

*ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DEL AGUA EN LA MOVILIDAD DE CRUDOS  
PARAFÍNICOS BAJO EL EFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO EXTERNO*

ANGELA MARCELA ORTIZ CASTRO

SERGIO MARIO RIBEROS MONTERO

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

2012

*ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DEL AGUA EN LA MOVILIDAD DE CRUDOS  
PARAFÍNICOS BAJO EL EFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO EXTERNO*

ANGELA MARCELA ORTIZ CASTRO

SERGIO MARIO RIBEROS MONTERO

**Propuesta de Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al  
Título de Ingeniero Químico**

**Director:**

**Ph.D. Gustavo Emilio Ramírez Caballero, Ingeniero químico.**

**Codirectores:**

**Ph.D. Hermann Raúl Vargas Torres, Ingeniero electrónico**

**M.Sc. Emiliano Ariza León, Ingeniero de petróleos**

**Ing. Cristian Jiménez Leiva, Ingeniero electrónico**

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

2012

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo expresan sus agradecimientos a:

A *Dios*, dueño de toda nuestra existencia y todos nuestros actos.

A *nuestras familias*, motores de nuestro esfuerzo.

La *Universidad Industrial de Santander*, por permitirnos formarnos como profesionales y como personas.

La *Escuela de Ingeniería Química* y todo el personal que labora en ella, por abrirnos sus puertas con tanto cariño, por todo el conocimiento impartido y por todos los valores enseñados.

Al *profesor Gustavo Emilio Ramírez Caballero* y el *Ing. Cristian Jiménez Leiva*, por su ayuda y acompañamiento incondicionales, por toda la paciencia y toda la comprensión.

A los *profesores Arlex Chaves, Emiliano Ariza León, Hermann Raúl Vargas Torres* y *Álvaro Ramírez*, por sus valiosos aportes.

A los técnicos del laboratorio de procesos, *Eduardo y Wilson*, al *Ing. Guillermo* y a la *Ing. Natalia*, por la ayuda prestada durante las pruebas experimentales.

A la *Ing. Carolina Ardila Suárez*.

A nuestros compañeros de trabajo *John Rey, Johana Almeyda, Jerson Pinzon, Andrés Ramírez, Marco Arias, Byron Campo, José Suárez* y *Andrés Hernández*.

Al Grupo de Investigación de *Campo Escuela Colorado* de la Universidad Industrial de Santander.

## *Dedicatoria*

*A Dios por su guía y por permitirme alcanzar este logro en mi vida.*

*A mis padres Luz Arely y Jorge por todo su apoyo, comprensión y paciencia durante todo el desarrollo de mi formación personal.*

*A mis hermanos Jorge e Ivonne, quienes me han acompañado en los momentos más alegres y difíciles de la vida.*

*A mi sobrinita Gabriela quien ha traído felicidad a mi vida.*

*A toda mis familiares de quienes he aprendido grandes lecciones de vida.*

*A mis amigas del colegio, quienes han sido mis confidentes y apoyo, durante toda mi vida.*

*A mis amigos y compañeros de universidad, los cuales me ayudaron a superar todos los retos de la carrera.*

*A mi compañero Sergio, por su dedicación y compromiso con el proyecto.*

*Angela Marcela Ortiz Castro*

*“Todo lo puedo en Cristo que me fortalece”*

*Pablo, en Filipenses 4.13*

*A mis padres Nelly y Néstor, sus consejos, su tiempo, su ejemplo, todo cuanto soy es por ellos que nunca han desfallecido en su lucha por hacer de mí una excelente persona.*

*A mis hermanos Nicolás y Angie a quienes admiro y amo, porque aun siendo mis hermanos menores me han enseñado más de lo que yo he podido enseñarles.*

*Para mis padres y mis hermanos todo mi amor, mis triunfos, mi admiración y mi tiempo.*

*A mis Abuelos maternos Samuel y Mercedes, a mis abuelos Paternos Julio y Sara y a toda mi familia ejemplo de amor y de perseverancia.*

*A Viviana María Fuciños Manrique y a toda su familia, por su amor y apoyo incondicional.*

*A Angelilla, quien llegó en el momento justo y estuvo siempre a mi lado en esta experiencia única en mi vida, porque encontré una maravillosa persona en los momentos difíciles y una gran aliada para compartir las alegrías.*

*A mis amigos, que me entregan todos los días su apoyo incondicional.*

***Sergio Mario Riberos Montero***

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	19
1. FUNDAMENTO TEÓRICO .....	22
1.1 CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO .....	22
1.2 PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS .....	22
1.2.1 Propiedades involucradas en la precipitación de parafinas.....	23
1.3 VISCOSIDAD EN UN CAPILAR .....	23
1.4 EMULSIONES .....	24
1.4.1 Tipos de emulsión .....	24
1.4.2 Estabilidad de una emulsión .....	25
1.5 CAMPO ELÉCTRICO .....	25
2. METODOLOGÍA.....	26
2.1 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL VISCOSÍMETRO Y DE LA HERRAMIENTA ELÉCTRICA .....	26
2.2 RECOLECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE CRUDO .....	27
2.2.1 Recolección de muestras de crudo .....	27
2.2.2 Caracterización de las muestras de crudo .....	28
2.3 PRUEBAS PRELIMINARES .....	28
2.3.1 Selección de la disposición de las placas .....	29
2.4 PREPARACIÓN DE EMULSIONES .....	30
2.5 CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES .....	32
2.6 PRUEBAS DEL DISEÑO EXPERIMENTAL .....	33

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	34
3.1 SELECCIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE LAS PLACAS .....	34
3.2 CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO CAPILAR.....	36
3.3 DISEÑO DE EXPERIMENTOS.....	36
3.3.1 CÁLCULO DEL TIEMPO DE EXPOSICIÓN AL CAMPO ELÉCTRICO..	
.....	38
3.3.2 DIAGRAMA DE PARETO .....	38
3.3.3 MODELO DE REGRESIÓN .....	39
3.3.4 MEJOR CONDICIÓN DEL EXPERIMENTO .....	42
RECOMENDACIONES.....	44
REFERENCIAS .....	45

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Dimensiones de los capilares.....	27
<b>Tabla 2.</b> Propiedades del crudo.....	28
<b>Tabla 3.</b> Emulsiones W/O seleccionadas. ....	31
<b>Tabla 4.</b> Propiedades de las emulsiones.....	32
<b>Tabla 5.</b> Viscosidad para las diferentes placas.....	35
<b>Tabla 6.</b> Factor de corrección para los capilares.....	36
<b>Tabla 7.</b> Niveles de cada factor del diseño.....	37
<b>Tabla 8.</b> Diseño de experimentos. ....	37
<b>Tabla 9.</b> Tiempo de exposición al campo eléctrico.....	38
<b>Tabla 10.</b> Mejor condición para el diseño de experimentos.....	42

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Líneas de campo eléctrico entre dos cargas de signo opuesto .....	25
<b>Figura 2.</b> Viscosímetro con placas perpendiculares.....	26
<b>Figura 3.</b> Viscosímetro con placas paralelas.....	26
<b>Figura 4.</b> Disposición de las placas. (a) placas paralelas al flujo.(b) placas perpendiculares al flujo. ....	29
<b>Figura 5.</b> Micrografías emulsione 5% v/v. ....	32
<b>Figura 6.</b> Micrografías emulsione 10% v/v .....	32
<b>Figura 7.</b> Diagrama de Pareto Estandarizado para el diseño.....	39
<b>Figura 8.</b> Contornos de la superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0003379 m .....	41
<b>Figura 9.</b> Contornos de la superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0004103 m .....	41

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A. CAMPO ESCUELA COLORADO .....</b>	<b>50</b>
<b>ANEXO B. EMULSIONES .....</b>	<b>54</b>
<b>ANEXO C. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA CARACTERIZACIÓN .....</b>	<b>57</b>
<b>ANEXO D. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN .....</b>	<b>61</b>
<b>ANEXO E. PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>ANEXO F. PRUEBAS PRELIMINARES .....</b>	<b>69</b>
<b>ANEXO G. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL DISEÑO FACTORIAL .....</b>	<b>78</b>

## NOMENCLATURA

$\mu$ : Viscosidad dinámica. [Pa.s]

$r_{int}$ : Radio interno del capilar. [m]

$\rho$ : Densidad. [kg/m<sup>3</sup>]

$P_0$ : Presión a la entrada del capilar. [Pa]

$P_L$ : Presión a la salida del capilar. [Pa]

$W$ : Flujo másico. [kg/s]

$L$ : Longitud del capilar. [m]

$\rho_E$ : Gravedad específica.

O/W: Emulsión aceite en agua.

W/O: Emulsión agua en aceite

DSC: Técnica de calorimetría diferencial de barrido.

BBL: Barriles de crudo.

BOPD: Barriles de crudo por día.

EPR: Resonancia paramagnética electrónica.

NMR: Resonancia magnética nuclear.

$f_{CO}$ : Factor de corrección para la viscosidad.

$\mu_{OFITE}$ : Viscosidad medida en el viscosímetro OFITE 900. [cP]

$\mu_{CAPILAR}$ : Viscosidad calculada en el viscosímetro capilar. [cP]

GDL: Grados de libertad.

$E$ : Intensidad del campo eléctrico [V/cm].

$\mu_0$ : Viscosidad inicial [cP].

$\mu_{TE}$ : Viscosidad después del tratamiento eléctrico [cP].

$w_{H_2O}$ : Porcentaje de agua [%v/v].

$\rho_{emulsión}$ : Densidad de la emulsión [kg/m<sup>3</sup>].

$V$  : Volumen ocupado por las placas y la tubería rectangular [m<sup>3</sup>].

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DEL AGUA EN LA MOVILIDAD DE CRUDOS PARAFÍNICOS BAJO EL EFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO EXTERNO. \*

**AUTORES:** Angela Marcel Ortiz Castro, Sergio Mario Riberos Montero. \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Campo Escuela Colorado, crudos parafínicos, precipitación de parafinas, campo eléctrico, viscosidad.

### DESCRIPCIÓN:

En la explotación, transporte y almacenamiento de crudos parafínicos, la precipitación de parafinas es el principal problema, ya que ocasiona taponamientos en las líneas de extracción del hidrocarburo. En anteriores estudios realizados en el Campo Escuela Colorado, se encontró que la aplicación de campos magnéticos previene la precipitación de las parafinas. Actualmente se está estudiando la posibilidad de aplicar campos eléctricos, para inhibir la precipitación, ya que estos son más fáciles de generar que los campos magnéticos. Además se encontró en otros estudios que el tratamiento eléctrico puede obtener los mismos resultados que el tratamiento magnético.

En este proyecto se diseñó y construyó un viscosímetro capilar, el cual permite la aplicación directa del campo eléctrico, para estudiar el efecto que tiene el agua en el crudo, cuando esté es tratado con un campo eléctrico. Para este estudio se planteó un diseño factorial de dos niveles (alto y bajo) y tres factores (intensidad de campo eléctrico, porcentaje de agua en el crudo, tiempo de exposición al campo eléctrico), mediante este diseño se realizó un análisis de varianza para determinar qué factores son estadísticamente significativos.

Se pudo concluir que al aumentar el agua en el crudo, se puede obtener una reducción de la viscosidad al aplicar un campo eléctrico, contrario a lo que se obtuvo para el crudo deshidratado, en donde la viscosidad aumento con el campo eléctrico.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ph.D. Gustavo Emilio Ramírez Caballero. Codirectores: Ph.D. Hermann Raúl Vargas Torres, M.Sc. Emiliano Ariza León, Ing. Cristian Jiménez Leiva.

## ABSTRACT

**TITLE:** *STUDY OF THE INFLUENCE OF WATER IN THE MOBILITY OF PARAFFINIC CRUDES UNDER THE EFFECT OF AN EXTERNAL ELECTRIC FIELD.* \*

**AUTHORS:** Angela Marcel Ortiz Castro, Sergio Mario Riberos Montero.\*\*

**KEYWORDS:** Campo Escuela Colorado, paraffinic oils, paraffin precipitation, electric field, viscosity.

### DESCRIPTION:

In the operation, transport and storage of paraffin crude, paraffin precipitation is the main problem, since it causes blockages in the lines for oil extraction. In earlier studies in the Campo Escuela Colorado, it was found that the application of magnetic fields prevents precipitation of paraffins. Now is being studied the possibility of applying electric fields to inhibit precipitation, as these are easier to generate than magnetic fields. In addition, other studies found that the electrical treatment can achieve the same results that the magnetic treatment.

In this project was designed and constructed a capillary viscometer, which allows the direct application of the electric field, to study the effect of water in the oil, when it is treated with an electric field. For this study was proposed a factorial design of two levels (high and low) and three factors (electric field strength, the percentage of water in oil, exposition time to the electric field ), through this design, an analysis of variance was carried out to determine which factors are statistically significant.

It was concluded that increasing the water in the oil, a reduction of the viscosity can be obtained, by applying an electric field, contrary to what is obtained for the dehydrated crude, wherein the viscosity increase with the electric field.

---

\* Work Degree

\*\* Physical-Chemistry Engineering Faculty. Chemical Engineering School. Director: Ph.D. Gustavo Emilio Ramírez Caballero. Codirectors: Ph.D. Hermann Raúl Vargas Torres, M.Sc. Emiliano Ariza León, Ing. Cristian Jiménez Leiva.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera los pozos de crudos parafínicos presentan problemas en el transporte del crudo entre el yacimiento, la boca del pozo y la superficie, estos se deben principalmente a la cristalización de parafinas [1]. En la actualidad se están utilizando diferentes métodos para la reducción de la viscosidad del crudo y así facilitar el transporte, producción y conservación del mismo, uno de ellos es el incremento de la temperatura del crudo, pero este método requiere mucha energía y genera preocupación por su impacto ambiental [27]; también se pueden agregar agentes reductores, los cuales no solo son costosos, sino que también aumentan los costos de refinación [27]. Por estas razones se está estudiando una tecnología que aplica campos magnéticos y eléctricos sobre el crudo para mejorar sus propiedades reológicas.

En estudios realizados anteriormente en el Campo Escuela Colorado, se ha reportado que la aplicación de campos magnéticos inhibe la precipitación de componentes parafínicos debido a una reducción en la viscosidad, punto de nube y punto de fluidez de las muestras de crudo [34]. En este proyecto se propone implementar campos eléctricos, como una alternativa para solucionar el problema de la precipitación de parafinas, debido a que estos son más fáciles de aplicar, no producen calentamiento y además se han encontrado varios estudios que reportan la efectividad del tratamiento, algunos de estos estudios serán nombrados a continuación.

En estudios realizados por Tao R. [29, 28], se resalta el efecto del campo eléctrico sobre los crudos parafínicos, asfálticos e incluso mezclas de estos. Bajo el efecto de campos eléctricos las muestras evidencian una reducción en su viscosidad, que se atenúa paulatinamente durante las horas posteriores al procedimiento. Tao R. en 2007 [30] propone un mecanismo universal de reducción de viscosidad para

todas las suspensiones líquidas. Este mecanismo se fundamenta en la agregación de las partículas dentro del crudo (asfáltenos o parafinas) debido al efecto del campo magnético o eléctrico externo. 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 [26] llevo a cabo simulaciones de flujo de un crudo en tubería, demostró que al aplicar un campo eléctrico en dirección paralela al movimiento del fluido a temperatura constante, se logra una disminución de la viscosidad del fluido.

Otros autores han estudiado la influencia de algunas variables sobre la efectividad del tratamiento eléctrico y magnético. Zhang J. en 2011 [35] reporta 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. Less Simone en 2008 [12] analizó la estabilidad de diferentes emulsiones bajo el efecto de un campo eléctrico, encontró que hay un valor de intensidad de campo crítico al cual se logra desestabilizar la emulsión de agua en crudo (W/O). La investigación realizada por Goncalves José L. [8, 9] demostró que solo algunas de las muestras de crudo estudiadas, fueron afectadas por el campo magnético externo. Se propuso que el efecto fue debido a que las muestras mostraron la mayor tasa de aromáticos/alifáticos y también la mayor cantidad de agua, en comparación a las otras muestras que no se vieron afectadas.

Basándose en estas investigaciones se ha encontrado que el tratamiento eléctrico puede influir en la viscosidad del crudo, sin embargo el efecto no solo depende de la intensidad del campo, sino también de la composición del fluido. Se ha observado que la presencia de agua influye en el efecto que tiene el campo eléctrico sobre la muestra de crudo; a pesar de estas observaciones, no se ha profundizado sobre este tema. Por esta razón en este proyecto se estudió el efecto del campo eléctrico en el crudo cuando este contiene agua en diferentes proporciones. El objetivo principal de esta investigación es determinar el efecto de

un campo eléctrico externo en la viscosidad del crudo de Campo Escuela Colorado en emulsión con diferentes proporciones de agua. Adicionalmente, esta investigación busca establecer el rango de campo eléctrico y condiciones experimentales convenientes para lograr afectar la viscosidad del fluido. Este proyecto hace parte de una investigación de maestría del Campo Escuela Colorado llamada “CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO DE UNA HERRAMIENTA MAGNÉTICA PARA INHIBIR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO”, este es un proyecto interdisciplinar en el cual participan estudiantes de diferentes escuelas como ingeniería eléctrica, ingeniería química, ingeniería electrónica e ingeniería mecánica.

El documento será dividido en 3 capítulos, en el primero se presentará el fundamento teórico de la investigación, se explicarán los principales conceptos y teorías relacionadas con el proyecto. En el segundo, se presentan la secuencia de pasos necesarios para el desarrollo del proyecto. En el último capítulo se muestran los resultados obtenidos en las pruebas experimentales. Las pruebas experimentales se realizaron en un dispositivo construido en el laboratorio basado en el usado en otro trabajo experimental [26]. Este dispositivo funciona como un viscosímetro capilar, en donde a partir del flujo másico se obtiene la viscosidad del fluido. Al dispositivo se le acopló una herramienta eléctrica que permite la manipulación de la intensidad del campo eléctrico. Para el análisis de los datos se realizó un diseño de experimentos factorial. Mediante el análisis estadístico se obtuvo un modelo matemático que relaciona las variables de entrada significativas del proceso con la variable de salida. Finalmente se presentará las conclusiones obtenidas en el desarrollo del proyecto y algunos anexos en donde se ampliará información, como datos de Campo Escuela Colorado, la descripción de las pruebas de caracterización y la preparación y formulación de las emulsiones crudo y agua.

## **1. FUNDAMENTO TEÓRICO**

### **1.1 CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO**

En el Campo Escuela Colorado el principal problema operativo ha sido la deposición de parafinas, generada básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección [1]. Este pozo posee un crudo rico en parafinas las cuales son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas. Aquellas parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del  $C_{18}$  hasta el  $C_{60}$ . [15]

Los crudos parafínicos se caracterizan por que contiene más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos más del 40% de alcanos y parafinas. [1]. Son de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 – 0,85 g/ml).

### **1.2 PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS**

La cristalización está determinada por tres fenómenos sucesivos. El primero de ellos es la nucleación, ocurre cuando la temperatura de la solución llega hasta el punto de nube, las moléculas de parafina se empiezan a precipitar y continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables [22]. Este es el mecanismo a controlar en la precipitación de parafinas ya que además de las ceras, cualquier partícula inorgánica puede actuar como un sitio de nucleación [31]. La segunda etapa es el crecimiento, el cual una vez ocurrida la nucleación y a una temperatura cercana a la de punto de nube, el crecimiento de los cristales es normalmente espontáneo [34, 22] debido a que las moléculas de parafinas precipitan

sucesivamente sobre las caras laterales de los cristales [20]. La última etapa es la aglomeración, esta se da al enfriar el crudo a una temperatura más baja a la del punto de nube, modificando las propiedades reológicas de la solución [20].

### 1.2.1 Propiedades involucradas en la precipitación de parafinas

Las propiedades más importantes en el tratamiento de crudos parafínicos son, punto de nube, punto de fluidez y viscosidad.

- **Punto de nube:** Es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina [18].
- **Punto de fluidez:** Temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de las parafinas precipitadas a medida que se enfría la muestra [18].
- **Viscosidad:** Un fluido es una sustancia que sufre una deformación continua cuando se somete a un esfuerzo cortante, la resistencia que ofrece el fluido a esta deformación se conoce como viscosidad. Esta es función de la presión y de la temperatura [34].

### 1.3 VISCOSIDAD EN UN CAPILAR

Los experimentos de este proyecto se llevaron a cabo en un viscosímetro capilar, el cual se describirá en el capítulo siguiente. Para obtener la viscosidad se usó la ecuación de Hagen-Poiseuille (ecuación 1) [3]. En esta ecuación se considera al fluido como newtoniano, flujo laminar, estado estacionario, densidad constante, isotérmico y en donde el fluido se mueve por acción de la diferencia de presiones y por efectos de la gravedad. Además se especifica que la longitud del tubo es muy grande con respecto al radio, de modo que los “efectos finales” puedan ser despreciados a lo largo del capilar [3].

$$\mu = \frac{\pi \cdot r_{int}^4 \cdot \rho \cdot (P_0 - P_L)}{8 \cdot W \cdot L} \quad (\text{Ecuación 1})$$

## 1.4 EMULSIONES

Una emulsión es un sistema heterogéneo, que está formado por lo menos de un líquido inmiscible íntimamente disperso, en otro en forma de gotas. Los diámetros internos de las gotas, por lo general exceden los 0,1  $\mu\text{m}$ . Las emulsiones poseen una estabilidad mínima que puede ser acentuada por aditivos tales como productos tensoactivos (surfactantes), sólidos finamente divididos, etc. Para la obtención de una emulsión es necesaria la acción de un factor mecánico (agitación) que promueva la dispersión de los componentes del sistema [23].

### 1.4.1 Tipos de emulsión

Las emulsiones se pueden clasificar según la distribución de la fase continua y la fase dispersa. Se conocen principalmente tres tipos de emulsión:

- Directas: consisten en gotas de agua en una fase continua de aceite.
- Inversas: consisten en gotas de aceite en una fase continua de agua.
- Mixtas: son en las que la fase interna es a su vez una emulsión.

El tipo de emulsión que se forma depende de varios factores, dentro de los cuales se encuentra la fracción de volumen. Cuando la fracción de volumen de una de las fases es muy pequeña en comparación con la otra, la fase que tiene la fracción más pequeña es dispersada en forma de gotas en la fase continua. Cuando la relación de volúmenes es cercana a 1, otros factores serán los que determinarán el tipo de emulsión [21].

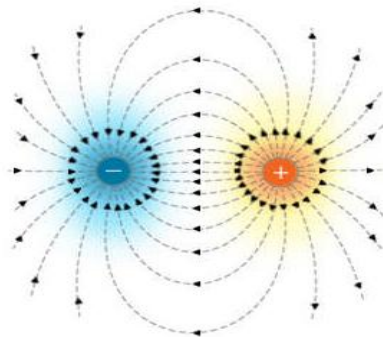
### 1.4.2 Estabilidad de una emulsión

Una emulsión es estable cuando se mantienen sus propiedades durante un tiempo suficientemente largo para el propósito de su preparación. La estabilidad depende de factores como, la diferencia de densidad entre las fases, el tamaño de partícula de la fase dispersa, viscosidad, tensión interfacial, presencia y concentración de agente emulsificante [2]. La única medida absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación en el número de gotas presentes en una muestra de emulsión en función del tiempo. Un criterio equivalente para estimar la estabilidad de una emulsión es tomar el volumen porcentual no separado de fase interna después de un tiempo fijo [23].

## 1.5 CAMPO ELÉCTRICO

El campo eléctrico se define como aquella región del espacio en la que cualquier carga situada en un punto de dicha región experimenta una acción o una fuerza eléctrica.

Generalmente la estructura del campo eléctrico se puede visualizar con líneas de campo o líneas de fuerza, como se muestra en la figura 1; una línea de fuerza se define como una línea imaginaria dibujada de tal manera que su dirección y sentido en cualquier punto es la dirección y sentido del campo eléctrico en dicho punto [10, 24].



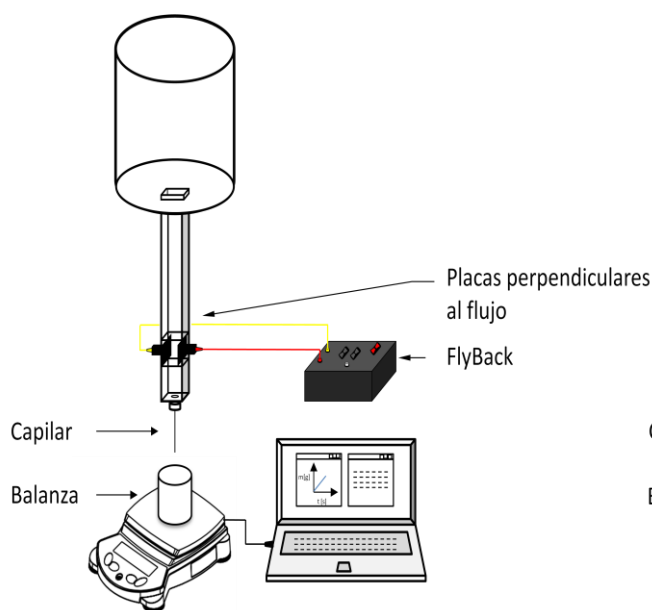
**Figura 1.** Líneas de campo eléctrico entre dos cargas de signo opuesto [24].

## 2. METODOLOGÍA

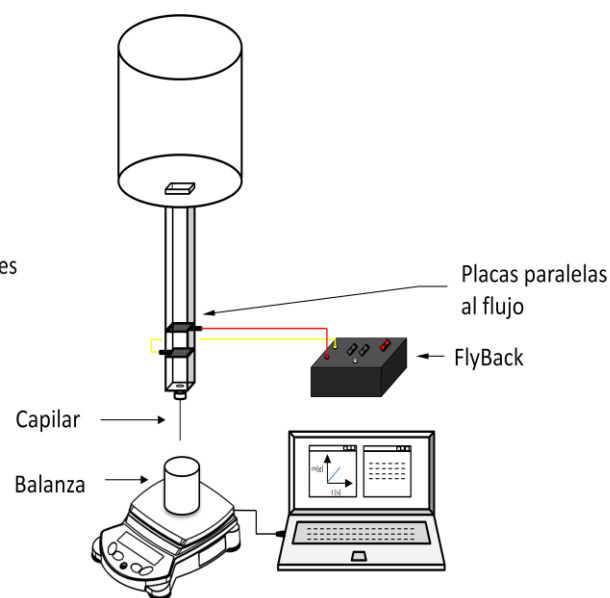
En este capítulo se presenta una descripción de las etapas que fueron necesarias para el desarrollo de este proyecto, empezando con la construcción del viscosímetro capilar y la herramienta eléctrica, siguiendo con la caracterización de los diferentes fluidos utilizados y por último el desarrollo experimental.

### 2.1 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL VISCOSÍMETRO Y DE LA HERRAMIENTA ELÉCTRICA

Se diseñó un viscosímetro capilar en material acrílico de 2 cm de espesor con adaptación a campos eléctricos perpendiculares y paralelos a la dirección de flujo (figuras 2 y 3), en base a la referencia [26]. El viscosímetro consta de un tanque cilíndrico de 20 cm de diámetro x 15 cm de alto, una tubería rectangular de 50 cm x 2 cm x 2 cm de alto, largo y ancho respectivamente, al cual se le pueden adaptar capilares de diferentes diámetros.



**Figura 2.** Viscosímetro con placas perpendiculares. Fuente: autores



**Figura 3.** Viscosímetro con placas paralelas. Fuente: autores

Las dimensiones de los diámetros internos de los capilares empleados en los experimentos se determinaron con un microscopio HORIX. Adicionalmente, se usó un calibrador para determinar la longitud de los capilares; los valores obtenidos se muestran en la tabla 1.

**Tabla 1.** Dimensiones de los capilares. Fuente: Autores.

Diámetro externo [m]	Radio interno [m]	Longitud [m]
$1,1 \times 10^{-3}$	$4,103 \times 10^{-4}$	0,038
$0,9 \times 10^{-3}$	$3,379 \times 10^{-4}$	0,038

Las placas con las cuales se aplica el campo eléctrico fueron fabricadas en Latón, sus dimensiones son de 2 cm de largo x 2 cm de alto x 2 mm de ancho.

Se utilizó una balanza Adventurer Pro AV812, la cual fue conectada a un computador para recolectar los datos del cambio de la masa en el tiempo.

Por último se utilizó un Fly-Back ó Transformador Fly-Back (llamados también: "transformadores de líneas"), para generar el campo eléctrico. Este dispositivo es más complejo que un transformador común, incorpora dentro de su estructura, además de los diferentes bobinados, diversos componentes, tales como diodos rectificadores de alto voltaje, resistencias, potenciómetros y condensadores.

## 2.2 RECOLECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE CRUDO

### 2.2.1 Recolección de muestras de crudo

Para la recolección de las muestras de crudo se viajó al Campo Colorado y se recolectó aproximadamente 20 L de crudo, siguiendo el protocolo explicado en el ANEXO 1.

## 2.2.2 Caracterización de las muestras de crudo

Para la caracterización de las muestras de crudo se midieron diferentes propiedades, mostradas en la tabla 2, por medio de las metodologías explicadas en el ANEXO 3. Los resultados de la caracterización se muestran más detalladamente en el ANEXO 4.

**Tabla 2.** Propiedades del crudo. Fuente: autores.

	POZO (CRUDO MUERTO)	
Pruebas/actividad	Col 67	Método
Viscosidad	2,8cP a 600 rpm, 25°C	Medido por Model 900 viscosimeter OFITE
Punto de nube	23,23°C	DSC
Gravedad específica	0,81 a 25 °C	ASTM D-5002
Punto de fluidez	3°C	ASTM D-97
% BSW	0,4	ASTM D-96

## 2.3 PRUEBAS PRELIMINARES

Se realizaron pruebas preliminares con crudo para determinar cual disposición de placas, paralelas o perpendiculares, generaba un cambio mayor sobre el flujo másico, bajo el efecto de un campo eléctrico externo, comparado al flujo másico sin tratamiento eléctrico.

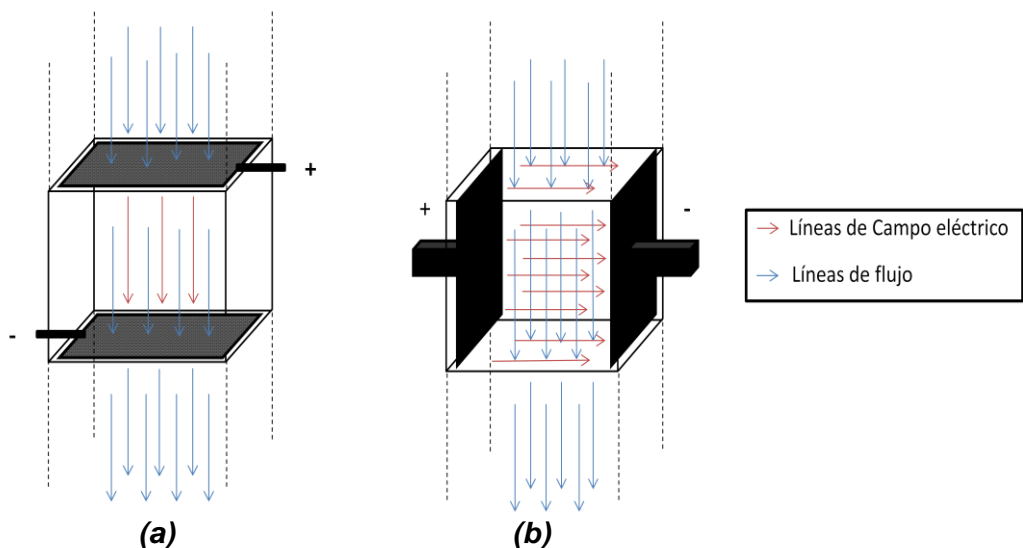
Para las pruebas se cargó el viscosímetro capilar con 1000 mL de crudo y se dejó fluir por acción de la gravedad. Se registró la lectura de la balanza en un intervalo de tiempo de 4 minutos. Al inicio de todas las pruebas se tomaron los datos de masa de crudo contra tiempo, en ausencia del campo eléctrico externo, para tener

un blanco de comparación. Posteriormente se volvió a cargar el viscosímetro donde a partir del minuto 1 hasta el minuto 4, se aplicó un campo eléctrico constante.

El tiempo de duración de la prueba se determinó debido a las limitaciones de la herramienta eléctrica, ya que después de 3 minutos de tener el equipo funcionando, este se calienta y empieza a variar la intensidad del campo eléctrico.

### 2.3.1 Selección de la disposición de las placas

Para la selección de las placas se siguió el protocolo antes descrito, se realizaron 3 medidas de la variación de la masa contra el tiempo en ausencia de un campo eléctrico externo y posteriormente se tomaron 3 medidas de masa contra tiempo con tratamiento eléctrico. Este procedimiento se repitió para las 2 disposiciones de placas, que se muestran en la figura 4. Los resultados obtenidos se mostrarán en el siguiente capítulo. Estas pruebas se realizaron con crudo col-67 deshidratado.



**Figura 4.** Disposición de las placas. (a) placas paralelas al flujo. (b) placas perpendiculares al flujo. Fuente: autores.

## 2.4 PREPARACIÓN DE EMULSIONES

Para el desarrollo de este proyecto fue necesario variar el agua presente en el crudo. Debido a que el agua y el crudo son sustancias inmiscibles fue necesario formar una emulsión. Se estudiaron algunas metodologías para la formulación y realización de las emulsiones las cuales serán presentadas a continuación. Zhang J. en 2011 [35] prepara emulsiones agua en crudo (W/O), usando para la fase de crudo 66% v/v de crudo sintético y para la fase de agua 34% v/v agua desionizada. Para estabilizar la emulsión se agregó 2.5% p/p de Span 80 [Sorbitan monooleate, la emulsificación se llevó a cabo con un homogenizador a 3000 rpm durante 60 segundos. Delgado en 2007 [5] evaluó formulaciones para emulsionar crudo pesado en agua (O/W), las emulsiones se prepararon mezclando el crudo y la solución acuosa del surfactante con agitación magnética a una velocidad de 1200 rpm durante 15 minutos. Marfisi S. en 2009 [13] preparó 100 mL de una emulsión W/O, mezclando 90% v/v de un crudo mediano (27 °API, 0,889 g/mL; 3,5% p/p asfáltenos) y 10% v/v de salmuera (solución 0,01 g/dL de NaCl); se emulsionó la mezcla durante 2 minutos a 11000 rpm con una turbina Ica UltraTurrax T25. Less S. en 2008 [12] para este estudio se realizaron emulsiones de crudo y salmuera sintética (3,5% p/p de NaCl), variando el porcentaje de agua (10% p/p, 30% p/p, 50% p/p). La emulsión se preparó en un Ultra Turrax, con diferentes velocidades (175 rpm, 21.500 rpm, 24.000 rpm) durante 2 minutos. Ya que como se encontró en la revisión bibliográfica, no hay un protocolo definido para la realización de este tipo de emulsiones, fue necesario hacer varias pruebas experimentales en donde se probaron algunas de estas condiciones, estas pruebas se presentan en el ANEXO 5.

Teniendo en cuenta la información brindada por los artículos anteriores, se decidió realizar las emulsiones sin ningún emulsificante artificial, ya que este podría reaccionar ante la presencia del campo eléctrico. En cambio, se decidió usar los compuestos que ya están dentro del crudo, como las parafinas y asfáltenos, como

emulsificantes naturales, como se encontró en el estudio realizado por Dicharry C. en 2006 [6]. En este estudio se demostró que las emulsiones más estables eran las que contenían fracciones más pesadas de crudo, sugiriendo que las resinas y asfáltenos de alto peso molecular juegan un papel importante en la protección de las gotas de agua, contra la coalescencia.

Para el desarrollo de este proyecto fue necesario realizar dos emulsiones W/O con diferentes concentraciones de agua. Se determinaron las condiciones en las cuales se logra una emulsión, estable por un tiempo superior a 2 horas para el desarrollo del diseño de experimentos. La siguiente tabla se muestra las emulsiones seleccionadas y las condiciones a las cuales se obtuvieron.

**Tabla 3.** Emulsiones W/O seleccionadas. Fuente: autores.

Porcentaje de agua destilada [% v/v]	Velocidad del agitador [rpm]	Tiempo de agitación [min]	Observaciones
5	15000	10	La emulsión no se separó después de 2 semanas de reposo.
10	15000	10	La emulsión no se separó después de 2 semanas de reposo.

Las emulsiones se realizaron con crudo col-67 y agua destilada; como se aprecia en las observaciones las emulsiones se mantuvieron estables por más de dos semanas, lo cual es tiempo suficiente para realizar las pruebas necesarias.

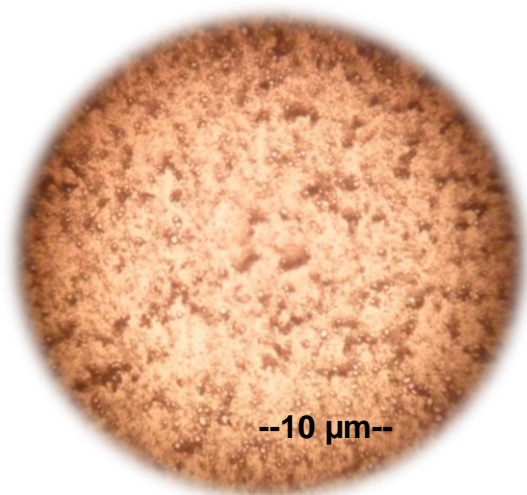
## 2.5 CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES

Para la caracterización de las emulsiones se midieron diferentes propiedades, mostradas en la tabla 4, por medio de las metodologías explicadas en el ANEXO 3. En el ANEXO 4 se muestra detalladamente los resultados.

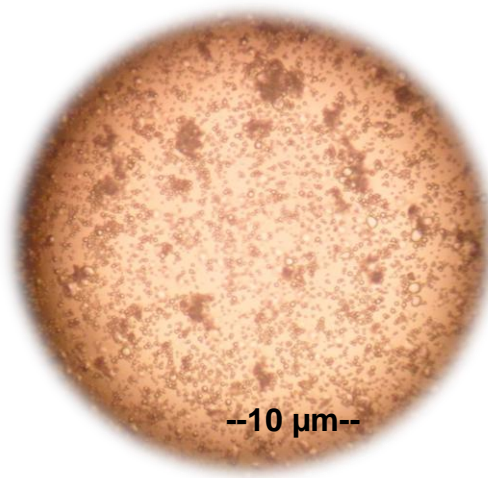
**Tabla 4.** Propiedades de las emulsiones. Fuente: autores.

	Emulsiones		
Pruebas/actividad	Emulsión 5%	Emulsión 10%	Método
Viscosidad	3,5 cP a 600 rpm, 25°C	4,7 cP a 600 rpm, 25°C	Medido por Model 900 viscosimeter OFITE
Gravedad específica	1,209 a 25°C	1,200 a 25°C	ASTM D-5002

Además se realizaron micrografías por medio de un microscopio NIKON LABOPHOT-2 las cuales se muestran en las siguientes figuras.



**Figura 5.** Micrografías emulsione 5% v/v. Fuente: autores.



**Figura 6.** Micrografías emulsione 10% v/v. Fuente: autores.

A partir de las micrografías, se puede concluir que las emulsiones son W/O, ya que se pueden ver las gotas de agua en la fase dispersa que en este caso sería el crudo, el cual se ve de un color café claro.

## **2.6 PRUEBAS DEL DISEÑO EXPERIMENTAL**

Se realizó un diseño de experimentos factorial [17], de dos niveles (máximo y mínimo) y tres variables independientes (concentración de agua, radio interno del capilar e intensidad de campo eléctrico). Se realizó 1 réplica para cada tratamiento experimental para un total de 16 experimentos. Por medio de este diseño se seleccionó cuales de las variables tienen una mayor influencia sobre la variable de respuesta, que en este caso es las viscosidad. El análisis de los datos se realizó con la ayuda del software STATGRAPHICS Centurion [25].

Las pruebas se realizarán siguiendo la siguiente metodología:

- Se prepara la emulsión con la cual se va a trabajar, según los protocolos antes descritos.
- Se carga el viscosímetro con 1 L de emulsión.
- Se toman datos de masa contra tiempo, a temperatura ambiente sin aplicar campo, durante 4 minutos.
- Se vuelve a cargar el viscosímetro con 1 L de emulsión, para mantener el mismo nivel en el tanque.
- Se deja fluir la emulsión por un minuto, pasado este minuto se aplica el campo eléctrico durante los próximos 3 minutos.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 SELECCIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE LAS PLACAS

En estas pruebas se buscó determinar cuál es la mejor disposición del campo eléctrico, perpendicular o paralelo a la dirección de flujo, siguiendo la metodología explicada en el capítulo anterior. Para un mismo crudo (col-67), con un capilar (1,1 mm de diámetro externo) y una intensidad de campo de (5200 V/cm), se encontró cual de las placas generaba un mayor efecto sobre el cambio de la viscosidad del crudo con respecto a la viscosidad sin tratamiento eléctrico.

Se realizaron un total de 6 pruebas por cada disposición de placas. A partir de los datos de masa y tiempo, de cada experimento, se obtuvo el flujo másico promedio, calculando la pendiente de la gráfica (Masa Vs. Tiempo), por medio de diferencias finitas. Utilizando la ecuación 1, el valor promedio del flujo másico y los datos de la caracterización del crudo, se puede calcular la viscosidad para cada prueba, los resultados se mostraran en la tabla 5. Se calculó también el porcentaje de cambio de la viscosidad con la ecuación 2, el cual permite determinar cuánto cambio la viscosidad del fluido con respecto a la viscosidad sin tratamiento, después de aplicar el campo eléctrico.

$$\text{Cambio de viscosidad (\%)} = \frac{\mu_{TE} - \mu_0}{\mu_0} \cdot (100) \quad (\text{Ecuación 2})$$

**Tabla 5.** Viscosidad para las diferentes placas. Fuente: autores.

		Flujo másico [g/s]	Viscosidad [cP]	Cambio de la viscosidad [%]
Placas Paralelas	Blanco promedio	0,347 ± 0,06	3,29	13,37
	Campo promedio	0,306 ± 0,05	3,73	
Placas Perpendiculares	Blanco promedio	0,329 ± 0,05	3,47	3,44
	Campo promedio	0,319 ± 0,03	3,59	

$$R=0,0004103 \text{ [m]} \quad L=0,038 \text{ [m]} \quad \rho=810 \text{ [kg/m}^3\text{]} \quad (P_0-P_L)=4818,36 \text{ [Pa]}$$

Se supone constante el cambio de presión, ya que el nivel de líquido se mantiene invariante durante el transcurso de la prueba, debido a que el capilar tiene un diámetro muy pequeño. A partir de estos resultados se seleccionaron las placas que producen un campo paralelo al flujo, ya que estas generan un cambio en la viscosidad mayor al de las placas que producen un campo perpendicular (ver tabla 5), este resultado está acorde a lo obtenido por otros autores con otros tipos de crudo [28, 26]. En el ANEXO 6, se muestra el análisis estadístico de los datos, del cual se pudo obtener que los datos de cada uno de los 3 experimentos con tratamiento y sin tratamiento, para las dos disposiciones de placas, son significativamente iguales, por lo tanto hay repetividad en los experimentos. Adicionalmente se realizó una prueba t, de comparación de medias, con la cual se comprueba que los datos de las pruebas con tratamiento son significativamente diferentes de los datos sin tratamiento, para las dos disposiciones de placas. Comprobando que la variación de la viscosidad es por efecto del tratamiento eléctrico y no por efecto de errores experimentales.

### 3.2 CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO CAPILAR

La calibración de los diferentes capilares del viscosímetro, se realizó hallando un factor de corrección [7], entre la medida calculada en el viscosímetro capilar y el valor medido en el viscosímetro OFTITE 900, por medio de la siguiente ecuación.

$$f_{co} = \frac{\mu_{OFITE}}{\mu_{CAPILAR}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Se calculó el factor de corrección para los diferentes capilares y para las dos emulsiones estudiadas, en la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos.

**Tabla 6.** Factor de corrección para los capilares. Fuente: autores.

Emulsión	Viscosidad OFITE [cP]	Radio interno del capilar [m]	Viscosidad capilar [cP]	Factor de corrección
5% v/v de agua	3,68 ± 0,01	0,000338	9,15	0,40
		0,000410	8,99	0,41
10% v/v de agua	4,93 ± 0,01	0,000338	9,34	0,53
		0,000410	10,10	0,49

El Factor de corrección es un número por el cual todo resultado medido es multiplicado, para corregir el error de desviación del instrumento.

### 3.3 DISEÑO DE EXPERIMENTOS

Se seleccionó un diseño de experimentos factorial de dos niveles, tres factores con 1 replica. Los tres factores corresponden a la intensidad del campo eléctrico, el porcentaje de agua en la emulsión y el radio interno del capilar. El radio interno del capilar nos da una medida indirecta del tiempo de exposición al campo eléctrico, el cual depende del radio interno del capilar y del flujo másico. La

variable respuesta es el porcentaje de cambio de la viscosidad. Los niveles seleccionados para los factores se determinaron a partir de pruebas preliminares, estos valores se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 7.** Niveles de cada factor del diseño. Fuente: autores.

Nivel	Factores		
	Intensidad de campo eléctrico [V/cm]	Porcentaje de agua en emulsión [% v/v de agua]	Radio interno del capilar [m]
Alto	5200	10	0,000338
Bajo	3100	5	0,000410

Se realizaron los experimentos del diseño manteniendo la temperatura en un rango de [25°C-26°C]. La tabla 8 muestra los datos del diseño factorial, la viscosidad obtenida con el viscosímetro capilar multiplicada por el factor de corrección correspondiente, los porcentajes de cambio de la viscosidad y el número de Reynolds calculado.

**Tabla 8.** Diseño de experimentos. Fuente: autores.

Intensidad de campo eléctrico [V/cm]	Porcentaje de agua en emulsión [% v/v de agua]	Radio interno del capilar [m]	Viscosidad [cP]		N <sub>Re</sub>		Porcentaje de cambio de viscosidad [%]	
3100	5	0,000338	3,69	3,68	10,15	10,20	0,11	0,02
5200	5	0,000338	3,65	3,69	10,37	10,15	-0,86	0,24
3100	10	0,000338	4,89	4,82	5,69	5,86	-0,79	-2,28
5200	10	0,000338	4,6	4,47	6,43	6,81	-6,8	-9,31
3100	5	0,000410	3,85	3,92	16,69	16,10	4,41	6,43
5200	5	0,000410	3,87	3,96	16,52	15,77	4,96	7,49
3100	10	0,000410	4,78	4,81	10,67	10,53	-3,04	-2,42
5200	10	0,000410	4,73	4,81	10,89	10,53	-4,07	-2,48

En la tabla 8 del diseño de experimental, los valores positivos de porcentaje de cambio de viscosidad representan un aumento y los negativos una disminución en

el valor de la viscosidad con respecto al original. Adicionalmente se encontró que todos los valores son  $N_{Re} < 2000$ , por lo tanto se puede comprobar la suposición de flujo laminar.

### 3.3.1 CÁLCULO DEL TIEMPO DE EXPOSICIÓN AL CAMPO ELÉCTRICO

Según las condiciones seleccionadas para el diseño de experimentos, se calculó el tiempo de exposición al campo eléctrico ( $\tau$ ). Se calcula por medio de la ecuación 4. Los valores de los tiempos de exposición a las condiciones del experimento se muestran en las tablas 9.

$$\tau = \frac{V \cdot \rho_{emulsion}}{W} \quad (\text{Ecuación 4})$$

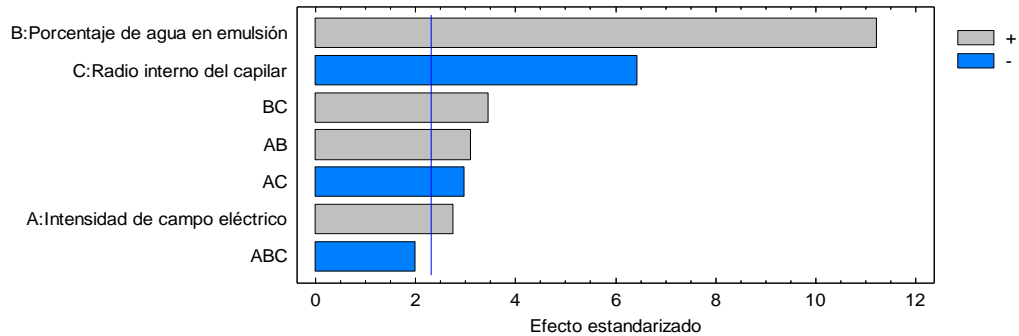
**Tabla 9.** Tiempo de exposición al campo eléctrico. Fuente: autores.

Emulsión	Radio interno del capilar [m]	Intensidad de campo eléctrico [V/cm]	T [s]
5% v/v de agua	0,000338	3100	75,60
	0,000338	5200	75,32
	0,000410	3100	35,98
	0,000410	5200	36,25
10% v/v de agua	0,000338	3100	77,14
	0,000338	5200	72,02
	0,000410	3100	37,90
	0,000410	5200	37,68

### 3.3.2 DIAGRAMA DE PARETO

Una forma de determinar cuáles efectos son los más importantes en el diseño de experimentos es el diagrama de Pareto estandarizado, la figura 7 muestra el diagrama de Pareto estandarizado para determinar el porcentaje de cambio de la viscosidad. La longitud de cada barra es proporcional al valor del estadístico-t

calculado para el efecto correspondiente. Cualquier barra más allá de la línea vertical azul es estadísticamente significativa en el nivel de significancia seleccionado, establecido de forma predeterminada en 5%, en donde el color azul representa el nivel bajo y el gris el nivel alto de cada factor.



**Figura 7.** Diagrama de Pareto Estandarizado para el diseño. Fuente: autores.

Del Diagrama de Pareto se puede ver que los tres efectos principales y las interacciones dobles de los factores son significativos estadísticamente. Además, se puede ver que el porcentaje de agua en la emulsión y el radio interno del capilar(o el tiempo de exposición al campo eléctrico), son los factores que más afectan el porcentaje de cambio de la viscosidad.

### 3.3.3 MODELO DE REGRESIÓN

Una vez que se han determinado los efectos significativos estadísticamente y se han ajustado los valores, se propone un modelo de regresión para representar el comportamiento del porcentaje de cambio de la viscosidad en función de los factores significativos. La siguiente ecuación muestra la ecuación de regresión propuesta para el modelo ajustado:

Cambio de viscosidad(%)

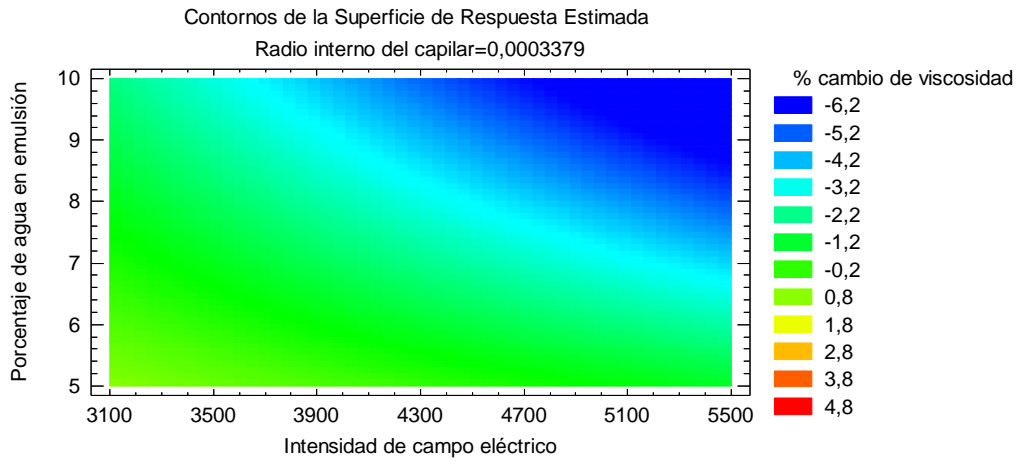
$$\begin{aligned} &= 13,8763 - 0,00691567 \cdot E + 4,4227 \cdot w_{H_2O} + 41818,8 \cdot r_{int} \\ &- 0,000356905 \cdot E \cdot w_{H_2O} + 23,53 \cdot E \cdot r_{int} - 11471,0 \cdot w_{H_2O} \cdot r_{int} \end{aligned}$$

(Ecuación 5)

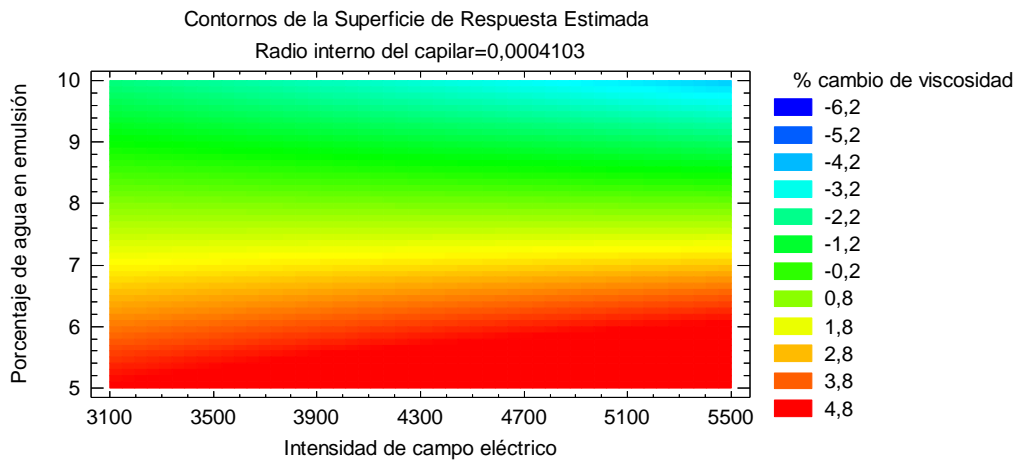
A partir del modelo de regresión, se construyeron gráficos de respuesta para el porcentaje de cambio de la viscosidad (figuras 8 y 9). Los gráficos de la respuesta se grafican en función del porcentaje de agua en emulsión y la intensidad de campo eléctrico para un radio interno del capilar constante; los colores de los contornos representan el porcentaje de cambio de la viscosidad.

De la figura 8 se puede observar que para un tiempo promedio de exposición al campo eléctrico de 75.02 s, para cualquier intensidad de campo eléctrico entre el rango de [3100 V/cm-5200V/cm] y para los crudos con un porcentaje de agua entre [5% v/v-10% v/v], el tratamiento con campos eléctricos es efectivo para disminuir la viscosidad de los crudos.

Por otro lado, para tiempos promedio de exposición al campo eléctrico de 36.95 s (figura 9), existe una región de transición de un aumento a una disminución de la viscosidad entre el rango de [7% v/v -8% v/v] del porcentaje de agua en emulsión para cualquier intensidad de campo eléctrico entre el rango de [3100 V/cm-5200 V/cm].



**Figura 8.** Contornos de la superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0003379 m. Fuente: autores.



**Figura 9.** Contornos de la superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0004103 m. Fuente: autores

### 3.3.4 MEJOR CONDICIÓN DEL EXPERIMENTO

De los resultados obtenidos del diseño de experimento, se puede observar que la mayor disminución de la viscosidad se logra con la combinación de los niveles de los factores mostrados en la tabla 10.

**Tabla 10.** Mejor condición para el diseño de experimentos. Fuente: autores.

Factor	Nivel	Porcentaje de cambio de viscosidad
Intensidad de campo eléctrico [V/cm]	5200,0	-7,45563 %
Porcentaje de agua en emulsión [% v/v de agua]	10,0	
Radio interno del capilar [m]	0,000338	

Finalmente las muestras de las emulsiones tratadas eléctricamente, se dejaron en reposo por un día, para determinar si el tratamiento eléctrico estaba desestabilizando la emulsión. 24 horas después de aplicado el tratamiento eléctrico no se vio ninguna separación de las dos fases. Con lo cual se pudo concluir que no se estaba llegando al valor de campo eléctrico, al cual se genera la coalescencia de las gotas de agua, sino que solamente se estaba afectando la viscosidad de muestra.

## CONCLUSIONES

- A partir de los resultados experimentales se puede concluir que la cantidad de agua en el crudo, tiene una gran influencia en el cambio de la viscosidad de la emulsión tratada con campo eléctrico. Se observó que al aumentar la concentración del agua a un 10% v/v, se logró obtener una disminución de la viscosidad. Lo cual no se consiguió para las muestras de crudo deshidratado. En estas muestras de crudo sin agua se observó una tendencia contraria a las muestras de crudo con agua, al aplicar un tratamiento eléctrico la viscosidad aumento.
- Para la emulsión del 10% v/v de agua, se encontró que al aumentar la intensidad de campo eléctrico entre el rango de [3100 V/cm – 5200 V/cm], se obtiene una reducción en la viscosidad, para cualquier tiempo de exposición en el rango de [37,68s – 77,14s]. Por otro lado, para la emulsión de 5% v/v de agua se obtuvo una reducción de la viscosidad en el rango de campo eléctrico [3100 V/cm – 5200 V/cm], con un tiempo de exposición alto en promedio de 75,46 s y un aumento de la viscosidad con un tiempo de exposición bajo en promedio de 36,1 s.
- Las condiciones del experimento a las cuales se logra obtener una mayor reducción de la viscosidad del crudo en emulsión son: con la mayor intensidad de campo eléctrico (5200 V/cm), la mayor concentración de agua en la emulsión (10% v/v) y el mayor tiempo de exposición al tratamiento (72,02 s). Esta reducción se alcanzó sin afectar la temperatura de las muestras y sin destruir la emulsión.

## RECOMENDACIONES

- Con las gráficas de contornos, obtenidas a partir del modelo de regresión, se encontró que en la región entre [6% v/v – 8% v/v] de agua, hay una zona de transición entre el aumento y la disminución de la viscosidad. Se recomienda hacer un estudio experimental de esta región para validar los resultados obtenidos mediante el modelo.
- Se recomienda hacer un estudio de la composición del crudo, para determinar que otros componentes, a parte del agua, podrían estar afectando al cambio de la viscosidad del crudo por el tratamiento eléctrico. Ya que se encontró [8, 9], que iones presentes en las muestras, podrían interactuar con el campo eléctrico y generar un efecto en la viscosidad del crudo tratado. Para este estudio se recomienda variar la salinidad de varias muestras de crudo, para determinar el efecto de los iones en el tratamiento eléctrico.
- Se sugiere buscar diferentes intensidades de campo eléctrico para las cuales las muestras de crudo deshidratado puedan disminuir su viscosidad.

## REFERENCIAS

- [1] ARIZA Emiliano. “*Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado*”. Tesis de Maestría. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.
- [2] AYALA Saidy, RINCON David. “*Preparación de una emulsión polimérica a partir de residuos urbanos de poliestireno (6) obtenido de vasos de yogurt con aplicación a pinturas*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010
- [3] BIRD R. Byron, STEWART Warren E. LIGHTFOOT Edwin N. Fenómenos de Transporte. Segunda Edición. Editorial WILEY John & Sons. 2006.
- [4] CRISTANCHO Diana, HOYOS Jorge. “*Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos de Campo Colorado*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008.
- [5] DELGADO Nacarid, YSAMBERTT Fredy. “*Evaluación de emulsiones de crudo en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos de uso potencial en la industria petrolera*”. Rev. Tec. Ing. Univ. Zulia. Vol 30, No 2. 2007.
- [6] DICHARRY Christophe. “*Stability of water/crude oil emulsions based on interfacial dilatational rheology*”. Journal of Colloid and Interface Science.297 (2006) 785–791.
- [7] Estudio de las Características Espesantes y Viscosantes del Almidón de Banano, Comparado con los Almidones Utilizados Comercialmente [en línea] <[http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/06/06\\_3213.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/06/06_3213.pdf)> [citado 3 de Octubre].

- [8] GONCALVES José L., BOMBARD Antonio J.F. “*Reduction of paraffin precipitation and viscosity of brazilian crude oil exposed to magnetic field*”. Energy & Fuels. 24, 3144–3149. 2010.
- [9] GONCALVES José L., BOMBARD Antonio J.F. “*Study of the factors responsible for the rheology change of brazilian crude oil under magnetic fields*”.Energy&Fuels. 25, 3537–3543. 2011.
- [10] HAYT H., BUCK Jhon A. Teoría Electromagnética. Séptima edición. Editorial McGraw Hill. 2007.
- [11] Laboratorios IKA. “*Manual de usuario para el homogenizador IKA ULTRA-TURRAX T 25 digital*”. 2007.
- [12] LESS Simone. “*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.29:106–114, 2008.
- [13] MARFISI Shirley; ALVARES Gabriela. “*Deshidratador electroestático de laboratorio para probar formulaciones desemulsionantes*”. Revista Ciencia e Ingeniería Vol. 30, No. 3. 2009.
- [14] MARFISI Shirley. “*Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el Proceso de Deshidratación de Crudos*”. Tesis de doctorado. Mérida: Universidad de los Andes. 2005.
- [15] MISRA Sanjay. BARUAN Simanta. “*Paraffin Problems in crude Oil Production and Transportation: A Review*”. SPE, February 1995.
- [16] MONTES Erik. “*Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros*”. Tesis de posgrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

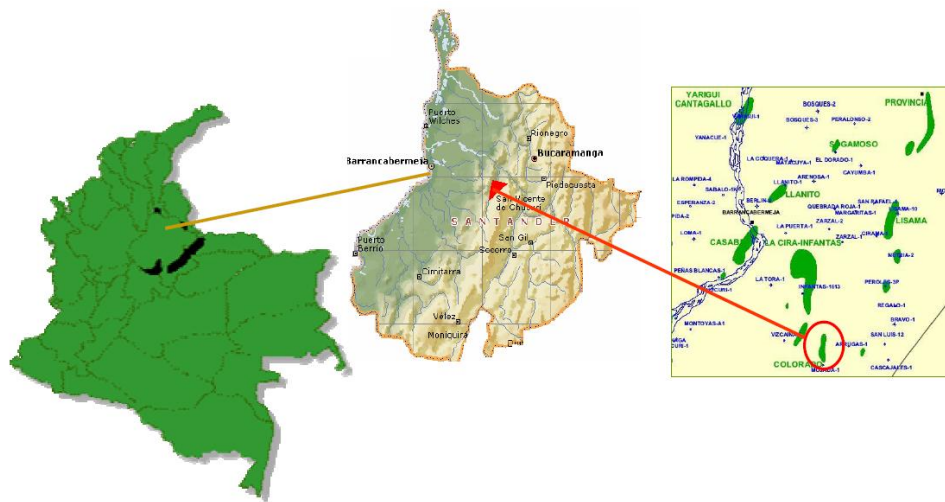
- [17] MONTGOMERY C. Douglas. Diseño y Análisis de experimentos. Segunda edición. Editorial LimusaWiley. 2004.
- [18] OCHOA Ismael, ORTEGA Sergio. “*Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en el Crudo del Campo Colorado*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009.
- [19] OUTLAW James, PENG Ye. “*Wax appearance temperature detection by DSC*”. Application note, PerkinElmer, Inc. 2011.
- [20] PEÑARANDA Iván, RINCON Yoiryn. “*Aplicación de compuestos poliméricos como inhibidores de cristalización de parafinas en el crudo del campo escuela colorado*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2007.
- [21] PÉREZ Carlos. “*Los problemas de emulsión y como afectan la productividad en un campo productor. Campo JIBA-Occidental de Colombia*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.
- [22] RODRIGUEZ L., CASTAÑEDA M. “*Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido-dinámico de crudos parafínicos-fase 1*”. CT&F – Ciencia, tecnología y Futuro – Vol. 2 Num. 2 Dic. 2001.
- [23] SALAGER Serge. “*Influencia de la Posición del Agitador y de la Agitación Sobre Formación y Evolución Incipiente de una Emulsión*”. Tesis de pregrado. Mérida: Universidad de los Andes. 1997.
- [24] SERWAY R.A., BEICHNER R.J. Física para Ciencia e Ingeniería. Quinta edición tomo II. Editorial Mc Graw Hill. 2002.
- [25] Statpoint, Inc. 1982-2007. STATGRAPHICS Centurion XV Versión 15.2.05.
- [26] TANG Hong, TAO R. “*Electrorheology Improves Transportation of Crude Oil*”. Journal of Intelligent Materials Systems and Structures. Temple University. Vol. 22-October 2011.

- [27] TAO R. “*Electrorheology for Efficient Energy Production and Conservation*”. *Journal of Intelligent Materials Systems and Structures*. Temple University. Vol. 22-October 2011.
- [28] 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.
- [29] TAO R., X. Xu. “*Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field*”. *Energy & Fuels*. Philadelphia, USA. 20, 2046-2051. 2006.
- [30] TAO R. “*The physical mechanism to reduce viscosity of liquid suspensions*”. *Int. J. Mod. Phys. B*, 21, 4767–4773. 2007.
- [31] TUNG Nguyen P., VOUNG Nguyen. “*Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reduction*”. SPE 68749 April. 2001.
- [32] Universidad Industrial de Santander. Campo Escuela Colorado Convenio UIS-Ecopetrol S.A. [en línea] <<http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>> [citado 18 de Octubre].
- [33] Universidad Industrial de Santander. Experiencias en el Transporte y Manejo de Crudos Parafínicos a Escala de Laboratorio Planta Piloto y Experiencias Industriales. [en línea] <<http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/experienciaCrudos.pdf>> [Citado 4 de Octubre].
- [34] VILLABONA César Augusto, GONZÁLES Diana Paola. “*Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos*”. Tesis de pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009.

[35] ZHANG Jihong, CHEN Fangfang, ZHANG Nan. "*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.

## ANEXO A. CAMPO ESCUELA COLORADO [1,4]

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, al sur este del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas entre las coordenadas X=1'036.000-1'040.500 Este y Y=1'238.000-1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (figura 10).



*Figura 10. Localización Campo Colorado. [32].*

Se maneja un modelo geológico que el campo está dividido por 7 fallas formando 6 bloques. Existen 75 pozos perforados, de los cuales solo 56 reportan algún tipo de producción, siendo muy pobre la producción acumulada por el campo, solamente Colorado 38, ha producido más de 500.000 BBL y únicamente 20 pozos han producido más de 200.000 BBL.

Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como “Arenas B” y “Arenas C”. También se tiene como horizontes productores las “Arenas D” y las “Arenas E” pero con muy bajas producciones.

## POZO COLORADO 67

Los datos básicos del pozo Colorado 67 se muestran en la tabla 11; actualmente el pozo produce aproximadamente 80 BOPD de crudo parafínico.

**Tabla 11.** Datos básicos Colorado 67.

Localización	N 1'243.760,25      E 1'038.460,19
Elevación terreno	496,5 pies
Inicio perforación	30/Dic/1961
Completado	24/Mayo/1962
Elevación rotaria	509,22 pies
Profundidad total	5.300 pies
Taponado a	4425'
Acumulado de Petróleo	355933 Bls
Acumulado de Gas	959533 MPC
Acumulado de Agua	12782 Bls
Estado del pozo	Inactivo desde Diciembre de 2001; fluye periódicamente
Ubicación	Bloque VI
Arena productora	Mugrosa B
Tuberías	Casing 5 ½

## HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y RECOMPLETAMIENTOS DE COLORADO 67

- *Agosto 1 de 1967. RECOMPLETAMIENTO.* Se taladró retenedor a 2101'. Se taladró tapón de cemento a 2907' y retenedores de magnesio a 2989'. Limpiaron y empujar los restos hasta 4418' (fondo 4425'). Se cañearon con desintegrable a los siguientes intervalos: 3886'-3878' (17 tiros), 3870'-3854' (33 tiros), 2066'-2050' (33 tiros), 2030'-2022' (17 tiros). Se dejó fluyendo por bean de 3/8" y 350 psi en cabeza. La producción pasó de 13

BPD a 55 BPD, de 0.8% de agua a 0.8% de agua y de 70 MPC/D a 255 MPC/D.

- *JULIO 7 de 1972. LIMPIEZA DE PARAFINA.* Se llenó el anular con agua salada, se sacó tubería con empaque, encontrándola parafinada. Se tomó fondo con LW a 4400'. Se bajó tubería de producción con calado y zapato de 2 3/8", 2 tubos de 2 3/8" y empaque Baker Modelo A sentado a 1705'.
- *Noviembre 13 de 1974. LIMPIEZA DE ARENAS.* Se mató el pozo con agua salada. Limpiaron con bomba MIDCO desde 4170' hasta 4425' (fondo), recuperando parafina. Se desplazó agua por aceite desde 4410', el pozo quedó en producción después de inducirle flujo.

### **PROTOCOLO DE MUESTREO DE CRUDO EN CABEZA DE POZO**

Cuando se requiere muestrear crudo en la cabeza de pozo, se sigue el siguiente procedimiento, el cual ha sido estructurado por el Laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y aplicado en muchos campos de Colombia:

- ✓ Verifique que el recipiente "toma muestras" se encuentre limpio y seco. Utilice contenedores de 5 galones de máxima capacidad y que tengan tapa de seguridad.
- ✓ Prepare un recipiente de boca lo suficientemente ancha y aproximadamente de 10 litros de capacidad ("balde") para realizar las operaciones de purga de la tubería.
- ✓ Coloque el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo. Abra la válvula lentamente y permita que salga fluido por el espacio de cinco segundos, cierre y realice de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta  $\frac{3}{4}$  de su máxima capacidad y purga por otros quince segundos, tiempo en el cual se espera se hayan removido de sólidos cercanos a la válvula (posiblemente parafinas) al igual que los asentamientos de líquidos densos como el agua.

- ✓ Sin cerrar la válvula haga el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Llene el recipiente hasta el 75% de su máxima capacidad.
- ✓ Cierre la válvula y tape herméticamente el contenedor, límpielo y rotúlelo debidamente.



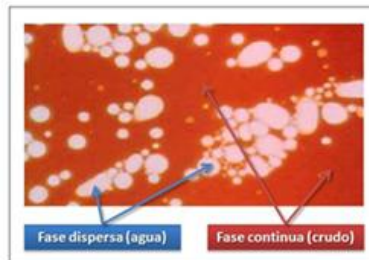
**Figura 11.** Panorámica de colorado 67. Fuente: Autores.

## ANEXO B. EMULSIONES

Durante las operaciones de extracción de crudo, la mezcla bifásica de crudo y agua presentes en el yacimiento se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión en el fondo de pozo. Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el crudo en forma de una emulsión W/O, con un diámetro de gota entre 0,1 a 100  $\mu\text{m}$  y sea estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. En estas emulsiones, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S), y contiene principalmente agua salina; sin embargo, cuando los sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes se denomina agua y sedimento básico (A&SB). La fase continua es el crudo [16].

### TIPOS Y FASES DE LA EMULSIÓN

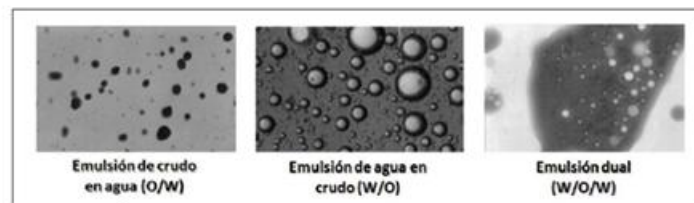
En la mayoría de la literatura especializada se utiliza la nomenclatura anglosajona para definir las emulsiones. Los dos líquidos inmiscibles se denominan agua (W=Water) y aceite (O=Oil). Además se definen dos fases principalmente en una emulsión. La fase continua (o fase externa) hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción (en algunos casos el agua, en otros, petróleo), y la fase dispersa (o fase interna) que se refiere al fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua (figura 12).



**Figura 12.** Fases constituyentes en una emulsión [14].

Las emulsiones simples se llaman O/W (Oil in Water) cuando se trata de gotas de aceite dispersadas en agua, y W/O (Water in Oil) cuando es lo contrario.

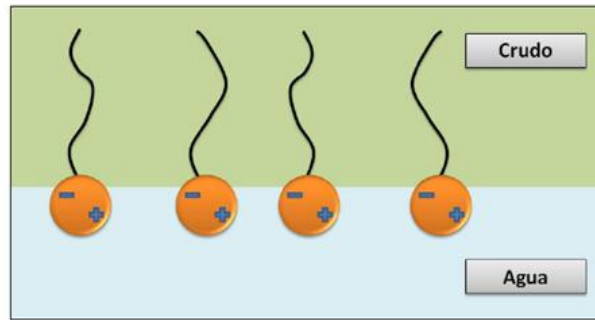
Las emulsiones múltiples son sistemas liquido-liquido dispersados en los cuales la fase interna es una emulsión. Se usa como símbolo W/O/W para una emulsión múltiple del tipo de agua en aceite en agua, y O/W/O para la emulsión de aceite en agua en aceite. Es posible que las pequeñas gotas que están en las gotas de fase interna sean de un líquido diferente al de la fase externa, en tal caso se usa la simbología particular  $W_1/O/W_2$  o  $O_1/W/O_2$ , donde el subíndice 1 se refiere al líquido que forma las gotas pequeñas y el 2 es la fase externa [23, 14].



**Figura 13.** Micrografías de diferentes tipos de emulsión [14].

## **SURFACTANTE**

Un surfactante (también llamado agente emulsificante, tensoactivo, etc.) es una sustancia química, que por su doble afinidad que le confiere su estructura molecular, constituida por una parte polar (hidrofílica) y otra apolar (lipofílica), tiene actividad interfacial y se absorbe en una interfase liquido/liquido o una superficie solido/fluido en forma orientada, disminuyendo la tensión interfacial o superficial [23, 4]. En las formaciones de emulsiones de agua y crudo de petróleo, el agente emulsificante se ubica en la interfase, orientándose de tal forma que la cabeza hidrofílica se disuelve en el agua y la cola hidrofóbica se disuelve en el crudo, como se muestra en la figura 14. De esta manera el agente tensoactivo mantiene unida las dos fases, estabilizando la emulsión.



**Figura 14.** Ubicación del agente emulsificante en la interfase [14].

Son muchas las sustancias que pueden actuar como agentes emulsificantes, se pueden agrupar en tres grandes categorías:

- Componentes naturales: sustancias como los asfáltenos y las parafinas, que se encuentran en el yacimiento y que fluyen a la superficie estabilizando las emulsiones.
- Sólidos finos: arena, arcilla, finos de formación, minerales, productos de corrosión del sistema (sulfuro de hierro y otros óxidos).
- Químicos añadidos: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, biosidas, limpiadores, laminadores de flujo, entre otros [14].

## ANEXO C. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA CARACTERIZACIÓN [4]

### AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO (ASTM 96)

Esto se determina mediante el método de la centrifuga, figura 15. Conociendo los volúmenes de crudo y solventes se colocan en una centrifuga y se calientan a  $60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ , luego de la centrifugación, se lee el volumen de la capa de agua y sedimentos en el fondo del tubo.



*Figura 15. Centrifuga y recipientes para la medida de BSW. Fuente: Autores*

### DENSIDAD A PRESIÓN ATMOSFÉRICA (MÉTODO DEL PICNÓMETRO DE BINGHAM)

El procedimiento de manera general, es llenar el picnómetro con la muestra y pesarlo, se registra la temperatura del laboratorio para luego reportarla a dicha temperatura y a  $60^{\circ}\text{F}$  ( $15.5^{\circ}\text{C}$ ). Picnómetro: instrumento utilizado para determinar la densidad de los líquidos (ver figura 16).



*Figura 16. Picnómetro para medir la densidad del crudo. Fuente: autores.*

## PUNTO DE FLUIDEZ (ASTM D- 97)

El recipiente de prueba se somete a un enfriamiento gradual, se examina la apariencia del crudo cuando la temperatura esté 9°C por encima del punto de fluidez esperado, estos se expresan como enteros positivos o negativos múltiplos de 3°C, luego se inclina el recipiente lo suficientemente para determinar si hay algún movimiento del crudo en el recipiente de prueba, si no fluye después de contar por 5 segundos, se ha encontrado el punto de congelamiento, entonces, el punto de fluidez se hallará 3°C por encima del punto de congelamiento.



*Figura 17. Equipo de laboratorio para determinar el punto de fluidez. Fuente: autores.*

## VISCOSIDAD DINÁMICA

Se emplea un viscosímetro OFITE sujeto a la variación de la temperatura por acción de un baño termostático. Para determinar la viscosidad del fluido es necesario tener 200 mL de muestra en el vaso de precipitado, este se carga en el viscosímetro, se enciende el dispositivo y se ajustan las revoluciones según sea necesario. El viscosímetro da los valores de viscosidad, esfuerzo cortante y velocidad de deformación. El equipo se muestra en la figura 18.



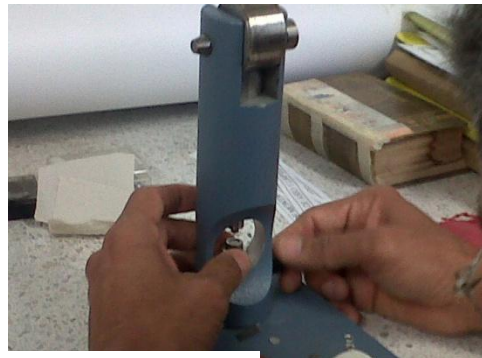
**Figura 18.** Viscosímetro OFITE. Fuente: autores.

## PUNTO DE NUBE

Para realizar la medición del punto de nube, se utilizó un equipo de calorimetría diferencial el cual se muestra en la figura 19. Se utilizó un método tomado de la referencia [19], inicialmente la muestra es colocada a temperatura ambiente en el equipo a 25°C, luego mediante una rampa de calentamiento la muestra es llevada a 120°C, para después ser reducida a -20°C por medio de una rampa de enfriamiento y finalmente se lleva la muestra nuevamente a 120°C. Todo esto a razón de 10 °C/minuto. Para la prueba se debe sellar en una cápsula una muestra de crudo, esto se realiza por medio de una prensa la cual se puede apreciar en la figura 20.



**Figura 19.** DSC. Fuente: autores.



**Figura 20.** Prensa. Fuente: autores.

## MICROGRAFÍAS

Las micrografías de las emulsiones se realizaron con un microscopio NIKON LABOPHOT-2 y la foto fue tomada con una cámara digital. En la siguiente figura se puede observar el equipo en el cual se examinaron las muestras.



**Figura 21.** Microscopio LABOPHOT-2. Fuente: autores.

## ANEXO D. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN

### CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la caracterización del crudo.

#### Gravedad específica

- Peso del picnómetro vacío: 9,6269 g
- Peso del picnómetro con agua (25°C): 14,6203 g
- Peso del picnómetro con crudo (25°C): 13,6889 g

$$\rho_{E(25^{\circ}\text{C})} = \frac{\frac{(\text{peso del picnómetro+crudo})-(\text{peso del picnómetro vacío})}{V_{\text{crudo}}}}{\frac{(\text{peso del picnómetro+agua})-(\text{peso del picnómetro vacío})}{V_{\text{agua}}}} = \frac{13,6889 - 9,6269}{14,6203 - 9,6269}$$
$$= 0,81 \frac{\text{g de crudo}}{\text{g de agua}}$$

#### Punto de fluidez

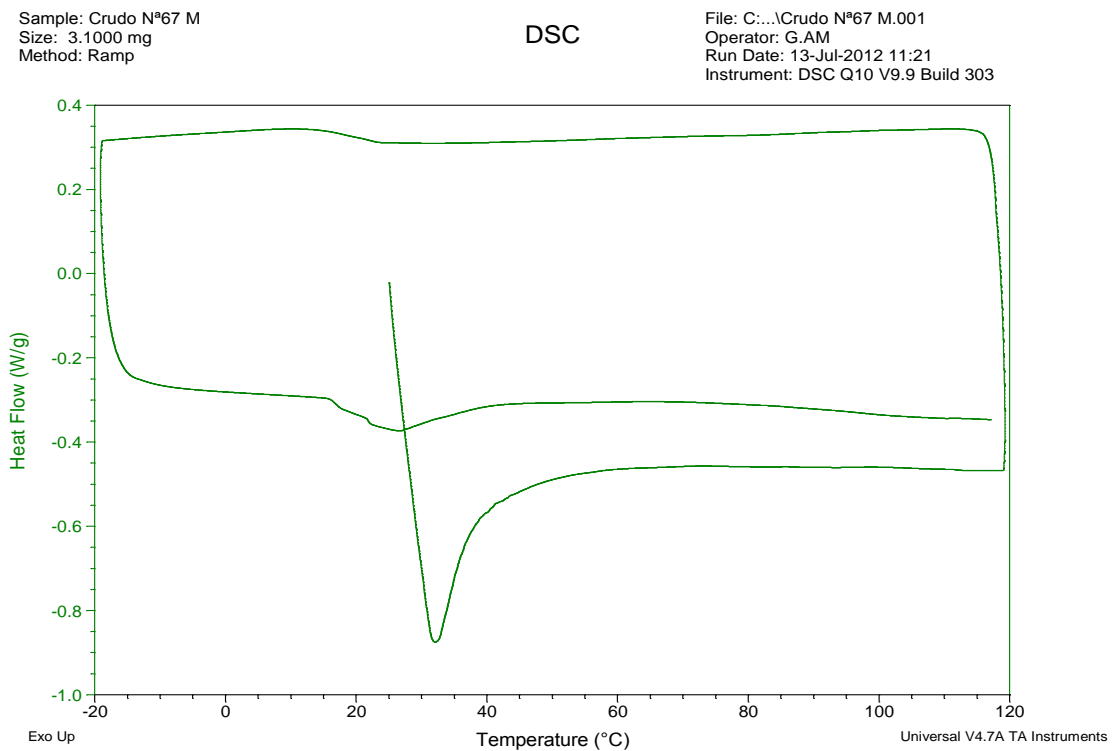
La medida del punto de fluidez se realizó 3 veces, como se muestra en la siguiente tabla, y se tomo la medida promedio de las tres medidas.

**Tabla 12.** Punto de fluidez. Fuente: autores.

Pruebas	Punto de congelamiento [°C]	Punto de fluidez [°C]
1	0	3
2	0	3
3	0	3

## Punto de nube

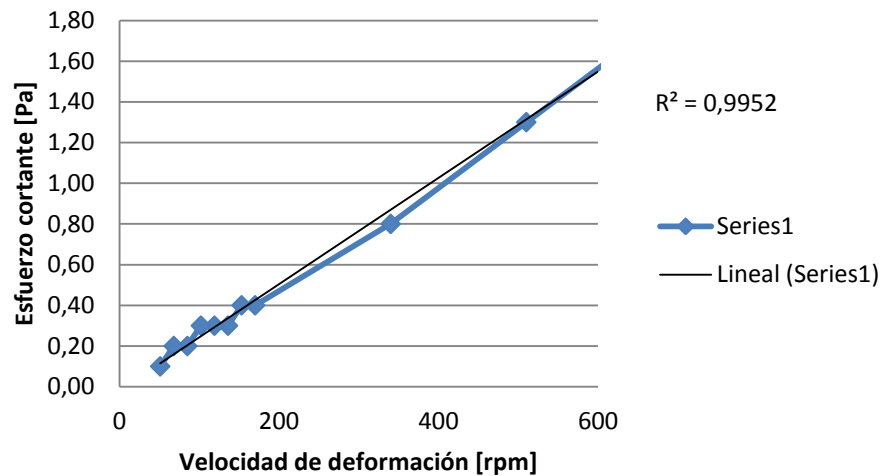
El punto de nube se ubica en el primer cambio de pendiente en la línea de enfriamiento de 120°C a -20°C, este cambio representa la formación del primer cristal de parafina formado, lo cual libera energía y por esta razón se ve el cambio de la pendiente, lo cual se puede apreciar en la figura 22, en donde se encuentra que el punto de nube para col-67 es 23,23°C.



**Figura 22.** Gráfica del punto de nube. Fuente: autores.

## Viscosidad

A partir de los datos obtenidos en el viscosímetro OFITE, se obtiene la siguiente gráfica



**Figura 23.** Esfuerzo cortante vs. Velocidad de deformación.

Según la gráfica anterior se ve que el comportamiento del crudo col-67, se puede aproximar al comportamiento de un fluido newtoniano, ya que el comportamiento se puede aproximar a una línea recta con un factor de correlación de 0,9952. Comparando con estudios anteriormente realizados en Campo Escuela [33], con lo cual se puede concluir que como se está trabajando a una temperatura de 25°C, la cual está alejada del punto de fluidez del crudo que es 3°C, entonces se supone que el comportamiento del crudo es el de un fluido newtoniano.

## CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES

### Gravedad específica

- Peso del picnómetro vacío: 6,0963 g
- Peso del picnómetro con agua (25°C): 8,0186 g
- Peso del picnómetro emulsión 5% v/v de agua (25°C): 7,6851 g
- Peso del picnómetro emulsión 10% v/v de agua (25°C): 7,6980 g
- Peso del picnómetro con agua (16°C): 8,0256 g
- Peso del picnómetro emulsión 5% v/v de agua (16°C): 7,7052 g
- Peso del picnómetro emulsión 10% v/v de agua (16°C): 7,7329 g

1. Gravedad específica emulsión 5% v/v de agua:

$$\rho_{E(25^{\circ}C)} = \frac{7,6851 - 6,0963}{8,0186 - 6,0963} = 1,2099 \frac{g \text{ de emulsión}}{g \text{ de agua}}$$

$$\rho_{E(16^{\circ}C)} = \frac{7,7052 - 6,0963}{8,0256 - 6,0963} = 1,1991 \frac{g \text{ de emulsión}}{g \text{ de agua}}$$

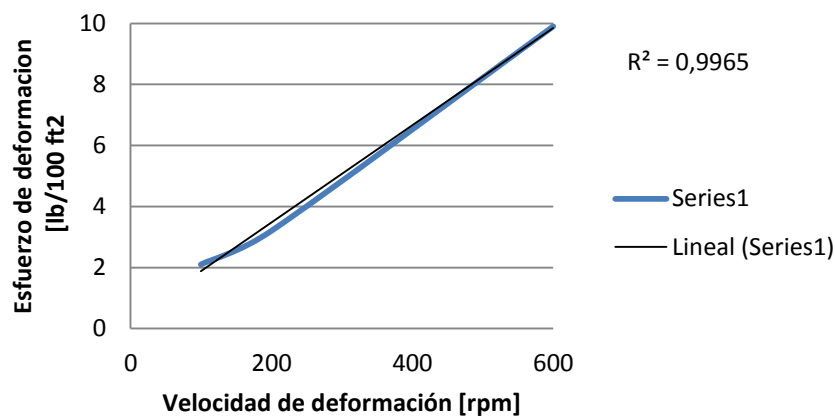
2. Gravedad específica emulsión 10% v/v de agua:

$$\rho_{E(25^{\circ}C)} = \frac{7,6980 - 6,0963}{8,0186 - 6,0963} = 1,2002 \frac{g \text{ de emulsión}}{g \text{ de agua}}$$

$$\rho_{E(16^{\circ}C)} = \frac{7,7329 - 6,0963}{8,0256 - 6,0963} = 1,1788 \frac{g \text{ de emulsión}}{g \text{ de agua}}$$

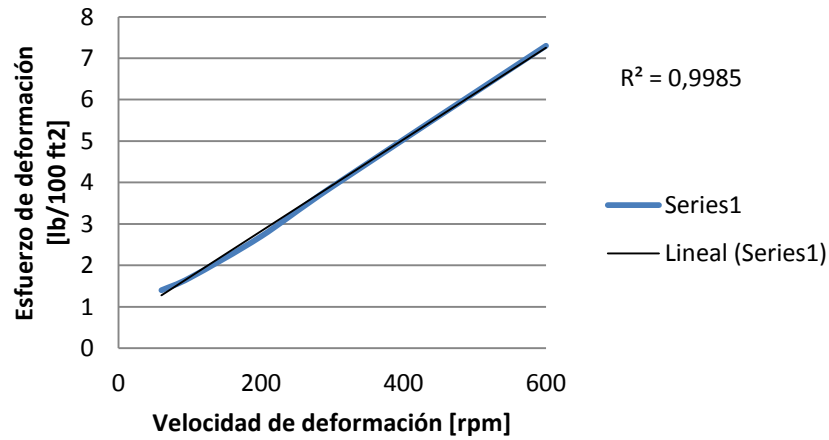
## Viscosidad

- Emulsión 10% v/v de agua:



**Figura 24.** Esfuerzo cortante vs. Velocidad de deformación, para emulsión 10%. Fuente: autores.

- Emulsión 5% v/v de agua:



**Figura 25.** Esfuerzo cortante vs. Velocidad de deformación, para emulsión del 5%.

Fuente: autores.

Según las figuras (24 y 25) se ve que el comportamiento de las emulsiones W/O, se puede aproximar al comportamiento de un fluido newtoniano, ya que el comportamiento de las dos emulsiones se puede aproximar a una línea recta con un factor de correlación cercano a 1. Basándose también en el estudio antes mencionado del Campo Escuela Colorado [33], al estar trabajando a una temperatura por encima del punto de fluidez, el comportamiento de los dos fluidos puede aproximarse al comportamiento de un fluido newtoniano.

## **ANEXO E. PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES**

### **PROTOCOLO DE PREPARACIÓN DE LA EMULSIÓN**

En la preparación de las emulsiones se siguió el siguiente protocolo:

- ✓ Primero se adiciona la sustancia de mayor proporción en volumen que se determinó emulsionar en este caso el hidrocarburo, en un vaso de precipitado apropiado.
- ✓ Se ubica el vaso de precipitado con la sustancia de mayor proporción en volumen dentro del agitador a una distancia tal que el agitador no choque con el fondo del vaso, se recomienda ubicar el agitador a una distancia mayor a 10 mm del fondo del recipiente, además, se recomienda que los fluidos a emulsionar cubran mínimo 5.5 mm de altura del agitador [11].
- ✓ Se enciende el equipo seleccionado para formar la emulsión y se lleva a las condiciones de velocidad del agitador requeridas.
- ✓ Una vez que el agitador llega a la condición de operación deseada, se agrega la sustancia de menor proporción en volumen que se determinó emulsionar (en nuestro caso el agua) y se empieza a contar el tiempo tan pronto se ha agregado la totalidad de la misma.
- ✓ Por último, se apaga el equipo, se descarga el vaso de precipitado y se realiza una operación de limpieza al agitador para evitar la contaminación de futuras preparaciones.

### **PRUEBAS EXPERIMENTALES**

En las tablas 13 y 14, se resumen los resultados de las pruebas experimentales para determinar las mejores condiciones en el laboratorio para formar las emulsiones W/O, evaluando dos homogenizadores diferentes a distintas condiciones.

**Tabla 13.** Pruebas experimentales con Homogenizador JK IKA LABORATECHNIK RW 20.n con agitador tipo hélice de tres palas.

Porcentaje de agua [% v/v]	Volumen total [mL]	Velocidad del agitador [rpm]	Tiempo de agitación [min]	Observación
10 <sup>d</sup>	800	1920	5	No se formo la emulsión.
10 <sup>d</sup>	200	2160	5	No se formo la emulsión.
10 <sup>s</sup>	200	2160	5	No se formo la emulsión.
5 <sup>d</sup>	200	2160	5	No se formo la emulsión.
5 <sup>d</sup>	200	2400	10	La emulsión se separo en 2 min.
5 <sup>d</sup>	200	2400	15	La emulsión se separo en 5 min.
3 <sup>d</sup>	200	2400	15	La emulsión se separo en 9 min.

<sup>d</sup>Agua destilada.

<sup>s</sup> Salmuera al 3,5% p/p de NaCl.

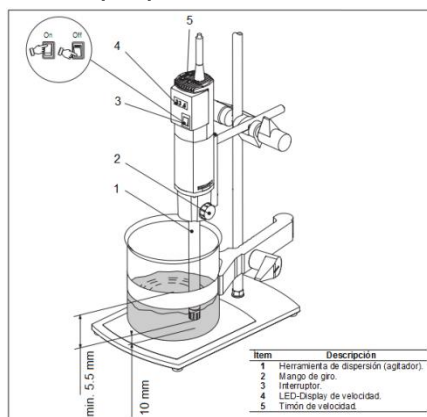
De la tabla 13, se puede ver que formar emulsiones con el homogenizador *JK IKA LABORATECHNIK RW 20.n* con agitador tipo hélice de tres palas es difícil, debido a que el equipo solo alcanza una velocidad de agitación de 2400 rpm, lo cual es insuficiente para lograr la estabilidad de las emulsiones.

Por otro lado, los experimentos realizados con el homogenizador *IKA ULTRA-TURRAX T 25 digital* (tabla 14), demostraron que a mayor velocidad y tiempo de agitación, las emulsiones resultan estables, aun después de trascurrido un largo periodo de tiempo.

**Tabla 14.** Pruebas experimentales con Homogenizador IKA ULTRA-TURRAX T 25 digital.

Porcentaje de agua destilada [% v/v]	Volumen total [mL]	Velocidad del agitador [rpm]	Tiempo de agitación [min]	Observaciones
5	400	3200	10	La emulsión se separo en 30 min.
5	400	9000	10	La emulsión se separo en 120 min.
5	400	15000	10	La emulsión no se separo después de 2 semanas de reposo.
10	400	15000	10	La emulsión no se separo después de 2 semanas de reposo.

En base a los resultados obtenidos de la experimentación, se optó por preparar las emulsiones W/O al 5 y 10% v/v de agua destilada con el homogenizador *IKA ULTRA-TURRAX T 25 digital*, el cual se muestra en la figura 26, a 15000 rpm durante 10 minutos, ya que a estas condiciones se encontró la estabilidad requerida para los experimentos propuestos.



**Figura 26.** Montaje del homogenizador IKA ULTRA-TURRAX T 25 digital modificado. [11]

## ANEXO F. PRUEBAS PRELIMINARES

- **Análisis de varianza para las dos disposiciones de placas:**

A continuación se muestra el resumen estadístico, del análisis de los datos de las pruebas preliminares para la selección de la mejor disposición de placa.

### Placas paralelas a la dirección de flujo

**Tabla 15.** Resumen estadístico para los experimentos de flujo másico sin campo eléctrico.

*Fuente: autores.*

Flujo másico sin campo eléctrico [g/s]	Recuento	Promedio	Desviación Estándar
Experimento	296	0,3449	0,0679
Replica 1	296	0,3481	0,0580
Replica 2	296	0,3481	0,0715
Total	888	0,3470	0,0660

**Tabla 16.** ANOVA para los experimentos de flujo másico sin campo eléctrico. Fuente:

*autores.*

Fuente	Suma de Cuadrados	GDL	Cuadrado Medio	Razón- F	Valor- P
Entre grupos	0,0020	2	0,0010	<b>0,23</b>	<b>0,7932</b>
Intra grupos	3,8621	885	0,0044		
Total (Corr.)	3,8641	887			

**Tabla 17.** Resumen estadístico para los experimentos de flujo másico con campo eléctrico. Fuente: autores.

Flujo másico con campo eléctrico [g/s]	Recuento	Promedio	Desviación Estándar
Experimento	296	0,3067	0,0556
Replica 1	296	0,3057	0,0569
Replica 2	296	0,3058	0,0388
Total	888	0,3061	0,0511

**Tabla 18.** ANOVA para los experimentos de flujo másico con campo eléctrico. Fuente: autores.

Fuente	Suma de Cuadrados	GDL	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	0,00019	2	0,00009	0,04	0,9648
Intra grupos	2,3123	885	0,00261		
Total (Corr.)	2,3125	887			

Las tablas 16 y 18 descomponen la varianza de los datos en dos componentes, un componente entre-grupos y un componente dentro-de-grupos. Puesto que el valor-P de la razón-F, (para los experimentos con campo eléctrico y sin campo), es mayor o igual que 0,05, no existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de los 3 experimentos de flujo másico con y sin campo eléctrico, con un nivel del 95,0% de confianza.

## Placas perpendiculares a la dirección de flujo

**Tabla 19.** Resumen estadístico para los experimentos de flujo másico sin campo eléctrico.

Fuente: autores.

Flujo másico sin campo eléctrico [g/s]	Recuento	Promedio	Desviación Estándar
Experimento	296	0,3318	0,0460
Replica 1	296	0,3289	0,0632
Replica 2	296	0,3276	0,0425
Total	888	0,3294	0,0514

**Tabla 20.** ANOVA para los experimentos de flujo másico sin campo eléctrico. Fuente:

autores.

Fuente	Suma de Cuadrados	GDL	Cuadrado Medio	Razón- F	Valor- P
Entre grupos	0,0027	2	0,0014	0,52	0,5948
Intra grupos	2,3368	885	0,0026		
Total (Corr.)	2,3395	887			

En la tabla 20, como el valor-P de la razón-F es mayor o igual que 0,05, no existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de los 3 experimentos de flujo másico sin campo eléctrico con un nivel del 95,0% de confianza.

**Tabla 21.** Resumen estadístico para los experimentos de flujo másico con campo eléctrico. Fuente: autores.

Flujo másico con campo eléctrico [g/s]	Recuento	Promedio	Desviación Estándar
Experimento	296	0,3258	0,0392
Replica 1	296	0,3079	0,0275
Replica 2	296	0,3218	0,0354
Total	888	0,31848	0,0352

**Tabla 22.** ANOVA para los experimentos de flujo másico con campo eléctrico. Fuente: autores.

Fuente	Suma de Cuadrados	GDL	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Entre grupos	0,0525	2	0,0262	22,18	0,0000
Intra grupos	1,0465	885	0,0012		
Total (Corr.)	1,0990	887			

En La tabla 22 debido a que el valor-P de la prueba-F es menor que 0,05, existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de 3 experimentos de flujo másico con campo eléctrico con un nivel del 95,0% de confianza. Para determinar cuáles medias son significativamente diferentes de otras, se usa la Prueba de Múltiples Rangos (Tabla 23).

**Tabla 23.** Prueba de Múltiples Rangos Método: 95,0 % LSD. Fuente: autores.

	Casos	Media	Grupos Homogéneos
Replica 1	296	0,3079	X
Replica 2	296	0,3218	X
Experimento	296	0,3258	X

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Experimento - Replica 1	*	0,0179	0,0055
Experimento - Replica 2		0,0040	0,0055
Replica 1- Replica 2	*	-0,0140	0,0055

\* indica una diferencia significativa.

La tabla 23 aplica un procedimiento de comparación múltiple para determinar cuáles medias son significativamente diferentes de otras. La mitad inferior de la salida muestra las diferencias estimadas entre cada par de medias. El asterisco que se encuentra al lado de los 2 pares indica que estos pares muestran diferencias estadísticamente significativas con un nivel del 95,0% de confianza. En la parte superior de la tabla, se han identificado 2 grupos homogéneos según la alineación de las X's en columnas. No existen diferencias estadísticamente significativas entre aquellos niveles que compartan una misma columna de X's. El método empleado actualmente para discriminar entre las medias es el procedimiento de diferencia mínima significativa (LSD) de Fisher. Con este método hay un riesgo del 5,0% al decir que cada par de medias es significativamente diferente, cuando la diferencia real es igual a 0. Con estos resultados se puede establecer que la réplica 1, es un valor atípico en el experimento.

- **Prueba t, Comparación de medias**

Se hace una comparación entre las dos muestras para probar la hipótesis de que las medias ( $m$ ) de las poblaciones son iguales.

Hipótesis Nula:  $m_1=m_2$

Hipótesis Alternativa:  $m_1\neq m_2$

La diferencia entre las medias (suponiendo varianzas iguales): presenta un intervalo de confianza del 95% para la media poblacional del flujo másico sin campo eléctrico, menos la media poblacional del flujo másico con campo eléctrico. Por otro lado, también puede usarse una prueba-t para evaluar hipótesis específicas acerca de la diferencia entre las medias de las poblaciones de las cuales provienen las dos muestras. En este caso, la prueba se ha construido para determinar si la diferencia entre las dos medias es igual a 0,0 versus la hipótesis alterna de que la diferencia no es igual a 0,0.

### Placas paralelas a la dirección de flujo

**Tabla 24.** Resumen estadístico para las placas paralelas a la dirección de flujo. Fuente: autores.

	<i>Flujo másico sin campo eléctrico [g/s]</i>	<i>Flujo másico con campo eléctrico [g/s]</i>
Recuento	888	888
Promedio	0,347016	0,306092
Desviación Estándar	0,0660032	0,0510597

**Tabla 25.** Comparación de medias para placas paralelas a la dirección de flujo. Fuente: autores.

	<i>Media ± desviación</i>	<i>Rango</i>
Flujo másico sin campo eléctrico	0,3470 ± 0,0043	[0,3427, 0,3514]
Flujo másico con campo eléctrico	0,3061 ± 0,0034	[0,3027, 0,3095]
Diferencia de medias	0,0409 ± 0,0055	[0,0354, 0,0464]

Como en la tabla 25 el intervalo de confianza para la diferencia entre las medias no contiene el valor 0, existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de las dos muestras, con un nivel de confianza del 95,0%.

La prueba t para comparar medias para placas paralelas a la dirección de flujo:

Hipótesis nula:  $media1 = media2$

Hipótesis Alternativa:  $media1 \neq media2$

Suponiendo varianzas iguales:  $t = 14,6138$  valor-P = 0,0

Se rechaza la hipótesis nula para  $\alpha = 0,05$ .

El valor-P calculado es menor que 0,05, se puede rechazar la hipótesis nula en favor de la alterna. Es decir que las dos medias de las poblaciones son significativamente diferentes con un nivel de significancia del 5%.

## Placas perpendiculares a la dirección de flujo

**Tabla 26.** Resumen estadístico para las placas perpendiculares a la dirección de flujo.

Fuente: autores.

	<i>Flujo másico sin campo eléctrico [g/s]</i>	<i>Flujo másico con campo eléctrico [g/s]</i>
Recuento	888	888
Promedio	0,32942	0,31848
Desviación Estándar	0,0513573	0,0351995

**Tabla 27.** Comparación de medias para las placas perpendiculares a la dirección de flujo.

Fuente: autores.

	<i>Media ± desviación</i>	<i>Rango</i>
Flujo másico sin campo eléctrico	0,3294 ±0,0034	[0,3260, 0,3328]
Flujo másico con campo eléctrico	0,3185 ± 0,0023	[0,3162, 0,3208]
Diferencia de medias	0,0109 ± 0,0041	[0,0068, 0,0150]

El intervalo de confianza para la diferencia entre las medias no contiene el valor 0, existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de las dos muestras, con un nivel de confianza del 95,0%.

Prueba t para comparar medias para las placas perpendiculares a la dirección de flujo:

Hipótesis nula:  $media_1 = media_2$

Hipótesis Alternativa:  $media_1 \neq media_2$

Suponiendo varianzas iguales:  $t = 5,23615$  valor-P = **1,64283E-7**

Se rechaza la hipótesis nula para  $\alpha = 0,05$ .

El valor-P calculado es menor que 0,05, se puede rechazar la hipótesis nula en favor de la alterna. Es decir que las dos medias de las poblaciones son significativamente diferentes con un nivel de significancia del 5%.

## ANEXO G. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL DISEÑO FACTORIAL

Se corrió el diseño de experimentos en el software STATGRAPHICS Centurion [25], seleccionando un nivel de significancia del 5% y una desviación estándar para el error experimental igual a 1. El análisis de varianza divide la variabilidad de la variable respuesta, en piezas separadas para cada uno de los efectos, probando la significancia estadística de cada efecto, comprando su cuadrado medio contra un estimado del valor experimental y suponiendo que la hipótesis nula es cierta [17]. El resultado del análisis se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 28.** Tabla ANOVA para el diseño de experimento. Fuente: autores.

Fuente	Estimado	Error Estándar	Suma de Cuadrados	GDL	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor -P
A: Intensi- dad de campo eléctrico	-1,65875	0,601198	11,0058	1	11,0058	7,61	0,024 7
B: % de agua en emulsión	-6,74875	0,601198	182,183	1	182,183	126,01	0,000 0
C: Diámet- ro interno del capilar	3,86875	0,601198	59,8689	1	59,8689	41,41	0,000 2
AB	-1,87375	0,601198	14,0438	1	14,0438	9,71	0,014 3
AC	1,78875	0,601198	12,7985	1	12,7985	8,85	0,017 7
BC	-2,07625	0,601198	17,2433	1	17,2433	11,93	0,008 6
ABC	1,19875	0,601198	5,74801	1	5,74801	3,98	0,081 3
Promedio	-0,52438	0,300599					
Error total			11,566	8	1,44576		

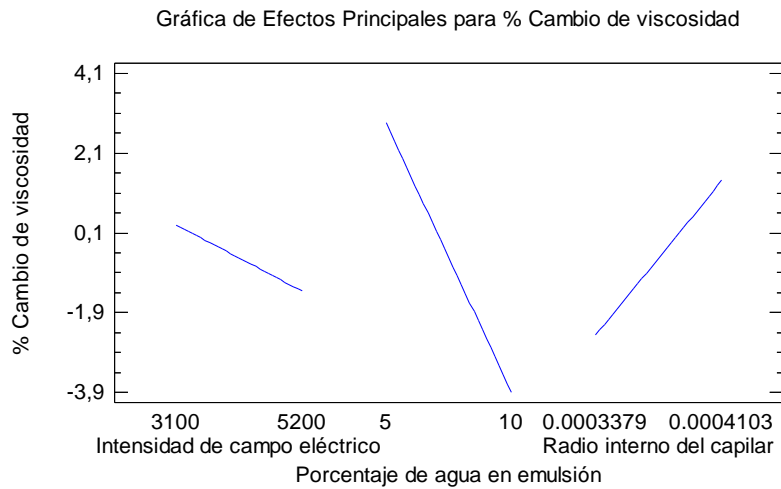
Total (corr.)			314,457	15			
---------------	--	--	---------	----	--	--	--

R-cuadrada = 96,3219 por ciento

De la tabla 28 se puede observar, que en el diseño de experimento propuesto, 6 efectos tienen un valor-P menor que 0,05, indicando que son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95,0%, esto indica que estos 6 efectos son significativos estadísticamente y modifican el valor del porcentaje de cambio de la viscosidad. Por otro lado, el estadístico R-Cuadrada indica que el modelo, así ajustado, explica 96,3219% de la variabilidad en el porcentaje de cambio de viscosidad.

### **Grafico de Efectos Principales**

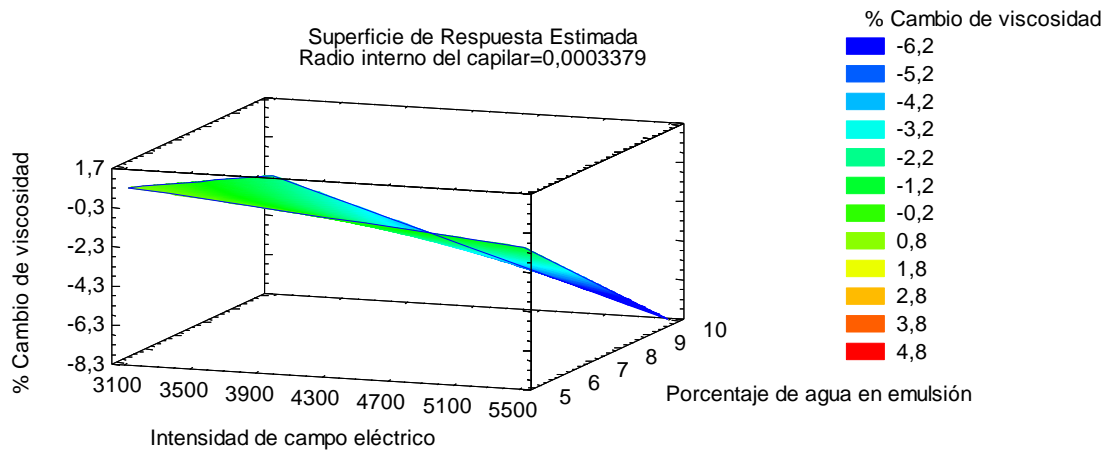
Una vez que se ha estimado y comprobado el modelo matemático que describe la respuesta del porcentaje de cambio de la viscosidad, los resultados se pueden presentar gráficamente de una manera sencilla con el grafico de *Efectos Principales* (figura 27), el cual presenta como la respuesta predicha varia cuando cada uno de los factores del modelo cambia del nivel Bajo al Alto, con todos los demás factores fijados en el centro de la región experimental (un punto medio entre el nivel bajo y alto). Cuando todos los factores se dibujan en el grafico, es más fácil juzgar cuales factores tienen el más alto impacto.



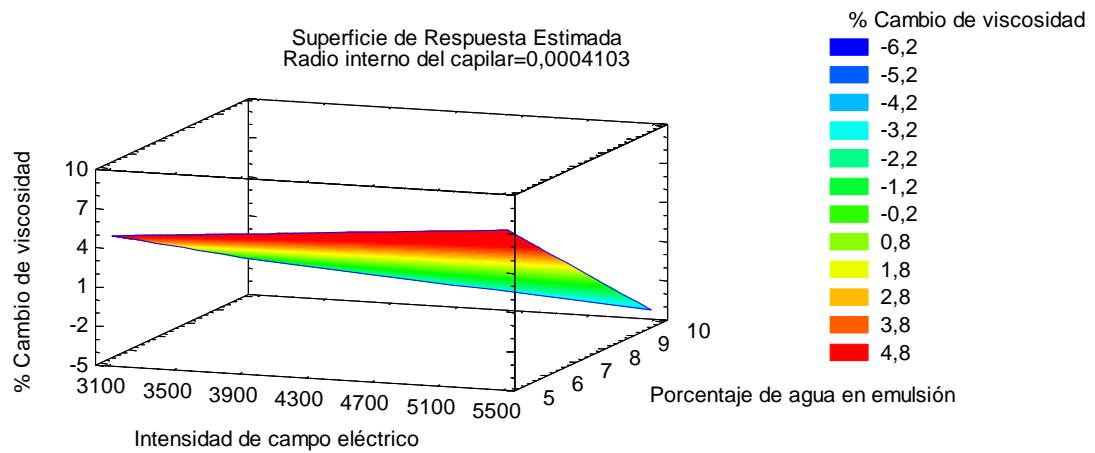
**Figura 27.** Efectos principales para el porcentaje de cambio de viscosidad. Fuente: autores.

### Gráficos de superficie

Los gráficos de superficie permiten predecir los valores de la respuesta de diferentes maneras. Los gráficos de superficie (Figura 28 y 29), presentan una grafica de la repuesta predicha como función de un par de factores experimentales, en este caso, se seleccionaron la intensidad de campo eléctrico y el porcentaje de agua en emulsión como variables, manteniendo constante el radio interno del capilar, para estudiar el porcentaje de cambio de la viscosidad.



**Figura 28.** Superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0003379 m. Fuente: autores.



**Figura 29.** Superficie de respuesta del porcentaje de cambio de viscosidad para el radio interno del capilar de 0,0004103 m. Fuente: autores.