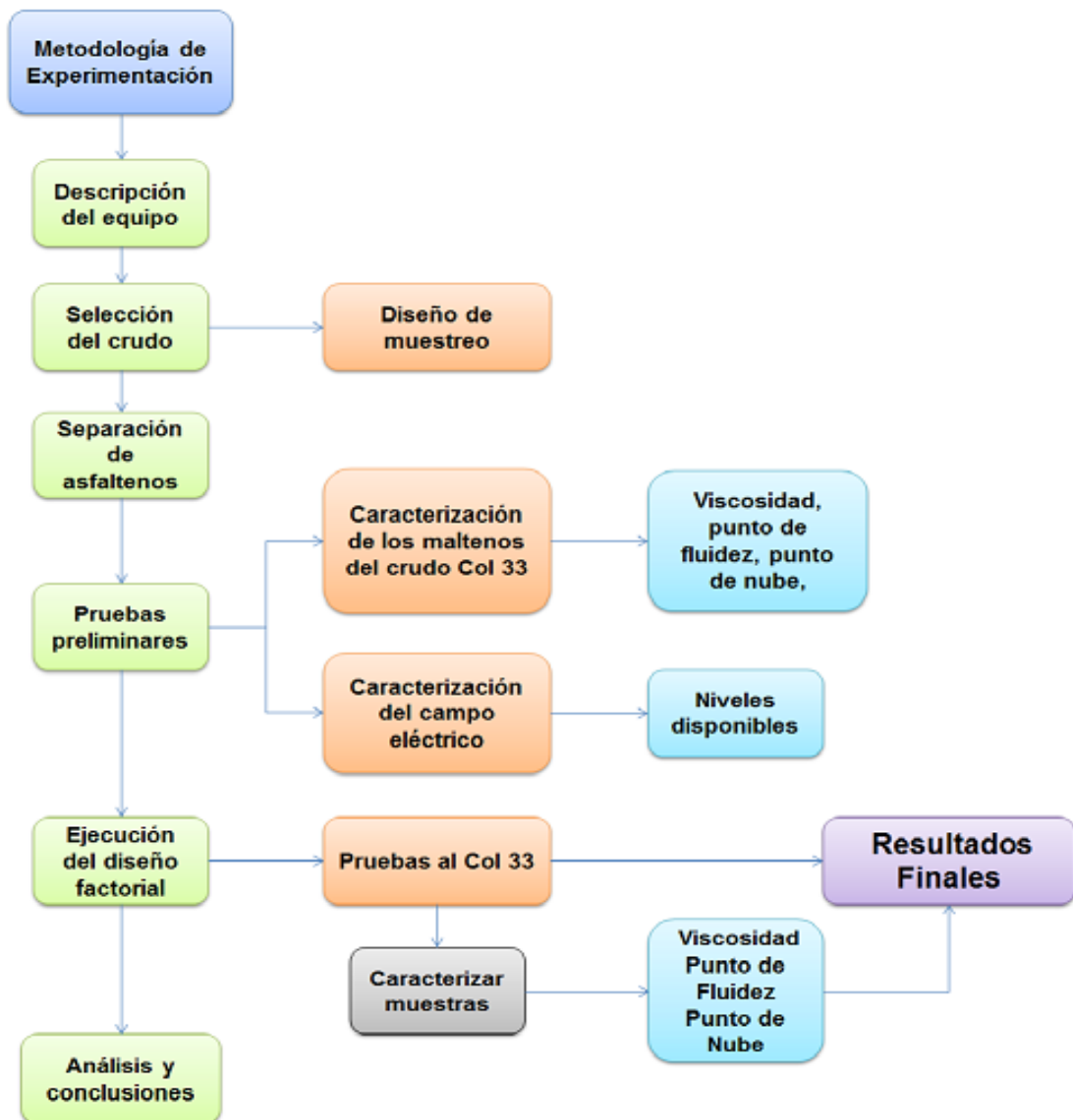
Con el objetivo de evaluar la influencia de un campo eléctrico sobre un crudo, Rey y Pinzón [1], estudiaron el cambio de flujo másico que provocaba someter los crudo Col 36 y Col 67 y a un campo eléctrico, dedujeron que la orientación en la que es aplicado el tratamiento, el tiempo de exposición y la intensidad de campo eléctrico influyen en el comportamiento del crudo; concluyeron que la aplicación de campos eléctricos sobre estos crudos produjeron un aumento en la viscosidad, punto de fluidez y punto de nube, de tal manera que esta técnica acelera el proceso de deposición de orgánicos.

En conclusión, se ha encontrado que el tratamiento al crudo con campos eléctricos puede influir en la viscosidad de este, pero este efecto no solo depende de la intensidad de campo eléctrico aplicada al crudo, sino de otras características propias del crudo como la composición del fluido, la presencia de agua influye en este efecto, la agregación de partículas de parafinas y asfaltenos. Hasta el momento no se ha podido explicar satisfactoriamente el mecanismo por el cual se produce tal cambio en las propiedades del crudo, debido a su naturaleza compleja, esto hace que cada estudio de aplicabilidad del método sea empírico.

## 2. METODOLOGÍA

Esta etapa ilustra un resumen de la metodología usada durante el proceso de experimentación, la cual abarca todo el tema de experimentos que se realizaron en este proyecto. La figura 14 recopila la secuencia y relación de los diferentes procesos y resultados de los mismos.

Figura 14. Metodología de experimentación.

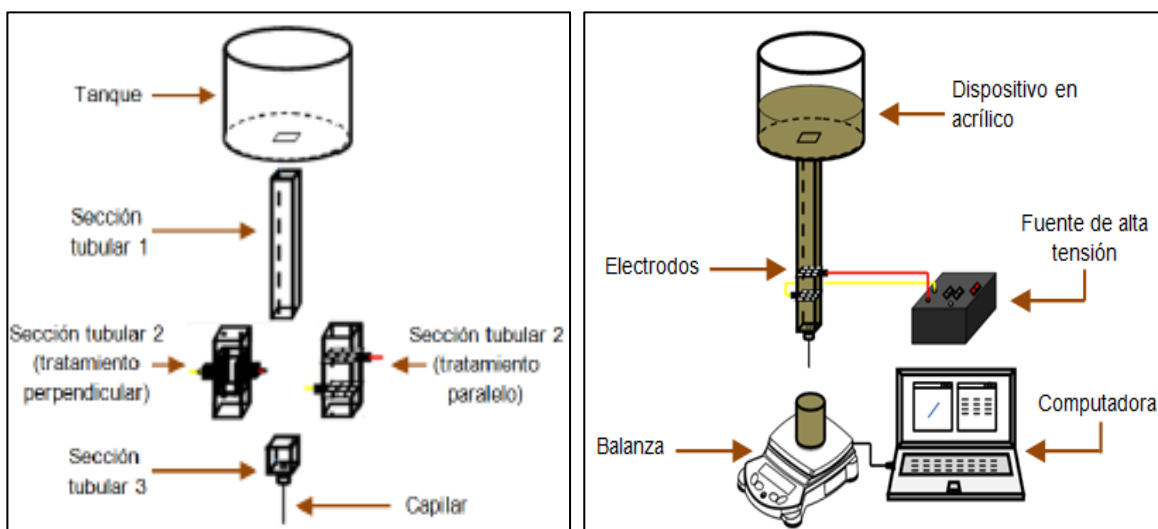


## 2.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El sistema permite aplicar campos eléctricos de forma paralela y perpendicular al flujo del crudo, la adecuación de diferentes capilares para variar el tiempo de exposición. El equipo está compuesto por dos partes fabricadas en acrílico cristal, la figura 15(a) muestra el equipo completo; la parte superior es el tanque de almacenamiento, este se conecta a un tubo de descenso de sección transversal cuadrada, que corresponde a tres secciones tubulares unidas entre sí. Vale la pena aclarar que el equipo fue construido dentro de la tesis de pregrado “*Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos*”.

Por otra parte, se utilizaron agujas hipodérmicas de diferentes diámetros para variar los tiempos de exposición del crudo al campo eléctrico; la recopilación de los datos de la masa de crudo en el tiempo para la estimación del flujo másico, se realizó por medio de una balanza Adventurer Pro AV812, registrando la información en un computador [1].

**Figura 15. (a) Dispositivo para la aplicación del tratamiento, (b) Montaje para las pruebas.**



**Fuente:** Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., “Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos”.

Además, existe una fuente de alta tensión en el montaje para la generación del campo eléctrico, el cual genera cerca de 12000 [V] de naturaleza continua. Igualmente, la disposición del flujo del campo eléctrico sobre el crudo fue paralelo debido a que en el estudio de Tao R [2] resaltan que las muestras de crudo sufren una reducción en su viscosidad cuando son sometidos a un campo eléctrico dispuesto en dirección paralela al flujo, asimismo en [1] realizaron pruebas con campos eléctricos en disposición perpendicular y paralela al flujo, resultando que la mejor disposición para la reducción de viscosidad del crudo es orientando el campo eléctrico en forma paralela al flujo del crudo.

## **2.2 SELECCIÓN DEL CRUDO**

### **2.2.1 Diseño de muestreo**

Para orientar un experimento en el camino correcto, el diseño de muestreo es una herramienta que nos da la facilidad, desde la selección de los sujetos a convenir hasta el análisis de datos, los elementos para el desarrollo de las pruebas y haciendo énfasis en la selección de los sujetos a convenir teniendo en cuenta las variables que se manejan para esta selección.

El diseño de muestreo se basa en primer lugar, el análisis estadístico para conocer la cantidad de pozos a muestrear, segundo lugar los criterios ingenieriles aplicados a la población para elegir los sujetos más atractivos, debido a las limitaciones de presupuesto, accesibilidad a la zona, estado de los pozos etc. Este diseño se realiza con el fin de garantizar una representatividad de los sujetos en estudio frente a la población de interés.

El muestreo se basa en el estudio de un grupo de sujetos de una población, ya que no se puede estudiar todos los elementos de la población por los altos costos que requiere recolectar la información de todos los sujetos en cuestión o porque la población tenga infinitos sujetos de estudio.

## Tipos de muestreo

Para la selección de los sujetos (pozos) a muestrear basándose en la estadística, se debe tener en cuenta las técnicas o tipos de muestreo que existen, ya que al realizar una selección de los pozos más representativos, estos deben reflejar las características más comunes de la población a estudiar, de tal manera los diferentes tipos de muestreo van a encajar en la situación de interés.

Las técnicas de muestreo se clasifican en: muestreo probabilístico y no probabilístico.

- ✚ **Muestreo probabilístico:** muestreo en el cual todos los sujetos (pozos) de la población tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte del estudio.
- ✚ **Muestreo no probabilístico:** muestreo en el cual no todos los sujetos tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte del estudio.

Dentro estos tipos de muestreos, existen varias técnicas, las cuales dependiendo del estudio en particular son las que aseguran la representatividad de la muestra con respecto a la población de estudio.

### Clases de muestreo probabilístico

- ✚ **Muestreo aleatorio simple:** cuando el proceso de selección de la muestra tiene en cuenta a todos los elementos de la población, de esta manera todos los elementos van a tener la misma probabilidad de ser elegidos para el estudio. Este muestreo se caracteriza por tener un proceso sencillo a la hora de seleccionar las muestras. Se emplea para hacer estimaciones en poblaciones homogéneas.
- ✚ **Muestreo aleatorio estratificado:** se subdivide una población heterogénea en subpoblaciones lo más homogéneas posibles denominadas estratos. Se obtiene la muestra estratificada, seleccionando de cada estrato la muestra

más representativa entre ellas, por este motivo es llamado muestreo aleatorio estratificado. Este muestreo se caracteriza por una mayor complejidad en el diseño de muestreo.

- ✚ **Muestreo por conglomerados:** es un diseño cuya característica principal es dividir la población en grupos de elementos llamados conglomerados y tienden a ser lo más heterogéneo posible dentro de ellos y lo más homogéneo posible entre ellos, de tal manera que la situación ideal sería que se estudiase un único conglomerado y que este represente fielmente a la población [17].
- ✚ **Muestreo sistemático:** una muestra sistemática se obtiene cuando los sujetos de la población de estudio son seleccionados de una manera ordenada, el primero sujeto se debe escoger al azar.

### **Clases de muestreo no probabilístico**

- ✚ **Conveniencia:** los sujetos se seleccionan según un criterio de accesibilidad o comodidad. Se caracteriza por ser un proceso rápido, sencillo y económico.
- ✚ **Según el criterio:** los sujetos son elegidos por un experto de acuerdo a su criterio, buscando las unidades más representativas. Se caracteriza por ser un proceso económico y rápido. Este método se emplea cuando se requiere un tamaño de muestra pequeño.
- ✚ **Diseño de bola de nieve:** cada unidad muestral es localizada por indicación de otra persona. Se caracteriza por tener comodidad a la hora de seleccionar la muestra. Este proceso se emplea cuando se quiere estudiar poblaciones pequeñas que son difíciles de localizar por ser inaccesibles.

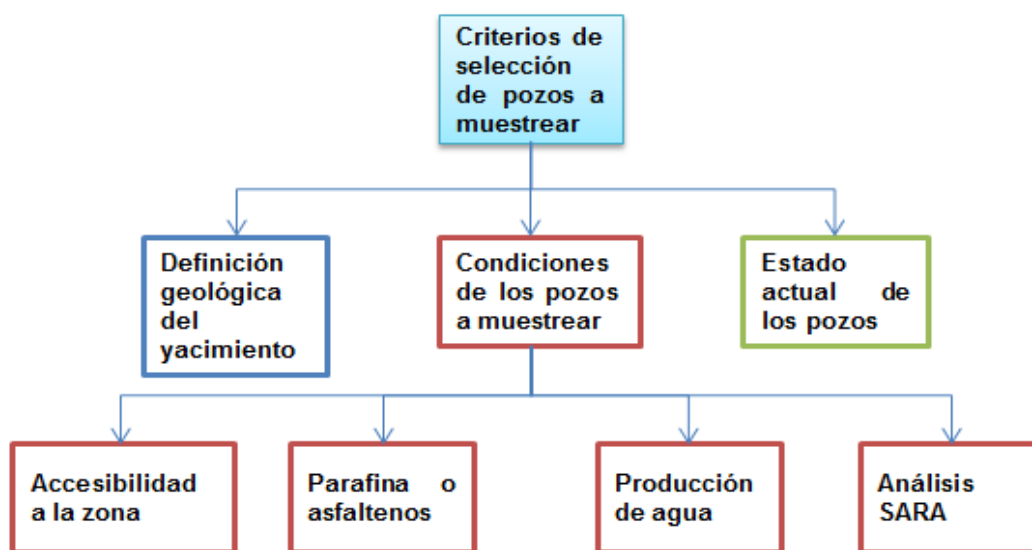
✚ **Secuencial:** se emplea en investigaciones en su fase inicial, posteriormente se acude a muestreo aleatorio. El método no tiene que ser rápido o cómodo [17].

### Criterios ingenieriles

La selección de pozos para un campo tiene que tener en cuenta diferentes factores o criterios de selección que apliquen a la situación en cuestión. Un punto muy importante es la caracterización geológica del yacimiento, es decir, su heterogeneidad, esto permite una facilidad en el proceso de toma de muestras del campo con el fin de que la muestra sea lo más representativa posible.

Además de la geología del yacimiento, se cuenta con otros factores relevantes para la selección de los pozos candidatos a muestrear y a continuación se dan a conocer en la figura 16.

**Figura 16. Principales criterios de selección de pozos a muestrear.**



**Fuente:** Aramendiz J. Velásquez M. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado".

### **Definición geológica del yacimiento**

Este criterio representa una parte importante en cuanto al número y la localización de los pozos más adecuados a seleccionar; permite realizar una selección más adecuada para los yacimientos que estén divididos en zonas o bloques, de esta manera lo ideal sería elegir mínimo un pozo para muestrear en cada zona o bloque que exista en el yacimiento.

### **Estado actual de los pozos**

Uno de los criterios más importante es conocer el estado actual de producción del pozo, si está produciendo constantemente, es decir, se deben seleccionar los pozos activos que tengan grandes caudales de producción en superficie para la recolección de las muestras.

Posteriormente se identifiquen los pozos activos, se procede a observar la historia de producción, esto nos ayuda a conocer el potencial de cada uno de ellos, así como conocer las diferentes propiedades de la muestra en si como: °API, viscosidad. Este criterio juega un rol importante a la hora de un muestreo de superficie, el pozo a muestrear debe producir pocas cantidades de gas. Para las facilidades de muestreo en superficie las válvulas de cabeza de pozo tienen que estar en buen estado.

### **Accesibilidad a la zona**

Es de gran importancia conocer si hay accesibilidad al pozo de manera segura y sencilla, debido a que por lo general existen pozos abandonados mucho tiempo no tienen caminos de fácil acceso a estos mismos. Cuando se presente este tipo de problemas de accesibilidad al pozo, este debe ser descartado para muestrear.

### **Tratamientos realizados**

Cuando algunos campos presentan problemas de deposición de orgánicos o problemas de arenamiento, pueden haber reducciones significativas del flujo de

fluidos en la tubería debido a la reducción del diámetro. Debido a este problema, se debe cerciorar de que no haya ninguna precipitación de orgánico en la tubería, estudiando los tratamientos realizados anteriormente de parafinas, asfaltenos o arenas. Si el pozo elegido presenta un problema de este tipo, se debe realizar un trabajo de limpieza al pozo.

## **BSW**

Para garantizar la representatividad de la muestra, se debe conocer si el pozo tiene un contenido de agua y sedimentos bajo, de lo contrario este pozo queda descartado de los pozos seleccionados para el muestreo.

## **Análisis SARA**

El factor que más cobra relevancia en este diseño de muestreo es el análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos). Lo más representativa sería realizar el estudio a todos los pozos que cumplan los criterios preliminares, pero dadas las bajas cantidades relativas de asfaltenos que se conocen que tienen los crudos del campo y que se requieren separar para poder evaluar el efecto del campo eléctrico sobre el crudo con o sin asfaltenos, lo cual requiere recursos y disponibilidad de tiempo y equipo de laboratorio, se tomará para estudio el pozo con el mayor contenido de asfaltenos.

A continuación en la figura 17, se ilustra el mapa del Campo Colorado con la ubicación de los pozos que reportan producción de acuerdo a los últimos informes de Campo Escuela Colorado. El mapa presenta una población total de 19 pozos activos los cuales se dividen por bloques de la siguiente manera:

Bloque 1: 4 pozos

Bloque 2: 2 pozos

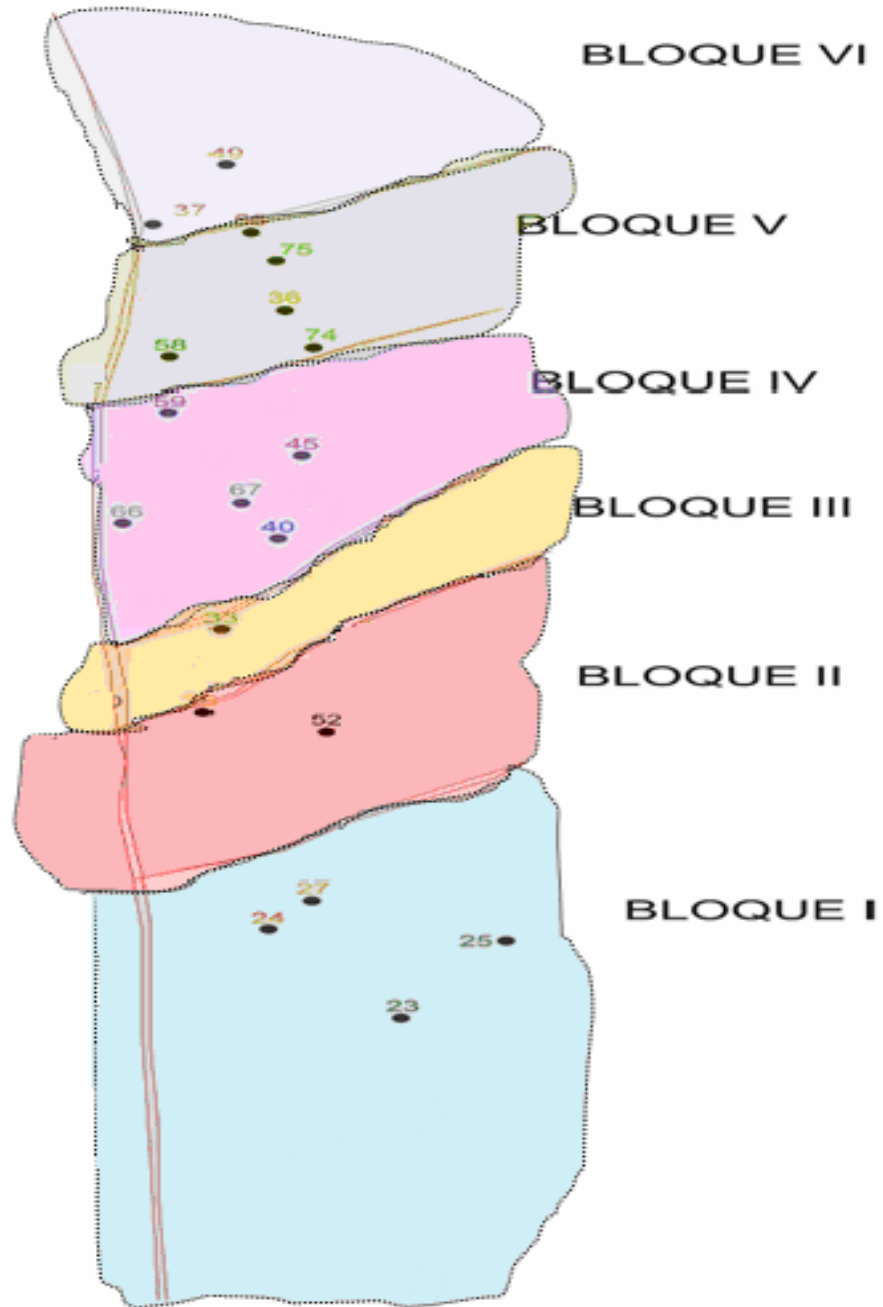
Bloque 3: 1 pozo

Bloque 4: 5 pozos

Bloque 5: 5 pozos

Bloque 6: 2 pozos

Figura 17. Mapa de todos los pozos activos de Campo Escuela Colorado.



Fuente: Modificado informa campo escuela colorado. Ing. Cesar Pineda 2006.

El siguiente paso es encontrar el número de pozos que estadísticamente representen a la población, aplicando una distribución normal, así:

$$n = \frac{N * P * Q}{(N - 1) * \left(\frac{\varepsilon}{Z}\right)^2 + P * Q} \text{ Ecuación 1}$$

Teniendo en cuenta las condiciones actuales de producción del Campo Colorado se tiene:

N = 19, numero de pozos activos y posibles a muestrear.

P = 0,5 es la probabilidad de la que hipótesis sea válida.

Q = 0,5 es la probabilidad de que la hipótesis sea falsa.

$\varepsilon = 0,1$ (Equivale al 10%), estadísticamente es el porcentaje máximo permisible.

Z = 0,67 nivel de confianza, extraído de las tablas de distribución normal.

Solucionando se obtiene que:

n = 8 es el total de pozos a muestrear en el Campo Colorado.

Posteriormente se debe observar el número de pozos por bloque los cuales tienen la posibilidad de ser muestreados, de esta manera existen 19 pozos en 6 bloques, el bloque que mayor número de pozos tenga, mayores números de pozos le corresponderán para ser muestreados, a esto se le conoce como afijación proporcional y se expresa de la siguiente manera:

$$n_i = n \left( \frac{N_i}{N} \right) \text{ Ecuación 2}$$

Dónde:

$n_i$ : Cantidad de pozos a muestrear por bloque

n: Cantidad de pozos a muestrear totales en el campo

N: Cantidad de pozos en cada bloque

$N_i$ : Cantidad de pozos en el campo

Así se obtiene los resultados mostrados en la siguiente Tabla 2:

$N_i = 19$

$n = 8$

**Tabla 2. Numero de pozos teóricos a muestrear.**

Parámetro	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6	Total
<b>N</b>	4	2	1	5	5	2	
<b><math>n_i</math></b>	2	1	1	1	2	1	<b>8</b>

Ya conociendo la cantidad teórica de pozos que se pueden muestrear en el Campo Colorado, luego se afianza este número de pozos a criterios técnicos e ingenieriles para hacer una selección minuciosa.

### **Aplicación de los criterios ingenieriles**

Anteriormente se han explicado los diferentes criterios que se han de tener en cuenta para descartar los crudos que no sean adecuados en el objetivo del proyecto, además se realizara un análisis bloque a bloque para seleccionar los 8 pozos que van a representar a todo el campo.

- Bloque 1:** Los pozos activos son COL 23, COL 24, COL 25 y COL 27, estos pozos tienen accesibilidad, se descarta el COL 25 debido al gran porcentaje de BSW y que no produce de la ARENA C, de la misma manera no es adecuado el COL 23 por producir de la ARENA B, los pozos COL 24 y COL 27 producen de la misma arena (ARENA C) por estos son los candidatos de este bloque.

- ✚ **Bloque 2:** Los pozos activos de este bloque son COL 52 y COL 35, se ha mencionado en el último informe de producción de Campo Escuela Colorado que todos los pozos tienen accesibilidad a excepción del COL 02 y COL 05, por lo tanto no presentan ningún tipo de problemas para ingresar a la zona donde esté ubicado el pozo. Ambos pozos producen de la misma arena (ARENA C), la diferencia entre ellos es que el pozo COL 35 presenta un BSW alto con respecto al COL 52, por esta razón se escoge el COL 52.
- ✚ **Bloque 3:** Este bloque solo presenta un pozo activo que puede aportar información el COL 33, en los criterios ingenieriles se planteó que debe haber representatividad de cada bloque, por este motivo se escoge este pozo para el muestreo teórico.
- ✚ **Bloque 4:** Los pozos activos que pertenecen a este bloque son COL 45, COL 59, COL 67, COL 40 y COL 66, los pozos no presentan ningún problema con la accesibilidad a estos mismos. Los pozos COL 59, COL 67 COL 40 producen de varias arenas, por lo tanto se descartan. Se seleccionó el pozo COL 45 porque produce únicamente de la ARENA C y su BSW se considera bajo en comparación a los demás pozos.
- ✚ **Bloque 5:** De este bloque los pozos activos son COL 75, COL 36, COL 74, COL58 y COL 56, los pozos COL 75, COL 58 producen de varias arenas y por eso son descartados. Los únicos pozos que producen de una sola arena son COL 74, COL 56 y COL 36; donde el COL 36 reporta producción de la ARENA B. Los pozos seleccionados son COL 74 y COL 56 por presentar un bajo BSW y por producir de la ARENA C.
- ✚ **Bloque 6:** Los pozos activos en este bloque son COL 49 y COL 37. Ninguno de los dos pozos presenta problema de accesibilidad a la zona, además ambos pozos producen de varias arenas. Se seleccionó el COL 37 porque presentaba más bajo BSW que el COL 49.

Luego de realizar el anterior análisis se presenta en la Tabla 3 los pozos seleccionados por los criterios ingenieriles.

**Tabla 3. Pozos seleccionados.**

<b>BLOQUE</b>	<b>POZOS REPRESENTATIVOS</b>
<b>Bloque 1</b>	COL 24 COL 27
<b>Bloque 2</b>	COL 52
<b>Bloque 3</b>	COL 33
<b>Bloque 4</b>	COL 45
<b>Bloque 5</b>	COL 74 COL 56
<b>Bloque 6</b>	COL 37

El último paso para la selección del crudo más representativo de la población es aplicar el criterio más relevante a los 8 pozos que se seleccionaron anteriormente, y este criterio es el análisis SARA como se ilustra en la Tabla 4. Por lo tanto, la cantidad de las fracciones del crudo serán un factor importante a la hora de seleccionar el crudo que más se adecue al objetivo del proyecto.

**Tabla 4. Análisis SARA de los crudos.**

<b>Bloque</b>	<b>Pozo</b>	<b>Fracciones % (p/p)</b>			
		<b>Saturados</b>	<b>Aromáticos</b>	<b>Resinas</b>	<b>Asfaltenos</b>
<b>1</b>	Col 24	83,2	9,5	3,1	4,2
	Col 27	78,9	9,6	6,9	4,6
<b>2</b>	Col 52	83,7	8,9	2,4	5,0
<b>3</b>	Col 33	75,4	9,6	6,8	8,2
<b>4</b>	Col 45	83,8	7,3	3,7	5,1
<b>5</b>	Col 56	85,3	6,5	4,8	3,5
	Col 74	75,5	12,9	6,7	4,9
<b>6</b>	Col 37	77,7	11,5	4,5	6,3

**Fuente:** Villarreal E. Moya H. "Análisis de los Fluidos Aplicado a los Hidrocarburos en el Campo Escuela Colorado".

Vale la pena aclarar que las pruebas de análisis SARA de [18] se realizaron de acuerdo a las normas ASTM D6560, ASTM D1319 y ASTM D2549, por precipitación de los asfaltenos con n-pentano; las pruebas fueron realizadas en los laboratorios del centro de investigación y excelencia (CENIVAN) de la Universidad Industrial de Santander.

Finalmente, el crudo del pozo COL 33 es el más adecuado para el desarrollo del proyecto, debido a que posee la parte asfaltenica en un mayor porcentaje que los demás crudos.

### **2.3 SEPARACION DE ASFALTENOS**

Con el propósito de cumplir con los objetivos del proyecto, se debe realizar la fase de separación de asfaltenos del crudo, teniendo en cuenta que el crudo seleccionado ha sido el Crudo Colorado 33 y se va a someter a estudio por contener el mayor porcentaje de asfaltenos. Se requiere extraer el mayor porcentaje de asfaltenos del crudo debido a la gran importancia que tienen estos para ser estudiados en el ámbito de aseguramiento de flujo.

La etapa experimental está basada en los procedimientos descritos en la norma ASTM-D6560-12 “*Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptanes Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products*”; cabe resaltar que esta norma muestra los aspectos más importantes del análisis SARA.

Antes de iniciar con el proceso de separación de asfaltenos, se debe someter al crudo a una prueba de BSW (Contenido de agua y sedimentos), ya que si se tiene un gran porcentaje de BSW contenido en el crudo (>5%) y se realiza la separación de asfaltenos de esta manera, en el proceso de separación de asfaltenos causaría dificultades en la destilación (excesiva formación de espuma); consecuencia de lo anterior, se aconseja deshidratar el crudo. Para realizar la medida del BSW del crudo antes seleccionado se empleó el proceso basado en la norma ASTM-D96-88- API2542 *Contenido de agua y sedimentos (Método de la centrifuga)*, en la cual

el objetivo es determinar el contenido de agua y sedimentos de un crudo mediante el método de centrifugación; esta prueba se realizó en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Para el caso del crudo colorado 33 el procedimiento se desarrolló de la siguiente manera:

- ✚ En primer lugar se llenan 2 tubos de centrifuga con 50% de solvente.
- ✚ Se agrega la muestra directamente al tubo hasta completar el 100% del volumen.
- ✚ Se agregan 2 a 4 gotas de desémulsificante.
- ✚ Tapar los tubos y agitar para que se mezclen los contenidos.
- ✚ Colocar los tubos en el baño de temperatura por 10 min. a  $140 \pm 5^{\circ}\text{F}$ . La temperatura final no debe estar por debajo de  $135^{\circ}\text{F}$ .
- ✚ Sacar e invertir los tubos para garantizar que la mezcla es uniforme.
- ✚ Colocar los tubos en posiciones opuestas en el plato de la centrifuga, la centrifuga debe ser precalentada para conservar la temperatura.
- ✚ Cerrar y centrifugar por 10 min a 1500 rpm.
- ✚ Leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimentos del fondo de cada tubo de la centrifuga.

Como resultado de la prueba de BSW, el crudo colorado 33 presento trazas de agua y sedimentos en su contenido, por consiguiente no hay necesidad de deshidratar el crudo debido a que el porcentaje de agua y sedimentos es bajo, por lo tanto no afecta el proceso de separación de asfaltenos. A continuación se puede apreciar una imagen del resultado en la figura 18.

**Figura 18. Muestras de BSW**



Conociendo la cantidad de agua en el crudo procedemos a realizar la separación asfaltenica. Las pruebas se realizaron en el laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) ubicado en la sede Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander (UIS). Como se mencionó anteriormente, la finalidad de este objetivo es separar los asfaltenos del crudo mediante remoción con heptano siguiendo el procedimiento mencionado en la norma previamente citada. La técnica de separación de asfaltenos radica en 3 importantes fases y se puede observar en la figura 19.

**Figura 19. Esquema de la separación de asfaltenos.**

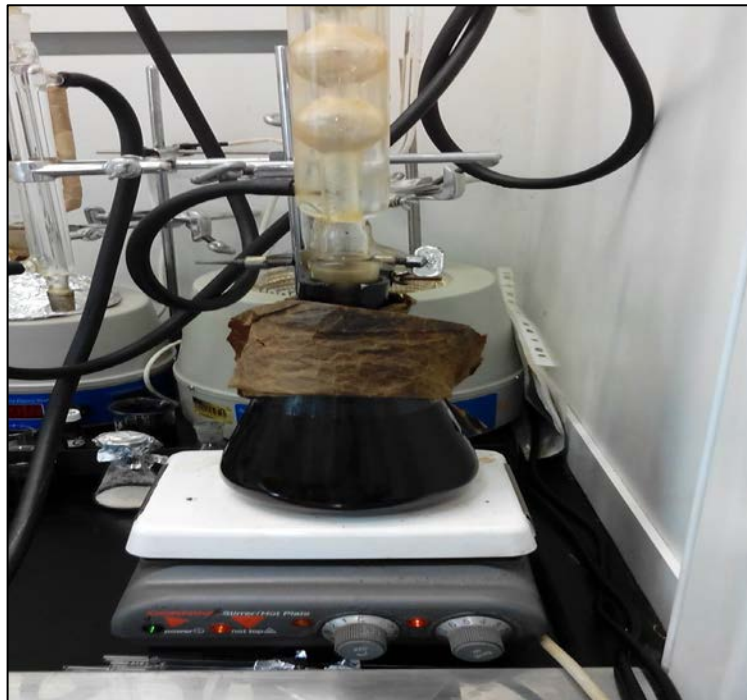


### 2.3.1 Precipitación

La precipitación es una etapa en la cual se toma una porción de muestra se mezcla con heptano y se calienta bajo reflujo; como se sabe los asfaltenos son separados después de la adición de un exceso de disolvente parafínico.

- ✚ Tomar 30 g de muestra en un vaso de precipitado. En este punto es indispensable que todos los materiales estén secos.
- ✚ Transferir la muestra a un matraz Erlenmeyer de 1000 ml y lavar el vaso de precipitado con heptano.
- ✚ Adicionar 400 ml de n-heptano al matraz Erlenmeyer de boca esmerilada.
- ✚ Adicionar esferas de vidrio para favorecer la ebullición de la mezcla.
- ✚ Calentar la mezcla a 205 °C a reflujo durante  $60 \pm 5$  min.

**Figura 20. Montaje de precipitación.**



- ✚ Retirar la mezcla, dejar enfriar y cerrar con un tapón para evitar pérdidas de volátiles.

- ✚ Almacenar la mezcla en una zona oscura durante 24 horas a partir del momento en que fue retirado del reflujo.

Se realizó un total de 30 precipitaciones para alcanzar el volumen requerido de maltenos (crudo desasfaltado) para la realización de pruebas con la herramienta eléctrica la cual exige un volumen de aproximadamente 1 litro de fluido.

### **2.3.2 Filtración**

En la etapa anterior, la mezcla se deja en reposo durante 24 horas para que los asfaltenos se precipiten; en esta fase se va a pasar la mezcla por un dedal cuya función es retener los asfaltenos y otros componentes precipitados.

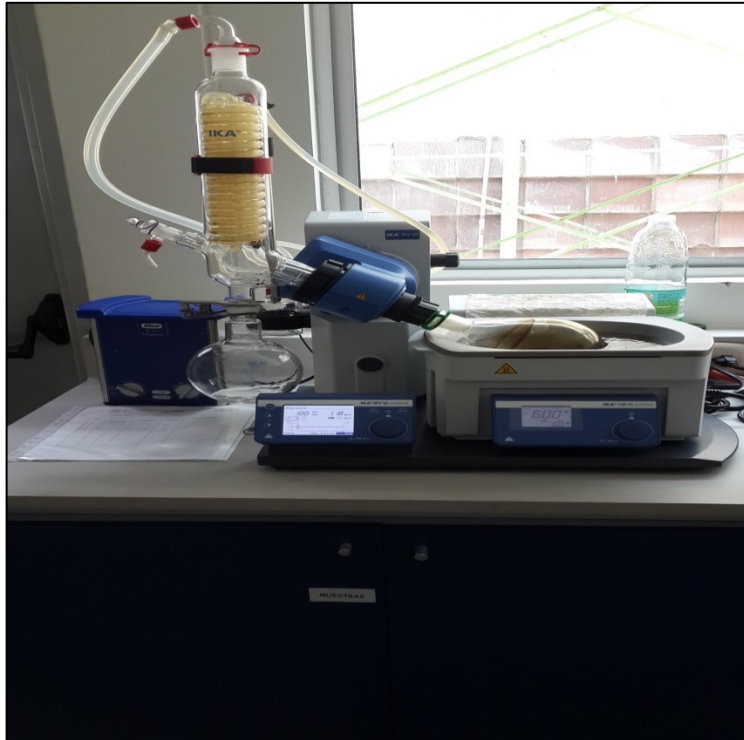
- ✚ Colocar el dedal (previamente lavado con tolueno para remover todos los residuos) en el equipo SOXHLET.
- ✚ Colocar el embudo para facilitar el vertimiento de toda la mezcla al dedal que está en el SOXHLET.
- ✚ Verter la mezcla en el dedal, procurar que la mezcla pase a través del dedal y no por encima de este, ya que los asfaltenos se vaciarían directo al extractor y no quedarían en el dedal (para cada dedal se vertieron 15 precipitaciones).

**Figura 21. Equipo SOXHLET.**



- ✚ Sacar gran parte de la mezcla que pasó a través del dedal hasta que el balón quede con 500 ml (se inicia el proceso de lavado de heptano).
- ✚ Almacenar la mezcla extraída del equipo en un recipiente.
- ✚ Llevar la mezcla almacenada a un roto evaporador para la recuperación de heptano y por otro lado el almacenamiento de maltenos.

**Figura 22. Rotoevaporador.**



Se colocaron dos equipos SOXHLET en funcionamiento, cada uno con un dedal (15 precipitaciones cada uno) para tener el volumen requerido de maltenos.

### **2.3.3 Lavado**

Esta etapa consiste en lavar el heptano en un proceso de reflujo (evaporización y condensación del heptano), con el fin de que todos los asfaltenos queden en el dedal y el heptano se limpie.

- ✚ Se enciende el equipo SOXHLET.
- ✚ El heptano empieza su proceso de evaporización y condensación, dejando los asfaltenos que hay en su interior en el dedal.

- ✚ El proceso de lavado se completa cuando el heptano está totalmente transparente.

**Figura 23. Lavado de heptano.**



- ✚ Finalizado el proceso de lavado, el heptano se extrae del equipo junto con el resto de mezcla que ha quedado para su posterior roto evaporización, dejando solo el dedal en el equipo SOXHLET.
- ✚ El dedal en su interior está saturado de asfaltenos (se conoce de la literatura que los asfaltenos son solubles en componentes aromáticos), por consiguiente se agrega tolueno y se continua a reflujo hasta que todos los asfaltenos se hayan disuelto desde el dedal.
- ✚ Transferir el contenido de asfaltenos más tolueno a un recipiente limpio y seco.
- ✚ Retirar el tolueno por evaporación en una cabina de extracción.
- ✚ Pesar el total de asfaltenos obtenidos.

Para cumplir con el objetivo del proyecto, se realizó un total de 30 precipitaciones de una cantidad aproximada de 1300 ml de crudo para un total de 1200 ml de maltenos y 1,4461 gramos de asfaltenos, que corresponde a un 0,15% en peso de asfaltenos en el crudo Col 33, el cual es inferior al reportado en el estudio *Análisis De Los Fluidos Aplicados A Los Hidrocarburos En El Campo Escuela Colorado*.

## 2.4 PRUEBAS PRELIMINARES

### 2.4.1 Caracterización del crudo y sus maltenos.

La caracterización de los maltenos del crudo Col 33 abarca las medidas de viscosidad, punto de fluidez y punto de nube. La finalidad de esta caracterización, fue establecer unos valores de referencia para las muestras sin tratamiento; es de vital importancia mencionar que los maltenos es la parte del crudo sin asfaltenos, es decir presenta una concentración de asfaltenos del 0%. En la Tabla 5 se presentan los resultados de la caracterización de los maltenos.

**Tabla 5. Caracterización del crudo y sus maltenos.**

PROPIEDAD	MÉTODO/EQUIPO	MALTENOS COL 33	CRUDO COL 33
<b>Viscosidad (<math>\mu_o</math>)(cP) @25°C</b>	Viscosímetro BROOKFIELD Norma ASTM D402-06	5,34	5,93
<b>Punto de Fluidez (°C)</b>	Norma ASTM D 97	-3	6
<b>Punto de Nube (°C)</b>	Calorimetría Diferencial (DSC) Norma ASTM D4419-90 (2010)	30	35

## 2.4.2 Preparación de las muestras

Se prepararon las muestras como se observa en la Tabla 6, de tal forma que la muestra numero 1 corresponde a la homogenización de 50% de asfaltenos extraídos anteriormente del crudo original en los maltenos; la muestra numero 2 pertenece a la homogenización del otro 50% de asfaltenos en los maltenos.

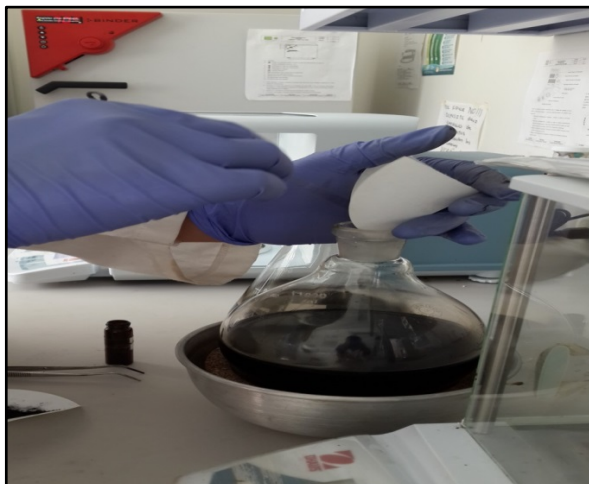
Tabla 6. Preparación de las muestras.

<b>Muestras</b>		
<b>N° de muestras</b>	<b>Maltenos [ml]</b>	<b>Asfaltenos [gr]</b>
<b>1</b>	<b>1000</b>	<b>0,72</b>
<b>2</b>	<b>1000</b>	<b>1,45</b>

Con el objetivo de evaluar el comportamiento del campo eléctrico en diferentes concentraciones de asfaltenos en maltenos, se requiere realizar una homogenización de estos mismos, como se mencionó anteriormente se obtuvo 1,4461 gr de asfaltenos, por lo tanto el procedimiento se realizó de acuerdo a [19] y se describe a continuación:

- I. En un balón agregar la muestra de maltenos, una banda de agitación (magneto) y el 50% de asfaltenos obtenidos anteriormente a la muestra.

**Figura 24. Preparación de muestra de asfaltenos en maltenos.**



- II. Se coloca la muestra en agitación durante un periodo de 18 horas a 60°C.
- III. Dejar reposar la muestra durante 24 horas.

### **2.4.3 Capilares y tiempo de exposición**

A continuación se presenta la Tabla 7 con los resultados obtenidos de los tiempos de exposición junto con los diámetros de cada uno de los capilares; asimismo se evidencia que a mayor diámetro del capilar menor va a ser el tiempo de exposición del crudo al campo eléctrico.

**Tabla 7. Dimensiones de los capilares y tiempos de exposición**

<b>Capilar</b>	<b>Radio interno (R) [mm]</b>	<b>Longitud (L) [cm]</b>	<b>Tiempo de exposición (<math>t_{exp}</math>)[s]</b>
<b>Alto</b>	1,12	3,8	263
<b>Bajo</b>	1,35	3,8	164

#### 2.4.4 Caracterización del campo eléctrico

En los estudios realizados por Tao R. [11] describen la intensidad de campo eléctrico a la cual sometieron el crudo fue de 1000 [V/mm], basándose en estos estudios Rey y Pinzón [1] adecuaron un mecanismo para producir un campo eléctrico estimado de 523 [V/mm]; de igual manera se adecuó campos eléctricos similares a Rey y Pinzón para la ejecución de los experimentos; en la Tabla 8 se muestran los niveles de campo eléctrico.

**Tabla 8. Niveles de campo eléctrico**

<b>Niveles</b>	<b>Tensión [V]</b>	<b>Intensidad de campo eléctrico estimada (E) [V/mm]</b>
<b>Alto</b>	11000	550
<b>Bajo</b>	7200	360

#### 2.5 EJECUCION DEL DISEÑO FACTORIAL

Se realizó una selección de las variables, las cuales son muy relevantes en el análisis de la movilidad de un crudo frente a un campo eléctrico. Las variables seleccionadas fueron: la intensidad de campo eléctrico, el tiempo de exposición y la concentración de asfaltenos; para la optimización cuantitativa de estas variables, se llevó a cabo un diseño experimental factorial utilizando la herramienta STATGRAPHICS CENTURION XVI.II. El diseño consistió de 12 experimentos, además todos los escenarios se replicaron en una ocasión por lo tanto se obtuvo un total de 24 pruebas. Las variables estudiadas y la matriz de diseño se ilustran en las Tablas 9 y 10 correspondientemente.

Tabla 9. Factores y niveles del diseño experimental

FACTOR	NIVELES		
Concentración de asfaltenos [%p/p]	0	50	100
Tiempo de exposición [s]	263		164
Intensidad de campo eléctrico [V/mm]	550		360

Tabla 10. Matriz de diseño experimental

N° de Experimento	Concentración de asfaltenos [%]	Tiempo de exposición [s]	Intensidad de campo eléctrico [V/mm]
1	0	263	550
2	0	263	360
3	0	164	550
4	0	164	360
5	50	263	550
6	50	263	360
7	50	164	550
8	50	164	360
9	100	263	550
10	100	263	360
11	100	164	550
12	100	164	360

Se utilizó el cambio de flujo másico  $\Delta\dot{m}$  en [g/s] como variable de respuesta al tratamiento eléctrico, que es equivalente a la diferencia de flujo másico de una corrida en blanco  $\dot{m}_o$  [g/s] y una con tratamiento  $\dot{m}_t$  [g/s] como se muestra en la

ecuación 3; esta elección se hace con el fin de poder evaluar la movilidad del crudo después de exponerlo al campo eléctrico.

$$\Delta\dot{m} = \dot{m}_0 - \dot{m}_t \quad \text{Ecuación 3}$$

Por consiguiente, un  $\Delta\dot{m}$  positivo indica una disminución en el flujo másico después de aplicar el tratamiento, no obstante un  $\Delta\dot{m}$  negativo indica un aumento en el flujo másico luego de aplicar el tratamiento.

Todas las corridas del experimento, se ejecutaron con el siguiente protocolo:

- I. Se realiza el montaje del equipo, la adecuación del capilar, la conexión de la fuente y la selección del nivel de intensidad del campo eléctrico.
- II. Se carga el dispositivo con 1000 ml de fluido.
- III. Se crea la comunicación entre la balanza y el PC para la toma de datos.
- IV. Se inicia la prueba activando el generador y dejando fluir el fluido durante el tiempo de exposición que se tomó para cada capilar.
- V. Se desactiva el campo y desconectan los conectores de la fuente.

Se debe aclarar que las pruebas se realizaron a temperatura ambiente puesto que las limitaciones de los instrumentos y el equipo son altas, es imposible el control de esta variable. Para la estimación del flujo másico de la corrida en blanco se ejecutó el mismo protocolo que las demás pruebas sin incluir la aplicación del campo eléctrico.

Además, se realizó un cálculo del error experimental causado por diferentes motivos como: manejo de muestras en el laboratorio, errores en las mediciones de las respuestas y posibles alteraciones del viscosímetro capilar. Se repitió este procedimiento 6 ocasiones:

- ✚ Se cargó el dispositivo con 1000 ml de crudo Col 33.
- ✚ Se activó el CE con una intensidad de 550 [V/mm].
- ✚ Se adaptó el capilar para una tiempo de exposición bajo.

- ✚ Se conectó la balanza al PC.
- ✚ Finalmente, se tomaron datos de flujo másico.

A continuación se presentan en la Tabla 11 los datos de flujo másico tomados:

**Tabla 11. Flujo másico para cálculo de error.**

<b>N° de experimento</b>	<b>Flujo másico</b>
1	0,63
2	0,62
3	0,60
4	0,60
5	0,61
6	0,59

Posteriormente, se calcula el promedio, la desviación estándar y el coeficiente de variación que se presentan a continuación en las ecuaciones 4, 5 y 6.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n Xi}{n} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_i (Xi - \bar{x})^2}{n}} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$CV = \frac{S}{\bar{x}} * 100 \quad \text{Ecuación 6}$$

Evaluando las ecuaciones anteriores, los resultados son:

$\bar{X} = 0,61325$   $S = 0,01193$   $CV = 1,94\%$ , lo que indica un grado de confiabilidad alto para los procedimientos realizados en cada experimento.

## 2.5.1 Resultados experimentales y análisis.

### Resultados de flujo másico

A continuación se presenta en la Tabla 12 los resultados recopilados en la ejecución de los experimentos propuestos en el diseño factorial para el delta de flujo másico, observando el comportamiento de las muestras mediante el cambio de flujo másico de una muestra en blanco y una muestra con tratamiento como se mencionó anteriormente.

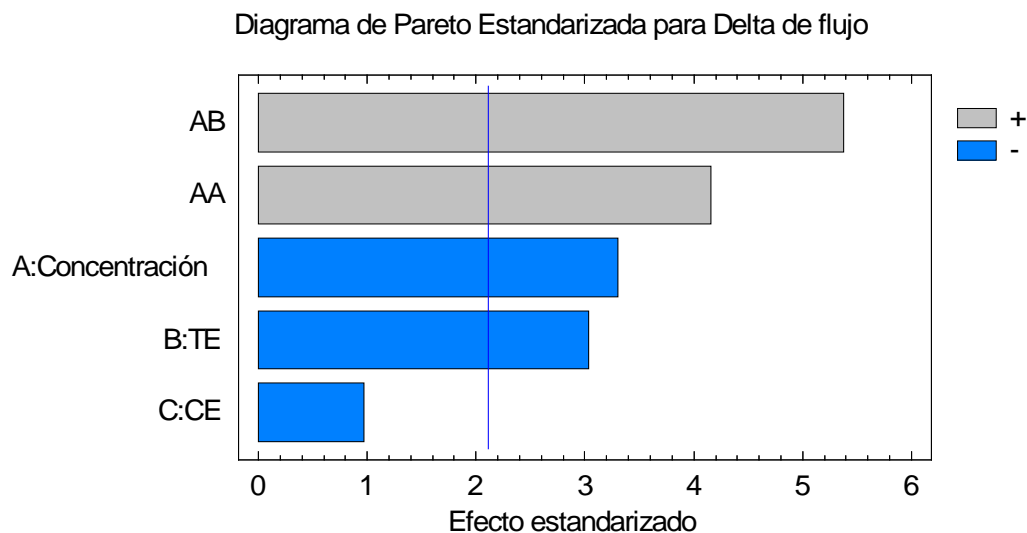
Tabla 12. Delta de flujo másico con la intensidad de campo eléctrico.

Concentración de asfaltenos [%]	Intensidad de CE [V/mm]	Tiempo de exposición [s]	Delta de flujo másico [g/s]	
			Prueba 1	Prueba 2
100	550	263	0,009	0,007
	360		0,008	0,01
	550	164	-0,005	-0,0009
	360		0,005	0,004
50	550	263	-0,009	-0,005
	360		-0,008	-0,004
	550	164	-0,05	-0,04
	360		-0,007	-0,01
0	550	263	-0,008	-0,02
	360		-0,006	-0,02
	550	164	0,1	0,1
	360		0,12	0,11

Para el estudio de los datos compilados del diseño experimental se empleó el software STATGRAPHICS CENTURION XVI.II en el cual se realizó un análisis

estadístico, por consecuencia se obtuvo el diagrama de Pareto estandarizado para el delta de flujo másico, como se muestra en la Figura 25. El diagrama de Pareto muestra los efectos estimados de las variables y su interacción sobre el cambio en el flujo másico, del mismo modo este diagrama establece que la concentración de asfaltenos (A), el tiempo de exposición (B) y la interacción entre ellos resultan ser influyentes en la variable de respuesta, al contrario la intensidad del campo eléctrico (CE) que no es significativo en la respuesta. La línea vertical que se muestra en el diagrama permite determinar cuál efecto es estadísticamente significativo en la variable de respuesta en un 95,0% de confianza. Igualmente es importante resaltar que las interacciones AB y AA son directamente proporcionales al cambio de flujo másico, de esta manera, en el diagrama estas interacciones están identificadas con barras de color gris que indican que están más ligadas al cambio en el flujo másico, por otro lado, las barras de color azul también sobrepasan la línea azul lo que indica que también están ligadas al cambio de flujo másico pero en menor valor.

**Figura 25. Diagrama de Pareto estandarizado para delta de flujo másico.**



Asimismo se realizó un análisis de varianza ANOVA la cual se observa en la Tabla 13 para probar la relevancia estadística de las variables de entrada en la variable de respuesta. En este caso, se observa que cuatro efectos tienen un valor-P menor que 0,05 indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0%.

**Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA para delta de flujo másico.**

<b>Fuente</b>	<b>GI</b>	<b>Valor-P</b>
<b>A: Concentración de asfaltenos</b>	<b>1</b>	<b>0,0042</b>
<b>B: TE</b>	<b>1</b>	<b>0,0075</b>
<b>C: CE</b>	<b>1</b>	<b>0,3438</b>
<b>AA</b>	<b>1</b>	<b>0,0007</b>
<b>AB</b>	<b>1</b>	<b>0,0001</b>
<b>Error total</b>	<b>17</b>	

A partir de conocer la significancia de todos los factores, se puede establecer un modelo matemático para predecir la respuesta a diferentes condiciones del tratamiento, la ecuación 7 es el resultado de la regresión que se ha ajustado a los datos.

$$\Delta \dot{m} = 0,287254 - 0,0051933 * \text{Concentración de asfaltenos} - 0,00101359 * TE - 0,0000529491 * CE + 0,0000182057 * \text{Concentración de asfaltenos}^2 + 0,0000138727 * \text{Concentración de asfaltenos} * TE. \textit{Ecuación 7}$$

En la tabla 14 se realizó la validación del modelo matemático de delta de flujo másico, entonces se evaluó la regresión para distintos valores de concentración de asfaltenos, tiempo de exposición e intensidad de campo eléctrico siempre y cuando estos permanecieran en el rango de los valores de experimentación; como respuesta, los valores de delta de flujo másico no deben salirse de su

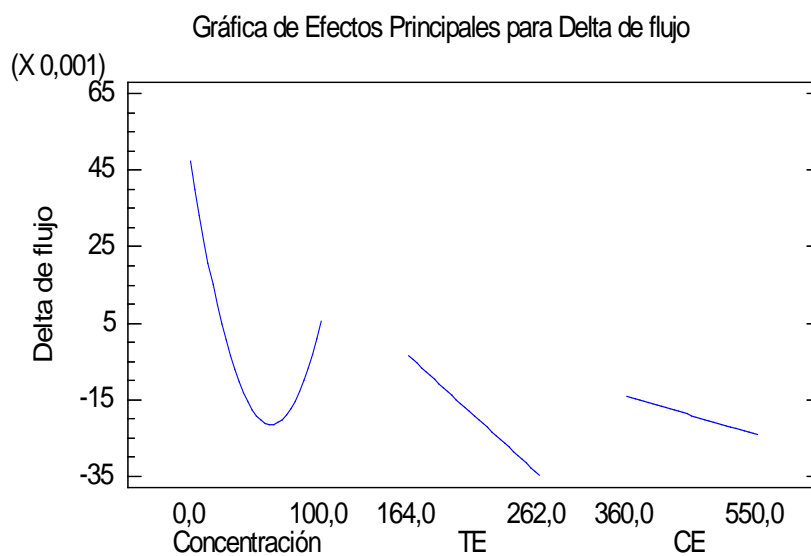
comportamiento inicial, como se muestra en la tabla 14 la validación del modelo es positiva ya que los valores de delta flujo másico no se salen del rango.

**Tabla 14. Valores del modelo de delta de flujo másico.**

<b>CE [V/mm]</b>	<b>Concentración de asfaltenos [%]</b>	<b>TE [s]</b>	<b>Delta de flujo másico [g/s]</b>
<b>360</b>	<b>1</b>	<b>164</b>	<b>0,099</b>
<b>380</b>	<b>0,9</b>	<b>175</b>	<b>0,087</b>
<b>400</b>	<b>0,8</b>	<b>186</b>	<b>0,075</b>
<b>420</b>	<b>0,7</b>	<b>197</b>	<b>0,063</b>
<b>440</b>	<b>0,6</b>	<b>208</b>	<b>0,051</b>
<b>460</b>	<b>0,5</b>	<b>219</b>	<b>0,039</b>
<b>480</b>	<b>0,4</b>	<b>230</b>	<b>0,027</b>
<b>500</b>	<b>0,3</b>	<b>241</b>	<b>0,015</b>
<b>520</b>	<b>0,2</b>	<b>252</b>	<b>0,0039</b>
<b>540</b>	<b>0,1</b>	<b>263</b>	<b>-0,008</b>
<b>550</b>	<b>0</b>	<b>273</b>	<b>-0,018</b>

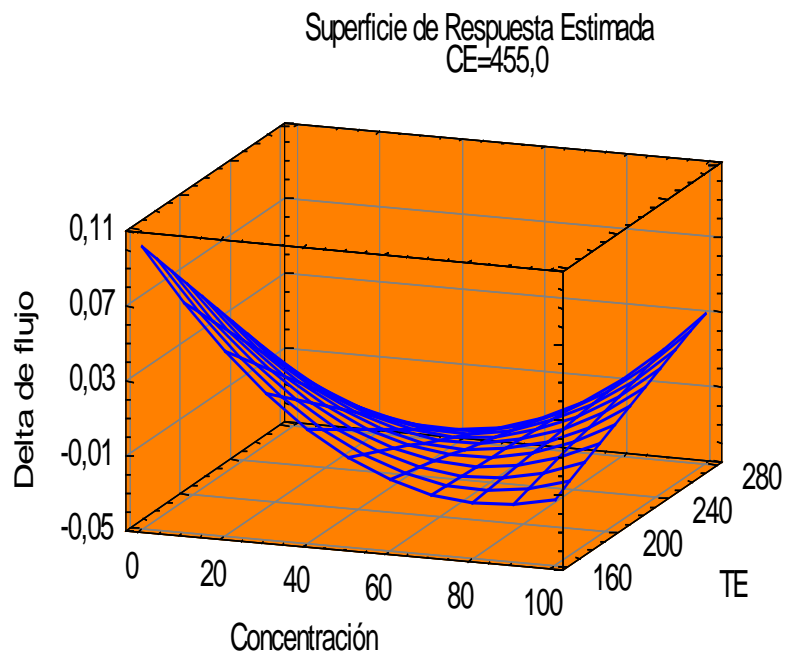
Los resultados también se pueden representar gráficamente en la Figura 26, el cual presenta como la respuesta varia cuando cada uno de las variables de entrada cambia con respecto a sus niveles. La concentración de asfaltenos es la variable de entrada más relevante que afecta el delta de flujo másico, seguido por el tiempo de exposición al campo eléctrico y finalmente la intensidad del campo eléctrico.

**Figura 26. Grafica de efectos principales para delta de flujo másico.**



Los gráficos de superficie permiten predecir los valores de respuesta de diferentes maneras. En la figura 27 se presenta la gráfica de superficie estimada para el delta de flujo másico como función de un par de factores experimentales, en este caso, se seleccionaron la concentración de asfaltenos y el tiempo de exposición al campo eléctrico como variables, manteniendo constante la intensidad de campo eléctrico, para estudiar el delta de flujo másico.

Figura 27. Grafica de respuesta estimada para delta de flujo másico.



### 2.5.2 Caracterización de muestras representativas

Las muestras que presentaron los mejores resultados en el cambio de flujo másico, es decir, un  $\Delta \dot{m}$  negativo significa un aumento en el flujo másico de la muestra tratada con CE. La Tabla 18 presenta las muestras más representativas.

Tabla 15. Condiciones representativas.

Concentración de asfaltenos [%]	Intensidad de CE [V/mm]	Tiempo de exposición [s]	$\Delta\dot{m}$ [g/s]
100	550	263	0,007
	360		0,008
	550	164	-0,05
	360		0,004
50	550	263	-0,009
	360		-0,008
	550	164	-0,05
	360		-0,01
0	550	263	-0,02
	360		-0,02
	550	164	0,1
	360		0,1

### Resultados de punto de fluidez

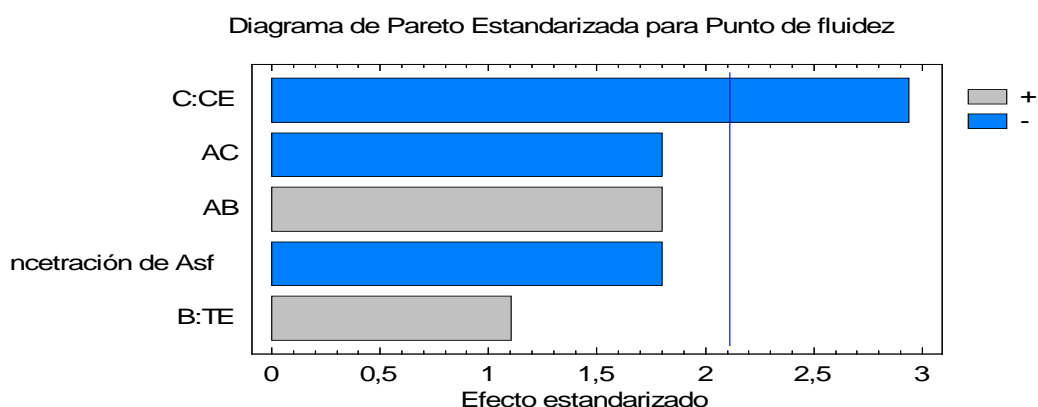
Adicionalmente, se realizaron pruebas de punto de fluidez para observar la movilidad del fluido con una propiedad más relevante; anteriormente se realizó el punto de fluidez para la muestra en blanco la cual indica un punto de comparación con las muestras tratadas. En seguida, la tabla 16 enseña los datos recopilados del punto de fluidez luego de que las muestras han sido tratadas a diferentes valores de las variables de entrada.

Tabla 16. Punto de fluidez con la intensidad del campo eléctrico.

Concentración de asfaltenos [%]	Intensidad de CE [V/mm]	Tiempo de exposición [s]	Punto de fluidez [°C]	
			Prueba 1	Prueba 2
100	550	263	-3	0
	360		0	0
	550	164	-12	-12
	360		0	0
50	550	263	-3	0
	360		0	3
	550	164	-3	-3
	360		3	3
0	550	263	-6	-3
	360		3	3
	550	164	3	3
	360		-3	-3

En la figura 28 se puede observar el diagrama de Pareto para el punto de fluidez, el cual indica el grado de significancia que tienen las variables de entrada sobre las variables de respuesta. El diagrama de Pareto evidencia que la variable de entrada que sobrepasa la línea azul es la intensidad del campo eléctrico, la cual es la que tiene mayor efecto sobre el punto de fluidez. También se observa con menor efecto, que los asfaltenos contribuyen la disminución del punto de fluidez y que la combinación de campo eléctrico y concentración de asfaltenos causan el mismo efecto.

**Figura 28. Diagrama de Pareto estandarizado para el punto de fluidez.**



Del mismo modo se realizó un análisis de varianza ANOVA para el punto de fluidez el cual se ilustra en la tabla 17; ANOVA dice que el valor-P debe estar por debajo de 0,05 para que la variable asignada a ese valor tenga un 95,0% de confiabilidad de que está afectando a la variable de respuesta; para este caso la intensidad de campo eléctrico es la variable más significativa.

**Tabla 17. Análisis de varianza ANOVA para punto de fluidez.**

Fuente	GI	Valor-P
<b>A: Concentración de asfaltenos</b>	<b>1</b>	<b>0,0897</b>
<b>B: TE</b>	<b>1</b>	<b>0,2858</b>
<b>C: CE</b>	<b>1</b>	<b>0,0092</b>
<b>AB</b>	<b>1</b>	<b>0,0897</b>
<b>AC</b>	<b>1</b>	<b>0,0897</b>
<b>Error total</b>	<b>17</b>	

También se puede establecer un modelo matemático que permitirá realizar predicciones del punto de fluidez a partir de la concentración de asfaltenos, el tiempo de exposición y la intensidad de campo eléctrico (Ver ecuación 8).

$$\text{Punto de fluidez} = 5,87959 - 0,0157097 * \text{Concentración de Asf} - 0,0151515 * \text{TE} - 0,00526316 * \text{CE} + 0,000606061 * \text{Concentración de Asf} * \text{TE} - 0,000315789 * \text{Concentración de Asf} * \text{CE} \quad \text{Ecuación 8}$$

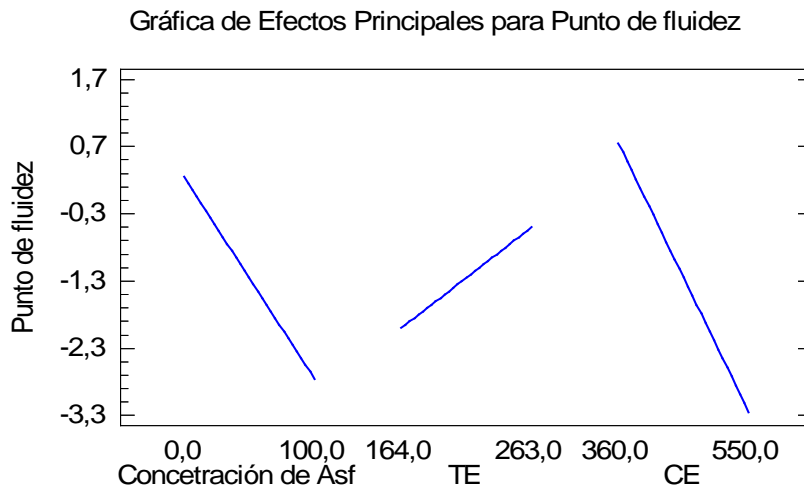
Igualmente se desarrolló la validación del modelo matemático para el punto de fluidez (Ver tabla 18). Entonces se evaluó la ecuación para distintos valores de concentración de asfaltenos, tiempo de exposición e intensidad de campo eléctrico siempre y cuando estos permanecieran en el rango de los valores de experimentación; como respuesta; los valores de punto de fluidez se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Valores del modelo del punto de fluidez.

CE [V/mm]	Concentración de asfaltenos [%]	TE [s]	Punto de Fluidez [°C]
360	1	164	3
380	0,9	175	3
400	0,8	186	0
420	0,7	197	0
440	0,6	208	0
460	0,5	219	0
480	0,4	230	0
500	0,3	241	0
520	0,2	252	0
540	0,1	263	0
550	0	273	-3

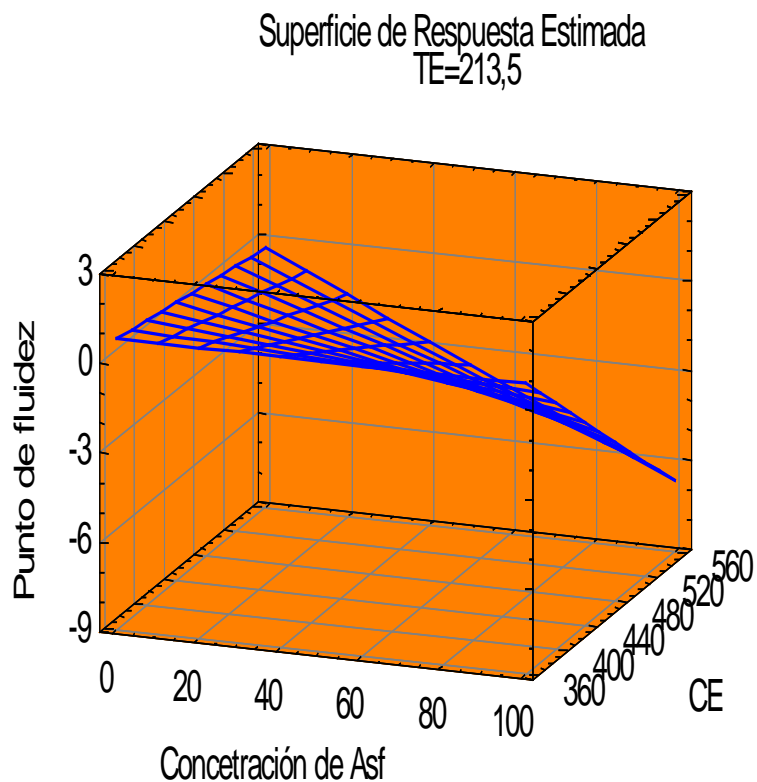
A continuación se presenta en la Figura 29 la gráfica de efectos principales para el punto de fluidez; corroborando el modelo y el análisis anteriormente realizado, se puede visualizar que la variable que es significativa en el cambio del punto de fluidez es la intensidad del campo eléctrico, seguido por la concentración de asfaltenos y el tiempo de exposición, no obstante estas últimas realmente no son lo suficientemente significativas de acuerdo a STATGRAPHICS CENTURION XVI.II.

**Figura 29. Grafica de efectos principales para el punto de fluidez.**



También se puede observar la superficie de respuesta estimada en la Figura 30, donde se evalúa el cambio del punto de fluidez para distintos valores de intensidad de campo eléctrico y concentración de asfaltenos teniendo como valor constante el tiempo de exposición. Adicional, se contempla que cuando se incrementa la concentración de asfaltenos y la intensidad de campo eléctrico se disminuye el punto de fluidez, es decir, desde el crudo desasfaltado (maltenos) hasta el crudo (que tiene 100% de asfaltenos) el punto de fluidez desciende respecto al del crudo sin tratamiento que es de 6°C lo que advierte que el punto de fluidez mejora con la presencia de asfaltenos y por la acción del campo eléctrico.

**Figura 30. Grafica de respuesta estimada para punto de fluidez.**



### **Resultados de viscosidad**

En la tabla 15 se puede evidenciar algunos casos hubo más cambios en los valores de delta de flujo másico, por consiguiente, se han realizado medidas de viscosidad a todas estas muestras en el viscosímetro BROOKFIELD.

A continuación se ilustra los resultados de la viscosidad de las muestras representativas en la Tabla 19.

**Tabla 19. Viscosidad para las muestras representativas.**

<b>Concentración de asfaltenos [%]</b>	<b>Intensidad de CE [V/mm]</b>	<b>Tiempo de exposición [s]</b>	<b>Viscosidad de muestra tratada [cP]</b>
<b>100</b>	<b>550</b>	<b>263</b>	5,45
	<b>360</b>		5,36
	<b>550</b>	<b>164</b>	5,31
	<b>360</b>		5,61
<b>50</b>	<b>550</b>	<b>263</b>	5,33
	<b>360</b>		5,54
	<b>550</b>	<b>164</b>	5,58
	<b>360</b>		5,54
<b>0</b>	<b>550</b>	<b>263</b>	5,27
	<b>360</b>		5,36
	<b>550</b>	<b>163</b>	5,24
	<b>360</b>		5,05

Respecto a la viscosidad sin tratamiento (5,34 cP para los maltenos y 5,93 cP para el crudo) estos resultados muestran que un leve aumento de viscosidad para el crudo (100% de asfaltenos) y para la concentración de asfaltenos del 50%, para los dos niveles de campo eléctrico y tiempo de exposición hubo un pequeño decremento en la viscosidad de los maltenos. Con lo anterior se observa el efecto del contenido de asfaltenos en el incremento de la viscosidad.

## Resultados del punto de nube

Adicionalmente, se caracterizaron las muestras que más cambios en la viscosidad de la Tabla 17 hubo, para observar el comportamiento en el punto de nube (Ver tabla 20); que es un indicador de la temperatura de aparición de parafina [10]. Esta propiedad se midió por la técnica DSC.

Tabla 20. Punto de nube para las muestras más representativas.

Concentración de asfaltenos [%]	Intensidad de CE [V/mm]	Tiempo de exposición [s]	Punto de nube [°C]
100	550	164	50
	360	164	25
50	550	164	25
	360	164	25
0	550	164	28
	360	164	27
Maltenos del Col 33			30
Crudo Col 33			35

En definitiva, el campo eléctrico disminuye el punto de cristalización a medida que se incrementa el contenido de asfaltenos en el crudo sin importar la intensidad del campo eléctrico, excepto para la configuración de una concentración de asfaltenos de 100% (crudo), aplicando una intensidad de campo eléctrico alta (550 V/mm) y tiempo de exposición bajo (164 s) donde se incrementó hasta 50°C, proporcionando un aumento del 43% con respecto al crudo sin tratamiento eléctrico. En resumen, la temperatura de aparición de las parafinas disminuyó luego de ser aplicado el tratamiento eléctrico, aunque solo la muestra de crudo presento cambios negativos desde el punto de vista de la precipitación de parafinas pero para alto campo eléctrico.

### 3. CONCLUSIONES

- El contenido de asfaltenos es una variable que influye en las propiedades del crudo al haber exposición al campo eléctrico, el incremento de su concentración a partir de los maltenos (0%) hasta el crudo (100%) causó una disminución del punto de fluidez de hasta 300%, el punto de cristalización de hasta 29%.
- La exposición al campo eléctrico de las muestras es influyente y causó que la variable de respuesta como el punto de fluidez se viera afectada de manera positiva ya que este disminuyó al aumentar la intensidad de campo eléctrico cuando la concentración de asfaltenos aumentó.
- El análisis estadístico muestra que el cambio de flujo másico es afectado primordialmente por la concentración de asfaltenos y el tiempo de exposición.
- El análisis manifiesta que el punto de fluidez es principalmente influido por la intensidad de campo eléctrico por la concentración de asfaltenos.
- Las mejores condiciones del experimento a las cuales se obtuvo una reducción en todas las variables de respuesta son: Concentración de asfaltenos de 50%, tiempo de exposición bajo (164 s) e intensidad de campo eléctrico bajo (360 V/mm).
- El crudo del pozo Col-33 se puede tratar con campo eléctrico para inhibir la precipitación de parafinas pero utilizando campos eléctricos inferiores a 360 V/mm.

- Se encontró un modelo para determinar el punto de fluidez cuando el crudo sea expuesto a tratamiento con campo eléctrico.

#### 4. RECOMENDACIONES

- Se sugiere realizar un estudio para determinar que otras sustancias podrían estar influyendo en el proceso de precipitación de parafinas e interactuar con el campo eléctrico a parte de los asfaltenos, la salinidad podría llegar a ser una de esas sustancias que interactúe con el campo eléctrico y modifique las propiedades reológicas del crudo.
- Mejorar el equipo de campo eléctrico para que permita la implementación de una fuente de alta tensión con más capacidad y el control de la variable temperatura dado que es un factor importante en la movilidad de un fluido.
- Realizar estudios de aplicabilidad del tratamiento eléctrico en diferentes crudos del Campo Colorado y de otros campos; principalmente crudos de tipo asfáltico.

## CITAS BIBLIOGRAFICAS

[1] Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., “Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos”, Tesis de grado; Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de ingeniería Química, UIS, Colombia 2013.

[2] Delgado J., “Estudio de las Propiedades de los Asfáltenos del Crudo BOSCAN”, Tesis de maestría, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Venezuela, 2005.

[3] Guardia B., Julio C., “Estudio de la Influencia de los Asfáltenos en la Estabilidad de Emulsiones de Agua en Aceite Sometidas a Campo Eléctrico DC” Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, 2007.

[4] T. F. Yen, G. V. Chilingarian, “Developments in Petroleum Science. Asphaltenes and Asphalts, 2”. School of Engineering. University of Southern California. Los Angeles. USA 2000.

[5] Jiménez F., “Caracterización de Asfáltenos por Descomposición Térmica”, Tesis de grado, Escuela superior de ciencias experimentales y tecnología, Universidad Rey Juan Carlos, España, 2009.

[6] Mullins Oliver, Sheu Erik, Hammami Ahmed, Marshall Alan, “Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics”.

[7] Alayon Mario, “Ocurrencia y Floculación de Asfaltenos”. Universidad de los Andes. Escuela de Ingeniería Química, Venezuela 2004.

[8] Delgado J. G. *Asfaltenos: composición, agregación y precipitación. Cuaderno FIRP S369-A. Laboratorio de formulación, interfases, reología y procesos*. Ed: Laboratorio FIRP. Venezuela. 2006.

- [9] E. Ariza, "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado", Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2008.
- [10] Chavarría S., Niño A., "Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfáltenos en el Campo Colorado", Tesis de grado, Facultad de Ingenieras Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS, Colombia, 2010.
- [11] Tao R., X. Xu. "Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field". Energy & Fuels. Philadelphia, USA. 20, 2046-2051. 2006.
- [12] TAO R. "*Final report: Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field*". Department of Physics, Temple University Philadelphia, PA 19122, USA March 4<sup>th</sup>, 2008.
- [13] Less, Simone; Hannisdal, Andreas y Sjöblom Johan. "An electrorheological study on the behavior of water in crude oil emulsions under influence of a DC electric field and different flow conditions". Journal of Dispersion Science and Technology, September 2008.
- [14] Zhang J., Chen F., Zhang N., "The Electrorheological Effect Study of Crude Oil Under the Applied Electric Field". Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering 2<sup>nd</sup> ISSUE. China. 2011.
- [15] Evdokimov, Igor y Kornishin, Konstantin. "Apparent disaggregation of colloids in a magnetically treated crude oil". Energy & Fuels. Moscow, Russia, 2009.
- [16] Ortiz A., Riberos S. "Estudio de la Influencia del Agua en la Movilidad de Crudos Parafínicos Bajo el Efecto de un Campo Eléctrico Externo", Tesis de grado, Facultad de Ingenieras Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, UIS, Colombia 2012.
- [17] Aramendiz J. Velásquez M. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado". Tesis

de grado; Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS, Colombia 2008.

[18] Villarreal E. Moya H. “Análisis de los Fluidos Aplicado a los Hidrocarburos en el Campo Escuela Colorado”. Tesis de grado; Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS, Colombia 2012.

[19] Rincón F., “Influencia de los Asfaltenos en la Precipitación de Parafinas del Crudo de Campo Escuela Colorado”, Tesis de grado, Facultad de Ciencias Básicas, Universidad de Pamplona, Colombia 2012.

[20] Herrera J., “Revisión y Adecuación del Equipo LOOP de Asfaltenos para la Validación del Fenómeno Electrocinético Causante de la Precipitación de Asfaltenos en Sistemas Dinámicos”, Escuela de Ingeniería Química, UIS, 2009.

## BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptanes Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products. ASTM-D6560-12. Pensilvania, E.U., 2012
- MULLINS Oliver, SHEU, Erik, HAMMAMI Ahmed, MARSHALL, Alan. Eds. Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics. [online] Springer. [Spring Street, New York ] Springer Science Business Media, 2007. [Cited: 14 Oct. 2014].
- REY VARGAS, John Edinson y PINZON AMOROCHO, Jerson Alexis. Estudio de la influencia de un campo eléctrico externo en la movilidad de crudos parafínicos. Trabajo de grado Ingeniero Químico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química, 2013.
- TAO R. and XU X. Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field. En: Energy & Fuels. 2006.
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. *Contenido de agua y sedimentos (Método de la centrifuga)*. ASTM-D96-88- API2542.
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. *Medición del punto de fluidez*. ASTM-D95

## ANEXO A

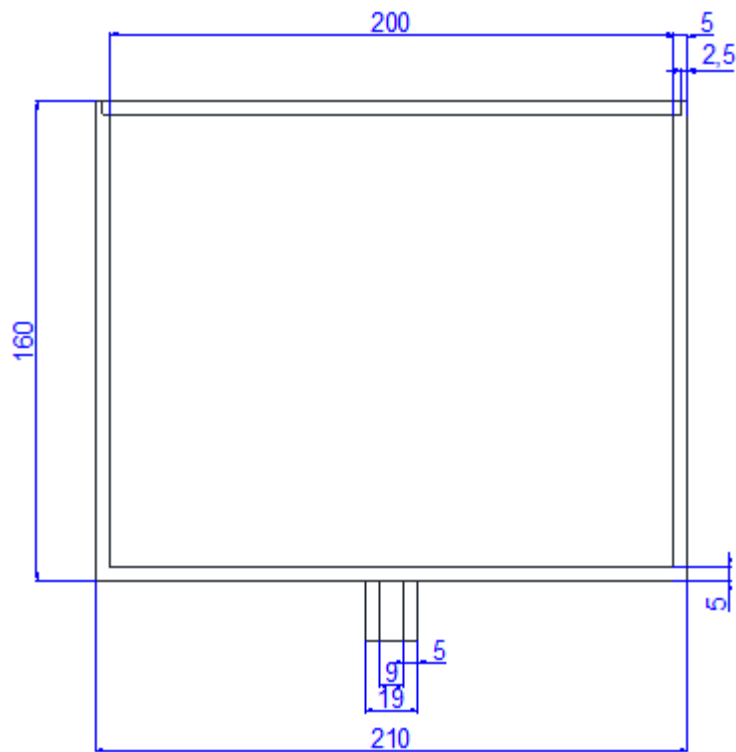
### SISTEMA PARA LA APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO

El presente anexo muestra en detalle las características del equipo utilizado para la aplicación del tratamiento eléctrico, la construcción del mismo se llevó a cabo en acrílico cristal, calibre 5 [mm]; el sistema en general se divide en dos partes: tanque de almacenamiento y tubo de descenso como se muestra en la Figura 31, el tanque consiste en un cilindro de 20 [cm] de diámetro interno y 16 [cm] de altura, las dimensiones exactas se muestran en la Figura 26, el propósito de éste, es almacenar un volumen considerable de crudo, de tal forma que el flujo a través del capilar no represente variaciones significativas del nivel del líquido.

**Figura 31. Sistema para el tratamiento eléctrico.**



**Figura 32. Tanque de almacenamiento, dimensiones en mm.**



**Fuente:** Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., "Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos".

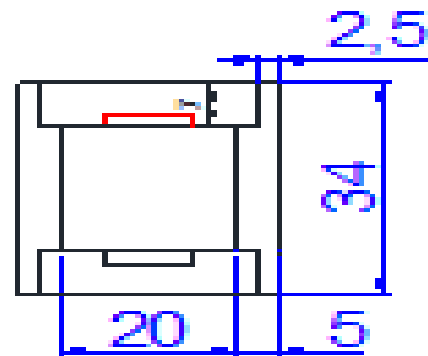
El tubo de descenso, consiste en un ducto de sección transversal cuadrada (2cm\*2cm) y se compone de tres piezas, la primera de ellas, mostrada en la Figura 27, es un tramo de 45 [cm] de largo, que se acopla en su parte superior al tanque de almacenamiento. La segunda sección del tubo tiene dos configuraciones, una para cada par de electrodos, permitiendo así, la variación de la dirección del tratamiento; para el campo paralelo, los electrodos se ajustan en la parte superior e inferior de esta pieza, por medio de dos ranuras, cada una en una cara opuesta del ducto, ver Figura 33.

Figura 33. Sección 1 del tubo de descenso, dimensiones en mm.



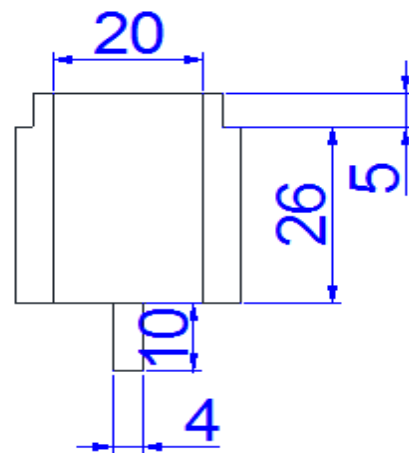
**Fuente:** Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., "Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos".

Figura 34. Sección 2, acoplamiento de los electrodos, configuración en forma paralela, dimensiones en mm.



**Fuente:** Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., "Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos".

Figura 35. Sección 3, acoplamiento de los capilares, dimensiones en mm.



**Fuente:** Rey V. John E., Pinzón A. Jerson A., "Estudio de la Influencia de un Campo Eléctrico Externo en la Movilidad de Crudos Parafínicos".

La tercera pieza, cierra el tubo de descenso y permite la adecuación de los capilares; en su base tiene acoplada la boquilla de una jeringa, facilitando así, la instalación de las agujas hipodérmicas que se usaron como capilar para el viscosímetro. Las dimensiones de esta pieza se muestran en la Figura 35.