



**EFFECTO DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES
DE CRUDOS PARAFÍNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

CAMILO ANDRÉS NARANJO VACA

ALVARO JAVIER PEDRAZA POLANCO

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

2014

**EFFECTO DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES
DE CRUDOS PARAFÍNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

CAMILO ANDRÉS NARANJO VACA

ALVARO JAVIER PEDRAZA POLANCO

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

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN M.Sc.

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

2014

A Dios, por haberme guiado durante este proceso, por brindarme salud, sabiduría y fortaleza para cumplir este objetivo.

A mi Mama Luz Marina y mi Papa German y mi hermano Diego Naranjo, quienes han sido el pilar máspreciado en mi vida, resaltando su apoyo incondicional día a día, de quienes he recibido la motivación y el consejo, para no claudicar frente a los objetivos propuestos, me siento muy orgulloso de ellos.

A mi familia quienes por ellos soy lo que soy.

A mis amigos de laboratorio de fluidos, Felix Arenas, Alexander Beltran, Mario Torres, Cesar Pineda, Jhon Pabon y Gerzon Cuta. Excelentes personas, las cuales han estado presentes en mi proceso de formación educativo, durante la instancia en la Universidad.

A mi amigo de tesis Javier Pedraza, persona responsable y dedicada, el cual aprecio bastante, Dios lo bendiga y lo colme de bendiciones en su etapa profesional.

A mi amigo Julian Quintero, a quien considero un hermano más, por su amistad y apoyo incondicional.

A Sachita, quien estuvo en todo momento en el sitio donde resido, brindándome compañía y alegría.

A mis amigos por su amistad incondicional y comprensión, Jose Quintero, Danelys Bernal, Camilo Bocanegra, Andrés Castañeda, Jehan Ardila, Jorge González Salgado, Emmanuel Robles, Robinson Vargas, Robert Padron y Juan Lizcano, quienes han aportado su granito de arena en la culminación de esta etapa formativa, los aprecio a todos.

Camilo

A ti principalmente, por permanecer siempre fiel a pesar de las circunstancias adversas y decisiones erróneas; siempre estuviste ahí en todo tiempo para brindarme esa fortaleza que me ha impulsado a culminar esta etapa con gran satisfacción.

A mis padres, abuelos, familiares y cercanos, por ser un ejemplo de habilidad y virtud, lo cual ha hecho de mí un hombre íntegro y de propósitos.

A aquellas personas que durante el trascurso de esta etapa abrieron sus puertas de manera desinteresada llenándome de conocimientos y experiencias que me han permitido crecer personalmente.

...ahora me corresponde regresar un poquito de todo lo inmenso que me han otorgado...

JAVIER

AGRADECIMIENTOS

El trabajo de grado es la unión de esfuerzos de muchas personas, es el trabajo en equipo y el reflejo de valores como el respeto y la tolerancia que traen un resultado que no es fácil y no sería posible sin esas personas que creyeron en nosotros y permitieron trabajar junto a ellos. Los autores del presente trabajo se permiten expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

- Al Ingeniero **EMILIANO ARIZA LEON**, director de este trabajo, quien nos guio, Recomendó y sugirió lo mejor para la realización de este proyecto.
- Al Ingeniero **FELIZ ARENAS**, líder del laboratorio de fluidos de la escuela de ingeniería de petróleos, quien nos brindó su apoyo incondicional y nos ayudó a superar los inconvenientes que se presentaron a lo largo del proyecto.
- Al ingeniero **GERZON CUTA**, por su aporte desinteresado en la pruebas de laboratorio.
- A los ingenieros **MARIO** y **ALEX**, por permitir la disponibilidad del laboratorio y equipos a disposición para el desarrollo del presente trabajo de investigación.
- Al personal administrativo del **Campo Escuela Colorado**, por darnos la oportunidad de trabajar con ustedes y para ustedes, por el apoyo profesional que permitió conseguir el resultado obtenido.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. CRUDOS PARAFÍNICOS	17
1.1. GENERALIDADES.....	17
1.2. PROBLEMAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN LA PRODUCCION DE CRUDOS PARAFINICOS	19
1.3. CONCEPTOS BÁSICOS DE REOLOGÍA	22
2. EMULSIONES AGUA EN CRUDO	30
2.1. TEORIA DE EMULSIONES	30
2.2. ESTABILIDAD DE EMULSIONES.....	33
2.3. MEDICIÓN DE ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN	34
2.4. EFECTO DE LA FASE DISPERSA EN LA DEPOSITACION DE PARAFINAS	36
2.5. EFECTO DE LAS EMULSIONES EN EL ASEGURAMIENTO DEL FLUJO	37
3. GENERALIDADES CAMPO COLORADO	39
3.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO (2012-2013) 41	
3.2. CORTE DE AGUA,SALINIDAD Y BSW EN EL CAMPO COLORADO (PERIODO 2012-2013)	43
4. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACION DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO.....	45
4.1. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	45
4.1.1. ETAPA 1. Selección de los valores representativos de corte de agua y salinidad del Campo Colorado	45
4.1.2. ETAPA 2. Diseño experimental y pruebas de laboratorio	48
5. ANALISIS DE RESULTADOS	64
5.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL PUNTO DE FLUIDEZ	65
5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA VISCOSIDAD	68
5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL PUNTO DE CRISTALIZACIÓN	72
5.4. ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN	74
6. CONCLUSIONES.....	79
7. RECOMENDACIONES.....	81
BIBLIOGRAFIA.....	82
ANEXOS.....	84

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Deformación de un líquido bajo la aplicación de un esfuerzo de corte F	23
Figura 2. Representación de cuerpos viscoelásticos mediante los modelos de: a) Kelvin, b) Maxwell	25
Figura 3. Comportamiento de Fluidos Newtonianos y no Newtonianos	27
Figura 4. Microfotografía de una emulsión en aceite	31
Figura 5. Tipos de Emulsiones	32
Figura 6. Zonas presentes en la desestabilización de emulsiones	33
Figura 7. Fracción de Volumen de aceite coalescido o clarificado en función del tiempo	36
Figura 8. Puntos de agitación en el sistema de producción	38
Figura 9. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.	39
Figura 10. Estructura geológica del Campo Colorado.	40
Figura 11. Comportamiento de la producción Campo Colorado 2006-2013.	42
Figura 12. Corte de agua Campo Colorado (2012-2013).....	43
Figura 13. % BSW Campo Colorado (2012-2013).....	44
Figura 14. Salinidad promedio mensual del Campo Colorado (2012-2013).....	44
Figura 15. Metodología experimental para determinar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre las propiedades de crudos parafínicos.	46
Figura 16. Prueba BS&W para el crudo de tanque del campo colorado.	60
Figura 17. Homogeneizador automático.....	61
Figura 18. Proceso de emulsificación para el tratamiento 1, preparando una emulsión con 4000 partes por millón de sal y 0,62% en corte de agua. La homogeneización de la muestra dura 15 minutos.	62
Figura 19. Diagrama de Pareto para Punto de Fluidez.....	66
Figura 20. Gráfico de superficie para el Punto de Fluidez-Corte de agua-Salinidad.....	68
Figura 21. Comportamiento reológico del crudo del Campo Colorado a 85 s-1...	69
Figura 22. Gráfico de Pareto para la Viscosidad.	70
Figura 23. Gráfico de superficie Viscosidad vs corte de agua-temperatura.	71
Figura 24. Contorno de la superficie estimada para Viscosidad.	72
Figura 25. Punto de Cristalización para la muestra correspondiente al tratamiento 2, con corte de agua de 0,62% y salinidad de 22240 ppm	73
Figura 26. Gráfico de Pareto para Punto de Cristalización.	74
Figura 27. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión para el tratamiento 1, con un corte de agua del 0,62% y 4000 ppm de sal.....	75
Figura 28. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión después de una hora para el tratamiento 7, con corte de agua del 53,1% y 42500 ppm de sal.....	76
Figura 29. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión después de una hora para el tratamiento 8; con corte de agua del 53,1% y 22240 ppm de sal.....	77
Figura 30. Porcentaje de agua separada con el tiempo para los tratamientos 7 y 8.	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parafina y puntos de fusión.	21
Tabla 2. Variables involucradas en el proceso de deformación	24
Tabla 3. Modelos de comportamiento de Fluidos.....	27
Tabla 4. Corte de agua por pozo del Campo Colorado	47
Tabla 5. Registro individual de salinidad del Campo Colorado	47
Tabla 6. Valores de corte de agua y salinidad del Campo Colorado	48
Tabla 7. Diseño de aplicación de las pruebas y preparación de las muestras.	50
Tabla 8. Diseño experimental.	51
Tabla 9. Identificación de los tratamientos en la preparación de las emulsiones sintéticas.....	60
Tabla 10. Resultado experimental de los tratamientos.....	64
Tabla 11. Análisis de varianza para el Punto de Fluidez.....	65
Tabla 12. Normalización de las variables independientes.....	67
Tabla 13. Punto de Fluidez del Crudo del campo colorado para diferentes valores de corte de agua.	67
Tabla 14. Análisis de varianza para la Viscosidad.	70
Tabla 15. Análisis de varianza para Punto de Cristalización.	74

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Comportamiento de la producción y registro de corte de agua y salinidad mensual campo colorado periodo 2012-2013.....	84
ANEXO B. Norma ASTM D 97 para medición de punto de fluidez.....	85
ANEXO C. Descripción y puesta en marcha del viscosímetro rotacional ofite modelo 900.....	88
ANEXO D. Valores obtenidos en la prueba seguimiento de la emulsión.....	90

RESUMEN

TÍTULO: EFECTO DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS PARAFÍNICOS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.*.

AUTORES: CAMILO ANDRÉS NARANJO VACA, ALVARO JAVIER PEDRAZA POLANCO**.

PALABRAS CLAVES: Emulsiones, Estabilidad, Crudos Parafínicos, Campo Escuela Colorado, Corte de Agua, Salinidad.

DESCRIPCIÓN:

El efecto del agua y su contenido de sales sobre las propiedades de crudos parafínicos y la interacción con el crudo durante su producción, no ha sido ampliamente estudiado. Existen evidencias experimentales que demuestran la influencia del corte de agua y la salinidad en la formación de emulsiones y en la naturaleza parafínica del crudo. El Campo Colorado tiene una tendencia incremental en la producción de agua, lo cual motiva a plantear este proyecto de investigación para evaluar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre sus propiedades, tales como viscosidad, punto de fluidez y punto de cristalización.

Para evaluar este efecto, se desarrolló una metodología experimental en la cual se realizaron pruebas de agua libre y viscosimetría a muestras de diferentes cortes de agua y concentraciones de cloruro de sodio representativas de los pozos del campo Colorado, siguiendo un diseño experimental matricial. Estas pruebas se desarrollaron a diferentes temperaturas desde el fondo de pozo a superficie, monitoreando continuamente las variables de respuesta.

Se hizo un análisis estadístico de los experimentos, el cual dio como resultado un aumento en el punto de fluidez y viscosidad del crudo con el incremento en el corte de agua de hasta 24 °C para un corte de agua del 53%, cuyas emulsiones en el crudo parafínico tienen tendencia a formar geles durante la producción. Se alcanzó un incremento en la viscosidad hasta de 67 CP a 80 °F para el corte de agua alto (53%). Se determinó que el punto de cristalización del crudo no se ve influenciado por cambios en el corte de agua y la salinidad del fluido proveniente de yacimiento. Por último, se encontró que la salinidad no es un factor influyente en el impacto de las propiedades del crudo parafínico del Campo Colorado.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M. Sc. Emiliano Ariza León

ABSTRACT

TITLE: SALINITY AND WATER CUT EFFECT ON PARAFINIC CRUDE OIL PROPERTIES. CASE OF STUDY: COLORADO OIL FIELD*

AUTHORS: CAMILO ANDRÉS NARANJO VACA, ALVARO JAVIER PEDRAZA POLANCO **.

KEY WORDS: Emulsions, Stability, Paraffinic Crude Oil, Colorado Oil Field, Water Cut, Salinity.

DESCRIPTION:

The effect of the water cut and the salts concentration over the paraffinic crude oil properties and their interaction with the crude oil within the production has not been widely studied. There exist experimental evidences showing the influence of the water cut and the salinity in the emulsions formations and the paraffinic nature of the oil. The Colorado Oil Field has an incremental tendency in the water production, which motivates to develop this research project attempting to evaluate the water cut effect and salinity over their properties, such as viscosity, pour and cloud point.

In order to evaluate this effect, an experimental methodology was developed in which free water tests and viscometry were performed to different samples at different water cuts and sodium chloride concentrations, following a matrix experimental design. These tests were performed at different temperatures varying from reservoir to surface with an assiduous measurement on the response variables.

An statistical analysis were made, which resulted in a pour point increase related with the increase in the water cut up to 24°C for a 53% water content, and those emulsions on paraffinic crude have gel tendency upon production. An increase in viscosity up to 67 cP at 80°F for a high water cut (53%). The cloud point was not affected by changes on the water cut and the salinity of the reservoir fluid. Al last, the salinity was not found as an influent agent in the paraffinic crude oil properties of the Colorado Oil Field.

* Undergraduated Project.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M. Sc. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

El Campo Colorado presenta graves problemas de precipitación y acumulación de parafinas, lo que conlleva a inversiones en tratamientos de prevención y remediación. La temperatura es el principal factor que influye en la precipitación de parafinas, sin embargo la naturaleza química a la cual está sometida también juega un papel en este fenómeno químico.

El efecto del agua y su contenido de sales sobre las propiedades de crudos parafínicos y la interacción con el crudo durante su producción, no ha sido ampliamente estudiado. Existen evidencias experimentales que demuestran la influencia del corte de agua y la salinidad en la formación de emulsiones y en la naturaleza parafínica del crudo.

El Campo Colorado, el cual es un crudo netamente parafínico, tiene una tendencia incremental en la producción de agua en los últimos años, lo cual motiva a plantear este proyecto de investigación para evaluar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre las propiedades del crudo parafínico, tales como viscosidad, punto de fluidez y punto de cristalización.

Este proyecto de grado tiene como objetivo identificar si el contenido de sales y el corte de agua del campo Colorado tienen un efecto sobre la formación y estabilización de emulsiones. Para este objetivo se plantea en el capítulo uno una revisión del estado del arte sobre la naturaleza de los crudos parafínicos, y en el capítulo dos, una teoría básica de emulsiones. Las generalidades y condiciones de producción del campo Colorado se encuentran en el capítulo tres. El cuarto capítulo contempla la metodología experimental planteada y su desarrollo, el cual es básicamente la formulación de emulsiones en laboratorio a diferentes condiciones y la evaluación de su estabilidad. Por último, el capítulo 5 muestra el análisis de resultados mediante técnicas estadísticas.

1. CRUDOS PARAFÍNICOS

El crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, razón por la cual es prácticamente imposible realizar una completa caracterización de cada uno de sus componentes. Esto derivó en el desarrollo de diversos métodos de análisis y procesamiento que estuvieran acordes a la complejidad del tipo de aceite, considerando además los productos que se desean obtener.

1.1. GENERALIDADES

En general es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro fracciones o grupos orgánicos bien definidos: Saturados (S), Aromáticos (A), Resinas (R) y Asfáltenos (A); este conjunto es conocido como SARA. Estas fracciones tienen características especiales y se pueden separar para su estudio y caracterización.

Los hidrocarburos saturados son compuestos no polares, a los cuales pertenecen las ceras parafínicas, depósitos orgánicos de alto peso molecular que se cristalizan por enfriamiento. Un crudo que contiene un porcentaje elevado en peso de estos componentes orgánicos de alto peso molecular y que además puede precipitar componentes sólidos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, dentro del yacimiento, durante la producción, almacenamiento o transporte, se denomina *Crudo Parafínico*.

Los crudos parafínicos son de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). De éstos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes. Como se explicó anteriormente, se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de estos el porcentaje del tipo alcanos o parafínicos es superior al 40%.

Los hidrocarburos parafínicos normales son lineales, caracterizados porque los átomos están unidos por enlaces sencillos, indicando con ello que las cuatro valencias del carbono están satisfechas. En cuanto a su estado físico en el ambiente, los cuatro primeros miembros de la serie de los alcanos son gases (metano, etano, propano y butano), del pentano (C_5) al hexadecano (C_{16}) son líquidos y de ahí en adelante semisólidos y sólidos. Es necesario mencionar también que a medida que aumenta el número de átomos de carbono en la molécula, aumentará su peso molecular, su densidad y su punto de ebullición.

Los hidrocarburos iso-parafínicos, también son de enlace sencillo, pero forman cadenas ramificadas, por tanto tienen un punto de fusión menor que el correspondiente a la estructura equivalente de los parafínicos normales; así el iso decano tiene un punto de fusión menor al del n decano¹.

Una vez un yacimiento de crudo ha sido descubierto es importante realizar una caracterización de este, pues permitirá conocer las fracciones que lo componen y favorecerá la implementación de medidas que permitan mitigar los problemas generados por la acumulación y posterior acumulación de compuestos parafínicos. Entre los parámetros más utilizados para este fin están:

- Punto de Cristalización (CP): propiedad termodinámica definida como la temperatura a la cual se evidencia la aparición de cristales de parafina y depende de la presión, la temperatura y la composición del crudo.
- Punto de Fluidez (PP): temperatura a la cual el crudo deja de fluir, cuya prueba solo se realiza a crudos muertos.

Cabe resaltar que ambas características son muy importantes para garantizar el flujo de crudo a través de las tuberías, y que podrían generarse problemas

¹Ariza E., "Determinación Del Umbral De Cristalización De Las Parafinas En El Crudo Del Campo Colorado". Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander. 2008.

severos de precipitación de parafinas si estas dos temperaturas se encuentran cercanas.²

1.2. PROBLEMAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN LA PRODUCCION DE CRUDOS PARAFINICOS

Durante su producción, los hidrocarburos son sometidos a una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos, debido a los cambios en las condiciones de operación. Esto genera alteraciones que provocan cambios de fases (de líquido a sólido y a gas), con la correspondiente segregación y precipitación de sus partículas (parafinas, asfáltenos y resinas), esto para el caso de crudos parafínicos, causando obstrucción de flujo con las consiguientes pérdidas de producción.

En el año 1932, en un trabajo precursor sobre la acumulación de parafinas, Reistle escribía³:

- “Los depósitos de parafinas que se acumulan en líneas consisten en muy pequeños cristales que tienden a aglomerarse y formar partículas granulares del tamaño de granos de sal. La parafina también contiene gomas, resinas, material asfáltico, crudo, arena-limo y en ocasiones agua”.
- “La solubilidad de las parafinas es función directa de la cantidad de fracciones livianas presentes en solución con el crudo y la temperatura”.
- “La acumulación de parafina es más severa con el incremento de la diferencia de temperatura entre el punto de nube del crudo y la temperatura de la pared metálica (o de la pared del depósito de parafina)”.

² Idem 1.

³ Reistle le JR., “Paraffin and Congelating Oil Problem”. Bull 348 USBM. 1932.

La solubilización de parafinas es un ejemplo típico de equilibrio entre fases sólida-líquida y su comportamiento puede explicarse mediante la termodinámica de las soluciones: componentes sólidos de alto peso molecular disueltos en componentes líquidos de bajo peso molecular⁴. Cuando algún efecto termodinámico altera el solvente (la fase líquida), como por ejemplo el inicio de flujo de aceite desde el reservorio hacia el pozo, los sólidos sobresaturan la solución y se hacen insolubles, luego se depositarán a una velocidad definida por la cinética de esta alteración.

La presión de yacimiento mantiene los compuestos volátiles en solución aumentando el volumen del solvente disponible para mantener la parafina en solución pero en el Punto de burbuja “Pb”, el fluido de yacimiento pasa del estado monofásico, al bifásico dando lugar a la pérdida de los “livianos compensadores”. Este cambio termodinámico parece ser el factor condicionante aunque no determinante para la precipitación de parafinas y posible formación de depósitos de Parafina.

La Temperatura es considerada como el factor más importante en la precipitación y acumulación de parafinas. Los hidrocarburos a condiciones de yacimiento se encuentran a una cierta temperatura que depende de la profundidad. A medida que los fluidos viajan durante la producción hacia superficie, estos se van enfriando.

A presión constante, la separación del soluto (componentes de alto peso molecular) comienza cuando, en su descenso, la temperatura alcanza el punto de cristalización (CP), apareciendo los primeros cristales pequeños de parafina y continua hasta el punto de fluidez (PP) en el cual el petróleo se solidifica por efecto del crecimiento de la red cristalina de parafina en la masa del petróleo. Termodinámicamente, la formación de depósitos de parafina podría ocurrir a

⁴ Norman, F., “Paraffin Deposition in Petroleum Production”. 1989.

cualquier temperatura entre el punto de cristalización y el de fluidez⁵. Es frecuente que lo antedicho suceda en la zona de cañoneo, equipos y líneas tanto de producción como de superficie.

Otro punto a resaltar en el efecto de la temperatura es que dentro y fuera del yacimiento, toda obstrucción por parafina separada puede no recuperarse aun cuando se restaure la temperatura local, a menos que se pueda lograr una temperatura superior al punto de fusión de la parafina depositada. Esto se debe a que el punto de fusión de un depósito de parafina es bastante diferente de la temperatura de cristalización. Por ejemplo, el C_{31} comienza a precipitar en crudo a 68 °F, sin embargo su punto de fusión es 155 °F⁶. La tabla 1 ilustra los puntos de fusión de los hidrocarburos que habitualmente constituyen los depósitos de parafina.

Tabla 1. Parafina y puntos de fusión.

No. átomos de carbono	Punto de Fusión °F	No. átomos de carbono	Punto de Fusión °F
16	65	30	151
17	72	32	157
18	83	34	162
20	99	36	171
22	111	38	176
24	124	40	182
26	133	42	187
28	142	44	192
		49	196
		60	210

Fuente: NOTA TECNICA No. 06, "Anomalías en Petróleos Parafinosos". Estudios y servicios petroleros S.R.L. Buenos aires, Argentina.

⁵ Sutton G and Roberts L., "Paraffin Precipitation during Fracture Stimulation". SPE 4411. 1974.

⁶ Nenninger J., "Optimizing Hot Oiling - Watering Jobs to Minimize Formation Damage". SPE- CIM 90-57.1990.

Según Pedersen⁷, la cristalización es un proceso llevado a cabo en dos etapas: nucleación y crecimiento del cristal, siendo la primera una condición necesaria para el desarrollo de la segunda. Por debajo de cierto tamaño la estructura cristalina será inestable y se descompondrá debido a que la tensión superficial del cristal contribuye al potencial químico de la fase cristalina (debe interpretarse la tensión superficial como la resistencia del líquido en contra de un incremento impuesto en el área superficial). Durante la reducción de temperatura, el tamaño de las estructuras cristalinas formadas espontáneamente aumenta y en algunas etapas tiene lugar la cristalización. El más pequeño radio donde los cristales formados son estables es llamado crítico y es del orden de 10^{-8} m. Obsérvese que cualquier partícula podría actuar como núcleo de cristalización: arcilla, carbonatos, sales insolubles y asfaltenos entre otros.

Diversos componentes dentro del crudo pueden afectar de manera favorable o desfavorable en este proceso de cristalización; tal es el caso de los asfaltenos y otros componentes pesados, cuya presencia disminuye la solubilidad de la parafina en el crudo, no obstante, se ha observado también que su aumento decrece la tasa de acumulación de parafinas ya que estos actúan como modificadores naturales de los cristales; es por esta razón que crudos que contienen una gran cantidad de parafinas y de asfaltenos generalmente no presentan problemas de deposición de parafinas⁸.

1.3. CONCEPTOS BÁSICOS DE REOLOGÍA

La reología (palabra introducida por Eugene Bingham en 1929) es la ciencia que se dedica al estudio de la deformación y el flujo de la materia con respecto a la aplicación de una fuerza externa. Una definición más moderna y exacta expresa que la reología es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. Debido a la capacidad de

⁷ Pedersen K., et al., "Properties of Oils and Natural Gases".1989.

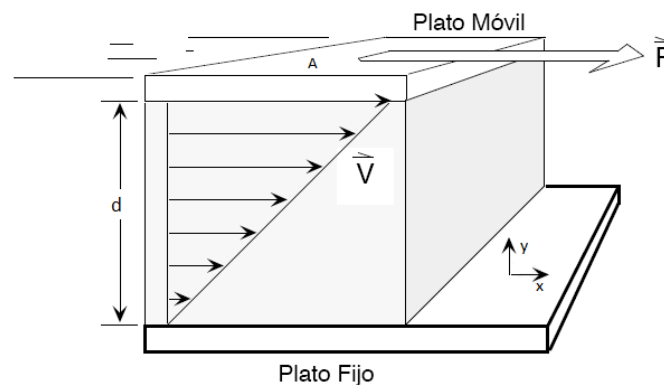
⁸ Pedersen K., et al., "Properties of Oils and Natural Gases".1989.

los crudos parafínicos para comportarse de distintas formas al estar sometidos a diferentes tipos de esfuerzos y deformaciones, la reología desempeña un papel importante en este estudio, por tanto, es necesario explicar de manera detallada sus principios básicos y los modelos más comunes utilizados actualmente.

La reología estudia la deformación de la materia que resulta de la aplicación de una fuerza, que puede ser aplicada de diversas maneras: como una tensión, una compresión, un proceso de cizallamiento, o alguna combinación de los tres. Un tipo simple que causa la deformación, el esfuerzo cortante, se ilustra en la Figura 1. Dos placas paralelas son usadas para explicar con mayor claridad; la placa inferior se mantiene estacionaria, mientras que la placa superior es empujada con una velocidad \mathbf{V} con respecto a la inferior. La fuerza de corte aplicada es \mathbf{F} , que actúa en la dirección \mathbf{x} en el área \mathbf{A} . En la tabla se muestran las expresiones de las variables descritas en este proceso de esfuerzo y deformación.

En la tabla 2 se muestran las variables involucradas en el proceso de deformación.

Figura 1. Deformación de un líquido bajo la aplicación de un esfuerzo de corte \mathbf{F}



Fuente: ROJAS, Orlando; BRICEÑO, María Isabel; AVENDAÑO, Jorge. 2012

Tabla 2. Variables involucradas en el proceso de deformación

Expresión	Unidad	Descripción
$\tau = \frac{dF}{dA}$	Pa	El esfuerzo cortante, definido como la fuerza dividida sobre el área en que se aplica.
$ds = \frac{dy}{dx}$	Adimensional	La deformación por corte, definida como deformación relativa por unidad de longitud.
$d\gamma = \frac{ds}{dt}$	s^{-1}	La velocidad de corte es la velocidad de la deformación.

Los líquidos simples son generalmente newtonianos es decir, el esfuerzo de corte es proporcional a la velocidad de corte. Es fácil describir estos materiales mediante una ecuación lineal simple:

$$\tau = \eta\gamma \quad \text{Ec. 1}$$

Donde η es la viscosidad, con unidades de $Pa * s^{-1}$

También puede establecerse la ley de Hooke para cizallamiento de una manera similar, de tal forma que el esfuerzo cortante será función de la deformación angular γ y del módulo de elasticidad del material G , en Pa :

$$\tau = G\gamma \quad \text{Ec. 2}$$

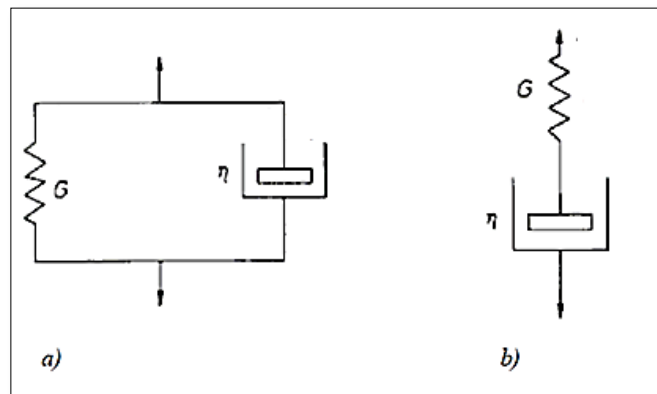
Estas dos categorías son idealizadas, aunque el comportamiento de muchos sólidos se aproxima a la ley de Hooke (Comportamiento elástico) en infinitesimales deformaciones y el de muchos líquidos se aproxima a la ley de Newton (comportamiento viscoso) para velocidades de deformación bajas.⁹

Se ha encontrado que la mayoría de crudos parafínicos muestran comportamientos reológicos complejos, como una combinación de un fluido de Newton y uno que cumple la ley de Hooke, el cual es definido como visco elástico. En estos materiales se suelen a menudo emplear modelos mecánicos para su

⁹ ROJAS, Orlando; BRICEÑO, María Isabel; AVENDAÑO, Jorge. “Fundamentos de Reología”; Universidad de Los Andes; Mérida, Venezuela; 2012

representación, como por ejemplo, un pistón trabajando en un cilindro para el caso de un fluido newtoniano y un muelle para el de un sólido de Hooke. De esta forma, el comportamiento de muchos cuerpos visco elásticos podría ser representado adecuadamente mediante una combinación de dichos muelles y pistones, consiguiendo buenos ajustes de datos experimentales. Aunque la literatura muestra un gran número de posibilidades de combinaciones entre pistones y muelles que cada autor recomienda, todos ellos se basan prácticamente en los modelos de Maxwell y Kelvin¹⁰. El comportamiento de las sustancias de Maxwell representa el comportamiento de las sustancias visco elásticas como una combinación en serie de un muelle y un pistón. Sin embargo el elemento de Kelvin utiliza ambos elementos en paralelo, tal y como se puede observar en la siguiente figura:

Figura 2. Representación de cuerpos viscoelásticos mediante los modelos de: a) Kelvin, b) Maxwell



Fuente: Barnes, H.A.; Hutton, J.E; Walters F.R.S.; 1989.

Se conocen varias pruebas que permiten determinar las características reológicas de materiales. A continuación, se describirán las más conocidas.

¹⁰ BARNES, H.A.; HUTTON, J.E; WALTERS F. R. S., K.; An introduction to rheology, Ed. Elsevier; 1989.

- **Flujo de corte estable**

En esta prueba, los fluidos son estudiados sometidos a un cizallamiento continuo a una velocidad constante. De esta manera se introduce el término de *viscosidad aparente* η_{ap} , con la siguiente fórmula:

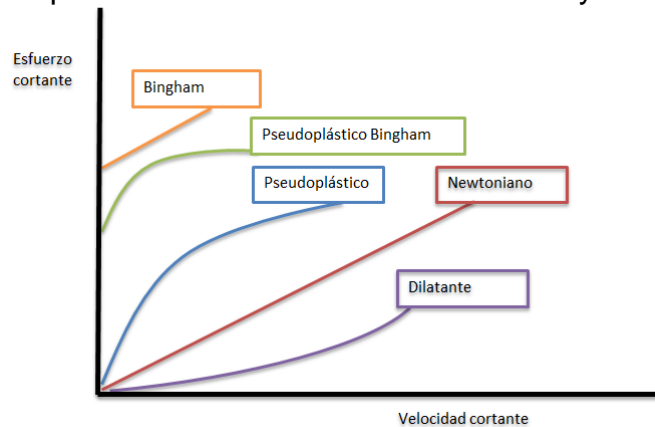
$$\eta_{ap} = \frac{\tau}{\gamma} \quad \text{Ec. 1}$$

La evaluación del esfuerzo de corte con la velocidad de corte para los materiales puede ser descrito por varios comportamientos:

- **Fluidos newtonianos:** la viscosidad aparente es independiente de la velocidad de corte.
- **Fluidos pseudoplásticos:** Estos fluidos presentan una disminución de la viscosidad aparente cuando la velocidad de corte aumenta.
- **Fluidos dilatantes:** Al contrario de los casos anteriores, la viscosidad aparente de estos fluidos aumenta con la velocidad de corte.
- **Fluidos plásticos de Bingham:** Una característica importante de estos materiales es la presencia de un yield stress τ_o . Por debajo de este, el material exhibe características de un sólido, y se debe aplicar un yield stress superior a este valor para hacer que el material fluya.

En la siguiente figura 3 se ilustran los comportamientos de los fluidos recién descritos en una gráfica comparativa entre la velocidad cortante aplicada y el esfuerzo cortante producido:

Figura 3. Comportamiento de Fluidos Newtonianos y no Newtonianos



Fuente: Myrefpoint.blogspot. Disponible en: <http://myrefpoint.blogspot.com/2013/02/trasvase-fluidos-no-newtonianos.html>

Algunas curvas de flujo de materiales no newtonianos pueden ser descritas por ecuaciones argumentadas en ciertos modelos, una breve descripción de estos se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Modelos de comportamiento de Fluidos

Modelo	Ecuación	Observaciones
Ley de la potencia	$\tau = k\gamma^n$	Modelo Para fluidos pseudoplásticos o dilatantes K es la viscosidad n es el índice de consistencia
Bingham	$\tau = \tau_o + k_p\gamma$	describe el comportamiento plástico con una ecuación lineal k_p es la viscosidad plástica τ_o es el yield stress
Herschel-Bucly	$\tau = \tau_o + k\gamma^n$	Modelo Para fluidos pseudoplásticos o dilatantes con yield stress
Casson	$\tau^{0.5} = \tau_o^{0.5} + k(\gamma)^{0.5}$	Modelo adicional en el que algunos crudos son bien descritos

Especial atención requiere el *yield stress*, puesto que es una propiedad importante para el reinicio de transporte de crudos parafínicos en oleoductos, e indica el valor de esfuerzo de corte por encima del cual fluye el material. Este punto es

considerado como la transición de la deformación elástica a la deformación plástica o donde comienza el flujo visco elástico.

- **Respuestas oscilatorias**

Mediante esta prueba se pueden estudiar las propiedades visco elásticas de los materiales sin alterar su estructura. En esta, para materiales visco elásticos lineales, si una tensión oscilante se aplica a una pulsación dada (ω) con una amplitud de deformación γ_o , se obtiene que:

$$\gamma(t) = \gamma_o \sin(\omega t) \quad \text{Ec. 4}$$

Este movimiento de vibración resulta en un esfuerzo de corte en función del tiempo que tiene un desplazamiento de fase $-\delta$

$$\tau(t) = \tau_o \sin(\omega t - \delta) \quad \text{Ec. 5}$$

Un término importante, el *modulo complejo* G^* , se define como la relación entre el esfuerzo máximo y la deformación máxima:

$$G^* = \frac{\tau_o}{\gamma_o} \quad \text{Ec. 6}$$

Dicho término es constante para un pulso de deformación ω dado. Los módulos de almacenamiento y de pérdida se derivan del módulo complejo y del ángulo de desplazamiento de fase δ :

$$G'(\omega) = G^*(\omega) \cos(\delta) \quad \text{Ec. 7}$$

$$G''(\omega) = G^*(\omega) \sin(\delta) \quad \text{Ec. 8}$$

Los módulos de pérdida y almacenamiento son una descripción de las propiedades visco elásticas del material, G' es una medida de la energía que es almacenada durante el proceso de esfuerzo y deformación. Si $G' = 0$, el material

es un fluido puro viscoso. G'' Representa la energía disipada durante el proceso. Si $G'' = 0$, el material tiene un comportamiento elástico como un sólido de Hook. Con las anteriores expresiones y definiciones, se puede definir la tangente de pérdidas como,

$$tg(\delta) = \frac{G''}{G'} \quad \text{Ec. 9}$$

Donde δ representa el desfase existente entre el esfuerzo y la deformación, siendo un parámetro indicativo de la relación entre la energía disipada y la almacenada por el material, y de la viscoelasticidad del mismo:

- Si es un material elástico, el esfuerzo y la deformación están en fase y $\delta \approx 0^\circ$.
- Si el material es viscoso, el esfuerzo y la deformación están en desfase y $\delta \approx 90^\circ$.
- Si es un material visco elástico, δ tendrá valores entre 0 y 90° .⁷

2. EMULSIONES AGUA EN CRUDO

Las emulsiones representan un problema aseguramiento de flujo, debido a que estas complican el proceso de deshidratación del crudo, aumentan el precio del transporte y bombeo, y generan corrosión en las instalaciones de refinación y transporte. Es por esta razón que es necesario estudiarlas a fondo; en el siguiente capítulo revisaremos las generalidades de estas.

2.1. TEORIA DE EMULSIONES

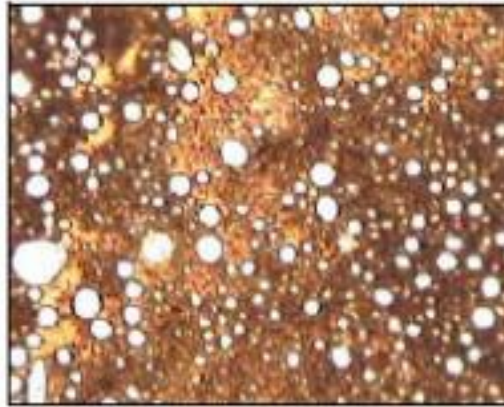
Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersas en otro líquido. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Los tres requisitos para formar una emulsión son dos líquidos inmiscibles, suficiente agitación para dispersar un líquido en pequeñas gotas y el tercer requisito es un emulsificador o un agente surfactante para estabilizar las gotas dispersas.¹¹

Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión¹². En la figura 4 se muestra una microfotografía de una emulsión de agua en aceite, donde el agua presente como finas gotas conforman la fase dispersa o interna, mientras que el aceite que le rodea constituye la fase continua o externa.

¹¹ Pedersen K., et al., "Properties of Oils and Natural Gases".1989.

¹² De Almeida, A. y Rodríguez N. (2006); Estudio de la Coalescencia y Sedimentación Asistida por Aumento de Emulsiones de Agua en Aceite Bajo Efecto de Campo Eléctrico D.C.Facultad de ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Caracas, Venezuela.

Figura 4. Microfotografía de una emulsión en aceite



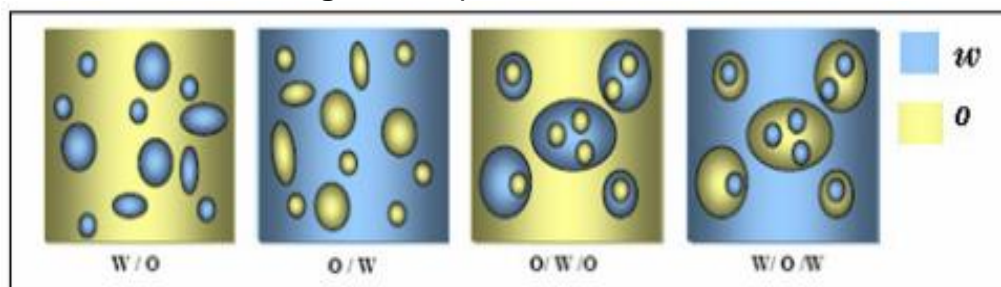
Fuente: Padron, A.C. Zuñiga, P.J. (2005)

Según la naturaleza de la fase dispersada, las emulsiones pueden ser simples como emulsión de agua en aceite (W/O) y emulsión de aceite en agua (O/W). También pueden existir casos más complejos llamados emulsiones múltiples, en las cuales dentro de las gotas que conforman la fase dispersa existen a su vez gotas del mismo fluido que conforman la fase continua (O/W/O) y W/O/W).

La simbología con la que se presenta cada tipo de emulsión consiste en las siglas en inglés de las sustancias que las componen W (water: agua) y O (oil: aceite) indicando desde la fase más interna hasta la fase más externa. El uso de la simbología inglesa se debe a que en castellano ambas palabras empiezan con la misma letra. En la figura 5 se muestran los diferentes tipos de emulsiones.¹³

¹³ De Almeida, A. y Rodríguez N. (2006); Estudio de la Coalescencia y Sedimentación Asistida por Aumento de Emulsiones de Agua en Aceite Bajo Efecto de Campo Eléctrico D.C. Facultad de ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Caracas, Venezuela.

Figura 5. Tipos de Emulsiones



Fuente: De Almeida y Rodríguez, 2006

El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente de la naturaleza del agente emulsionante estando también influenciado por el método de preparación o formación de la emulsión, así como por la proporción relativa de aceite y agua presentes.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el aceite y agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a la superficie), se colecta en la superficie de la gota y forman una barrera física¹⁴.

Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de gotas dispersas; considerándose como macroemulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como microemulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0,5 a 50 micras.¹⁵

¹⁴ Padron, A.C. Zuñiga, P.J. (2005), aplicación de la tecnología de microscopía óptica para la caracterización de sistemas formados por crudo, agua y sólidos. Universidad central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Química, Caracas.

¹⁵ Schramm, L. L. (2006). Emulsions, foams, and suspensions: fundamentals and applications. John Wiley & Sons.

El tipo de emulsión (W/O ó O/W) se determina por medición de la conductividad eléctrica, la cual es proporcional a la conductividad de la fase continua o externa y al porcentaje volumétrico de dicha fase en la emulsión.

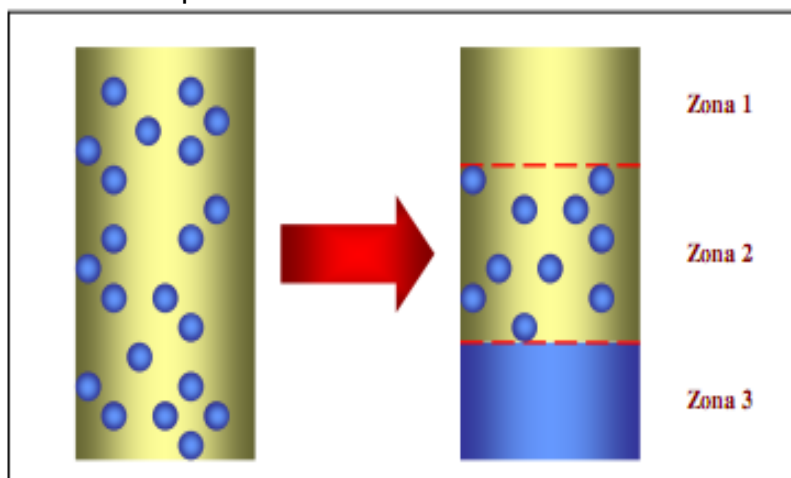
El cambio de un tipo de emulsión a otro, por ejemplo de O/W a W/O, se denomina inversión de la emulsión, y se detecta por medición de la conductividad electrolítica.

2.2. ESTABILIDAD DE EMULSIONES.

La estabilidad de una emulsión se refiere a la capacidad que tiene el sistema para permanecer estable o emulsionado al pasar del tiempo. A nivel experimental es relativamente fácil decir cuando una emulsión se ha roto, pero es difícil definir un valor de su estabilidad. La estabilidad de una emulsión se relaciona con el volumen de las fases separadas.

Después de algún tiempo el sistema se separa típicamente en dos o tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos separadas (la interna y la externa), como se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Zonas presentes en la desestabilización de emulsiones



Fuente: Padron, A.C. Zuñiga, P.J. (2005), aplicación de la tecnología de microscopía óptica para la caracterización de sistemas formados por crudo, agua y sólidos

En general los parámetros que afectan la estabilidad de las emulsiones son:

- **Temperatura:** Al aumentar la temperatura la viscosidad del sistema disminuye y se facilita la floculación (aglomeración de gotas). Además de tender a reducir la rigidez de la película interfacial existente entre el medio disperso y el medio continuo, y por ende desestabilizarla. Sin embargo, también puede producir una aceleración del proceso de formación de dichas películas, ya que aumenta el valor del coeficiente de difusión de los surfactantes naturales.
- **Surfactantes:** El tipo y la concentración de surfactantes juegan un rol muy significativo en la estabilidad de las emulsiones, ya que aumentan el tiempo de desestabilización y, por lo tanto, tienden a estabilizar la emulsión.
- **Contenido de agua:** Es un factor importante porque a medida que la cantidad de agua es mayor, la distancia entre las gotas dispersadas en la fase externa será menor, aumentando el número de colisiones entre las gotas y facilitando así el acercamiento entre ellas y su posterior coalescencia. En general menores porcentajes de agua presentes en el crudo tienden a formar emulsiones más estables.
- **Envejecimiento:** Cuando un aceite emulsionado es almacenado y no se trata, una cierta cantidad de agua precipita por gravedad y otra parte queda emulsionada favoreciendo la estabilidad en el tiempo.

2.3. MEDICIÓN DE ESTABILIDAD DE UNA EMULSIÓN

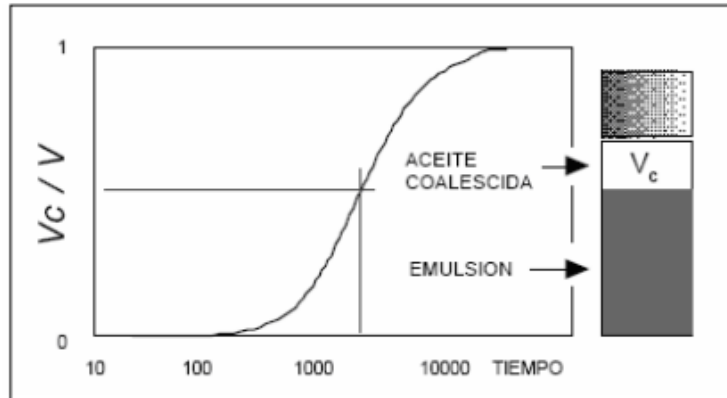
Una emulsión es por definición un sistema termodinámicamente inestable y tarde o temprano debe separarse en dos fases. La medida más aceptable de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo.

Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota con el tiempo. Tal medición implica bien sea que se tome una muestra, o que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa. El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse una sola vez, porque altera el estado del sistema.

La Figura 7 indica la fracción de volumen de aceite coalescido en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen; este período de iniciación corresponde a la agrupación y la sedimentación de gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas "no se tocan". En realidad las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre las interfaces empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retardo en el proceso de coalescencia.

Cuando las películas intergotas llegan a alcanzar un espesor del orden de 200 \AA , son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen separado. Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva, cuya forma sigmoide puede interpretarse como la función acumulativa de una distribución normal o log-normal, lo que no es de extrañar por el carácter aleatorio del proceso de ruptura.

Figura 7. Fracción de Volumen de aceite coalescido o clarificado en función del tiempo



Fuente: Salager, 1999

Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que la mitad (u otra fracción) del volumen de fase interna coalesca, donde V es el Volumen de la fase oleica y V_c es el volumen coalescido de esta fase. Para obtener un 50% de la fase dispersa separada pasaron aproximadamente 1500 unidades de tiempo.

|

2.4. EFECTO DE LA FASE DISPERSA EN LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

Los efectos provocados por la fase dispersa de una emulsión W/O sobre la acumulación de parafinas son diversos, como fue comprobado por Wang et. al. en primer lugar, cuando la temperatura del crudo se encuentra por debajo del punto de fluidez, una mayor cantidad de gotas dentro de la fase continua disminuirá la cantidad de depósitos puesto que los cristales de parafina tienden de manera natural a ubicarse en la interface agua-aceite con el fin de evitar la cohesión de estas, y al aumentar la cantidad de cristales en la interface menor será la cantidad disponible para acumularse en las paredes de la tubería y en última instancia formar las estructuras tridimensionales que son base de las precipitaciones. Por otro lado, el aumento en el corte de agua puede provocar un incremento en la

viscosidad aparente de la emulsión que facilitará la gelificación del crudo, lo cual podría traer complicaciones al libre flujo del crudo a través de las tuberías.

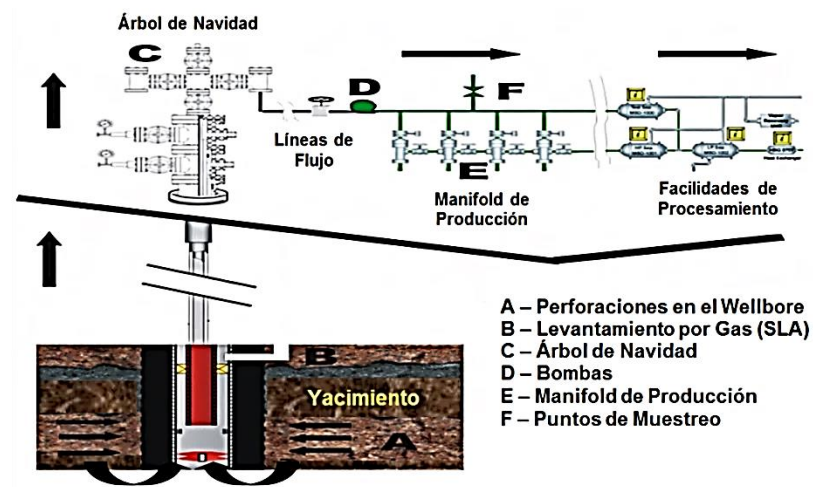
No obstante, se requiere realizar más estudios con el fin de conocer mejor los diversos efectos que puedan ejercer las propiedades del crudo en la acumulación de parafinas, especialmente a una escala operacional, razón por la cual este trabajo es fundamental¹⁶.

2.5. EFECTO DE LAS EMULSIONES EN EL ASEGURAMIENTO DEL FLUJO

Para que una emulsión exista, deben existir dos líquidos mutuamente inmiscibles, un agente emulsificante (un estabilizador) y suficiente agitación para contener la fase dispersa en la fase continua. Se puede afirmar que la formación natural de emulsiones en campo es altamente probable, debido a que en el proceso de producción del crudo, se producen crudo y agua, los cuales son dos líquidos mutuamente inmiscibles. También se producen con estos fluidos, materiales orgánicos e inorgánicos, tales como arena, arcilla, resinas y asfaltenos los cuales pueden actuar como agentes emulsificantes naturales (sus mecanismos serán mencionados más adelante). Además se dan las condiciones de agitación necesarias para la formación de emulsiones, esta puede ocurrir en la salida por las zonas cañoneadas, por su paso por el *tubing*, por choques, válvulas, *manifolds*, codos y sistemas de gas lift, entre otros. En la figura 8 se muestra un sistema de producción típico, y señala estas zonas en donde la agitación tiende a formar emulsiones.

¹⁶ PENGYU, W. et al, "Effect of the Dispersed Phase Oil/Water Wax Deposition", Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, 2013.

Figura 8. Puntos de agitación en el sistema de producción



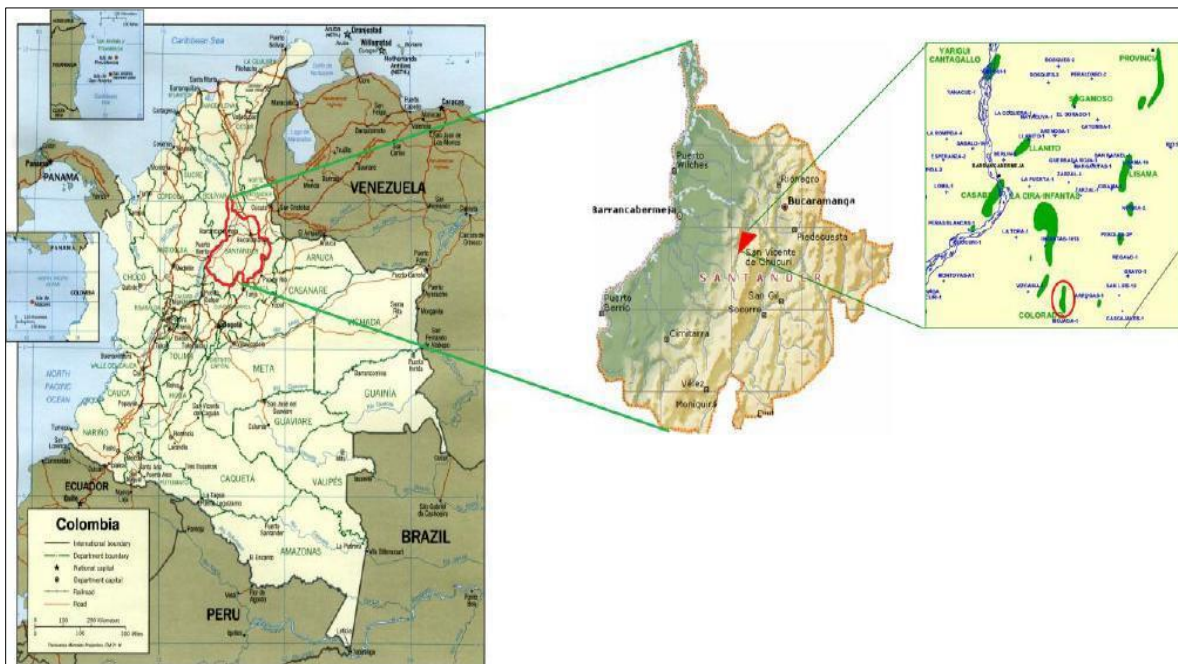
Fuente: Tomado de OPAWALE, Adenkule, 2009.

La formación de emulsiones es considerada un problema de aseguramiento de flujo, debido a que complican el proceso de deshidratación del crudo, aumentan el precio del transporte y bombeo, y generan corrosión en las instalaciones de refinación y transporte.

3. GENERALIDADES CAMPO COLORADO

El campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del río Magdalena, a la altura de la vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí. Está ubicado al sudeste de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares, como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.



Fuente: GONZALEZ Jorge; UIS, 2014.

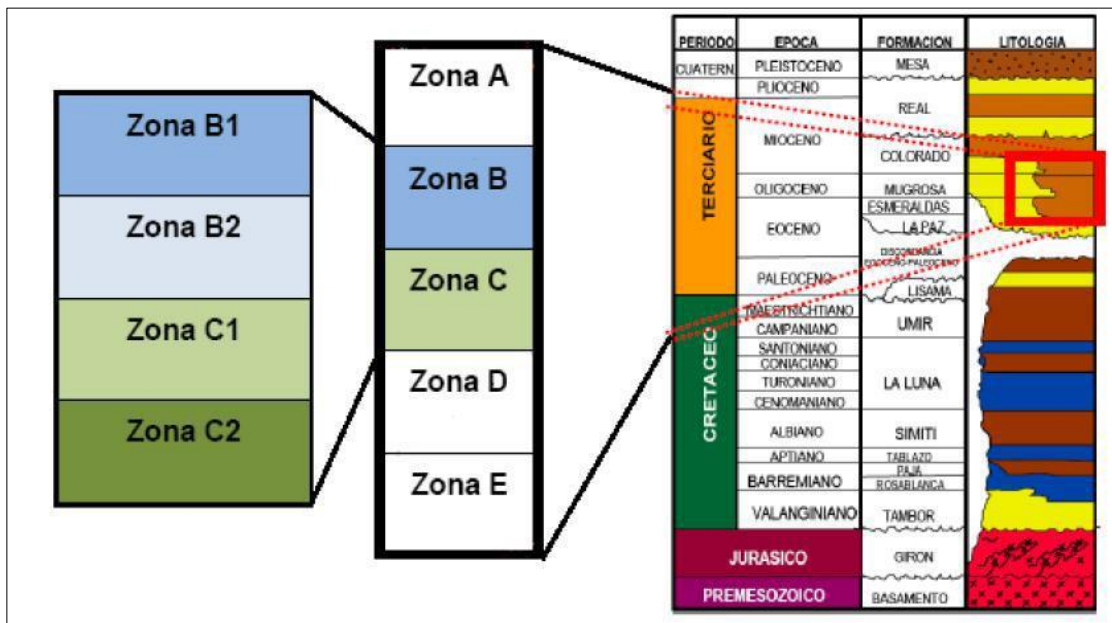
El Campo Colorado abarca 64 km² (15814 Acres), con 75 pozos perforados. Produce aceite liviano y gas con gravedad entre los 30 °API y 42 °API. El OOIP estimado es de 121 MMSTO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMSTO con un factor de recobro actual de 7.07%.

La estructura geológica del campo contempla cinco arenas productoras provenientes del terciario, las cuales se encuentran zonificadas en el siguiente

orden de tope a base (como lo muestra la figura 2): Formación la Paz (Zona E), Formación Esmeraldas (Zona D), Formación Mugrosa (Zonas B y C) y formación Colorado (Zona A). La formación mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino, acumuladas dentro de un ambiente de ríos meandricos.

Por esta razón, las permeabilidades pueden variar desde 10 milidarcys hasta 100 milidarcys. Se pueden trabajar valores de permeabilidad promedio de 40 a 60 milidarcys.

Figura 10. Estructura geológica del Campo Colorado.



Fuente: GONZALEZ Jorge; UIS, 2014.

El Campo Colorado inició su producción en el año 1945, con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su récord de producción (1771 BOPD), esta producción decayó rápidamente hasta llegar a un valor de 467 BPD en 1966. Durante este periodo de 5 años, la característica principal fue la pérdida de pozos productores por el taponamiento de las líneas por acumulación de parafinas.

El campo declinó su producción durante las siguientes décadas, llegando a ser calificado como marginal. El primero de julio del 2006, ECOPETROL S.A y la Universidad Industrial de Santander firmaron el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado, el cual producía 21 BOPD.

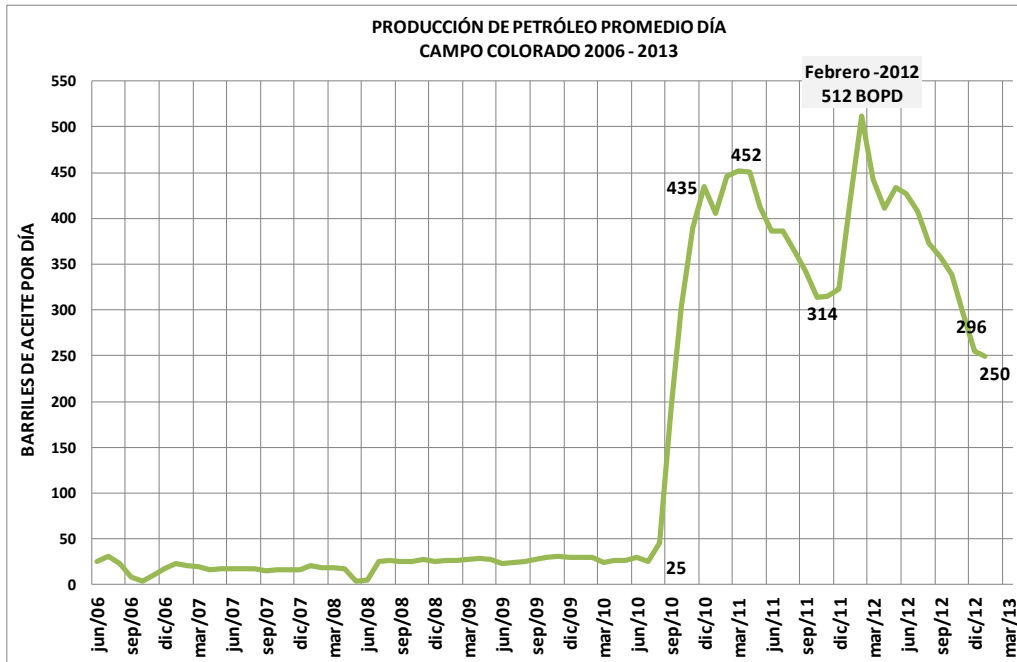
El Campo Escuela Colorado (CEC) se revitalizó a causa de este convenio, ya que pasó a producir 470 BOPD al cierre del año 2010 y en 2011 alcanzó una producción promedio de 450 BOPD. Además, la UIS adelantó programas de seguridad social y acompañamiento académico a la comunidad de la vereda Los Colorados, haciendo del CEC un modelo de interacción academia – industria – comunidad.

En el año 2013 durante su etapa de actividad el CEC tenía 19 pozos activos, con una producción promedio de 270 BOPD. El sistema de producción del campo ha sido levantamiento artificial por bombeo mecánico.

3.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CAMPO COLORADO (2012-2013)

Durante el periodo comprendido entre 2012 y 2013 de operación, el Campo Colorado tuvo una producción neta mensual de 400 Barriles por día, presentándose en febrero del 2012 la producción más alta de la historia del Campo desde 1979, con un promedio de 512 BPD. Estos valores han significado un aumento abrupto en la producción de petróleo tomando como referencia la producción de años anteriores (desde 2006 hasta 2010), en donde la producción mensual solo alcanzaba los 30 Barriles por día (ver figura 11).

Figura 11. Comportamiento de la producción Campo Colorado 2006-2013.



Fuente: Informes operativos de producción, oficinas Campo Escuela Colorado.

El comportamiento de la producción para el año 2012 estuvo en caída, tal como se observa en la figura 10, debido a los constantes problemas mecánicos presentados en los pozos por problemas de precipitación de parafinas, daño mecánico en las bombas de subsuelo y debido también a la declinación normal del yacimiento, todo esto agregando que los trabajos de Well Services solo se desarrollaron durante los primeros meses del año, por lo que no se han podido intervenir pozos con notable caída en su producción o pozos que han pasado a inactivos Desde principios del año 2013 el campo se encuentra inactivo, mientras se definen aspectos del convenio UIS-ECOPETROL. En el anexo A se presenta los valores del comportamiento de la producción del Campo Colorado para el periodo 2012-2013.

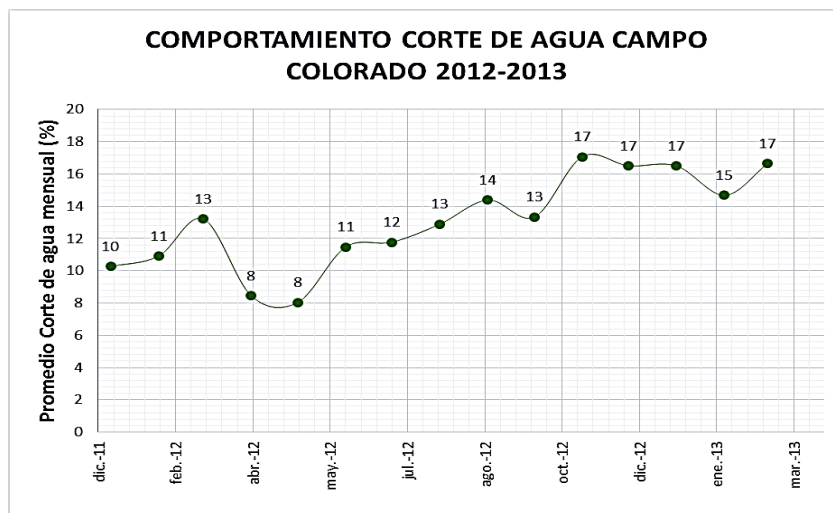
Cabe resaltar que el desarrollo del Campo Colorado se debe en gran parte a los proyectos de investigación realizados por estudiantes, profesores y personal técnico y administrativo que han manejado el proyecto Campo Escuela Colorado.

3.2. CORTE DE AGUA, SALINIDAD Y BSW EN EL CAMPO COLORADO (PERIODO 2012-2013)

A pesar de ser un Campo Maduro, el corte de agua del fluido que produce el Campo Colorado en los últimos meses ha sido relativamente bajo (13% en promedio), pero con tendencia a aumentar y se espera que este crecimiento sea continuo. En la figura 12 se muestra el corte de agua promedio mensual para los años 2012 y 2013, en donde se observa un valor del 10% en enero de 2012 y un incremento del 17% a finales de este año y principios del 2013. Este aumento en el corte de agua ha motivado al desarrollo del presente trabajo de investigación.

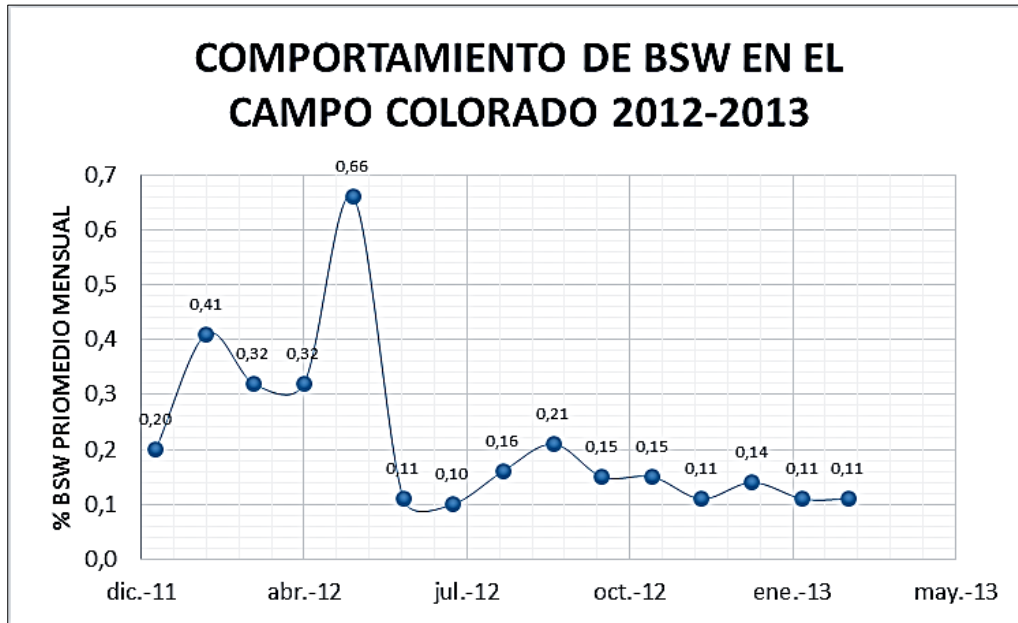
La cantidad de agua emulsionada, representada por el BSW, para los años 2012 y 2013 también ha sido baja (BSW promedio de 0,21%, ver figura 13), pero debido a los últimos acontecimientos en los valores de corte de agua se espera que esta característica también tienda a aumentar. En la figura 14 se presenta el comportamiento de la salinidad del Crudo del Campo Colorado, la cual tuvo un promedio aproximado de 20 mil partes por millón en los últimos meses. En el anexo A se presenta la tabla con los valores de corte de agua, BSW y salinidad para el periodo 2012-2013.

Figura 12. Corte de agua Campo Colorado (2012-2013)



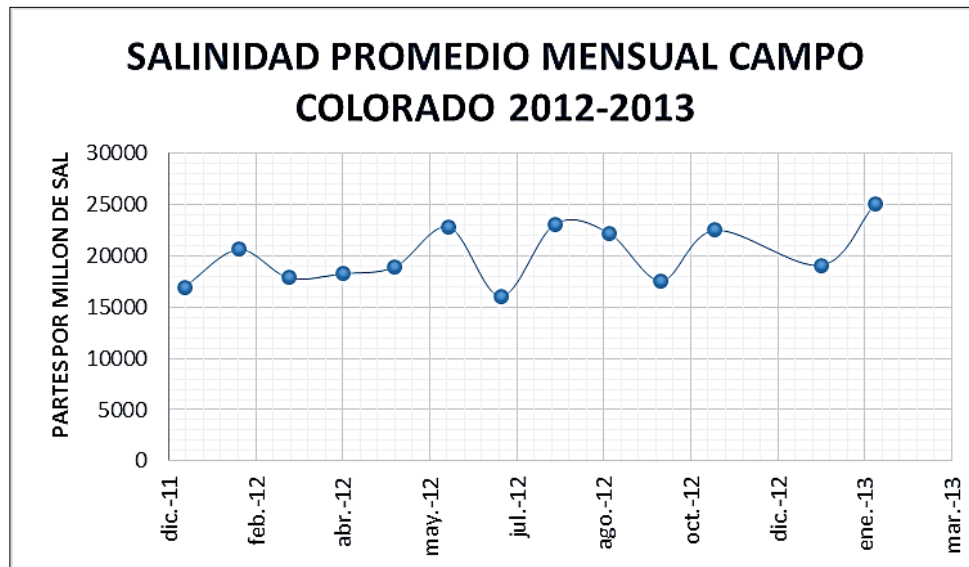
Fuente: Informes operativos de producción, oficinas Campo Escuela Colorado.

Figura 13. % BSW Campo Colorado (2012-2013).



Fuente: Informes operativos de producción, oficinas Campo Escuela Colorado.

Figura 14. Salinidad promedio mensual del Campo Colorado (2012-2013).



Fuente: Informes operativos de producción, oficinas Campo Escuela Colorado.

4. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACION DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO

La presente investigación se centra en el estudio de los efectos de corte de agua y salinidad sobre la Viscosidad, punto de fluidez y punto de cristalización de emulsiones de crudos parafínicos, utilizando crudo de tanque del Campo Colorado y salmuera sintética con salinidad representativa de los pozos del campo. En el siguiente capítulo se describe la secuencia y metodología experimental que se ha llevado a cabo para el desarrollo del presente trabajo de investigación; una metodología que abarca el diseño de experimentos, así como su respectivo desarrollo

4.1. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La metodología de trabajo se ha establecido de acuerdo a la siguiente distribución en tres etapas principales:

- ETAPA 1. Selección valores de corte de agua y salinidad.
- ETAPA 2. Diseño experimental y pruebas de laboratorio.
- ETAPA 3. Análisis estadístico de resultados.

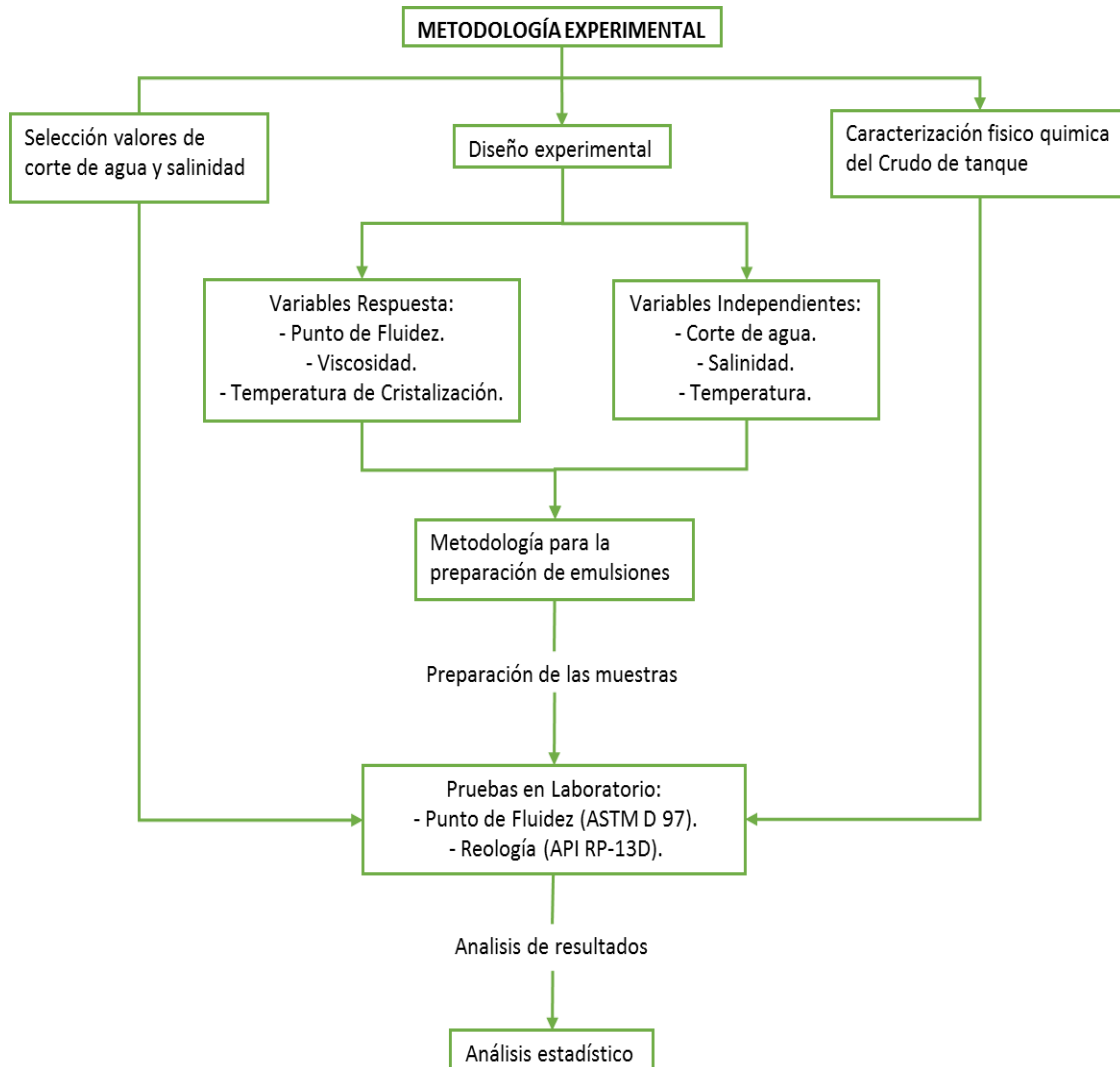
La figura 15 representa un esquema general de la metodología de trabajo.

4.1.1. ETAPA 1. Selección de los valores representativos de corte de agua y salinidad del Campo Colorado

El Campo Colorado, tal como se ha evidenciado en la sección 3.2, ha presentado un aumento en el corte de agua en los últimos meses debido en teoría, a su edad de producción, la cual lo cataloga como un campo maduro. Tal como se ha observado en la figura 12, en marzo de 2013 el Campo presentó su último reporte de corte de agua promedio en 17%, pero si se observa de manera individual este registro por pozo, se observa una variabilidad significativa en corte de agua,

tomando valores que oscilan entre 0,1% y 70% (ver tabla 4). Del mismo modo la salinidad del Campo presenta una variabilidad importante en los últimos registros, en un rango aproximado de 4000 a 42000 partes por millón¹⁷ (ver tabla 5).

Figura 15. Metodología experimental para determinar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre las propiedades de crudos parafínicos.



¹⁷ GONZALEZ, Jorge. "EFECTO DEL CONTENIDO RELATIVO DE LOS ASFALTENOS SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES W-O EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO "Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos UIS, 2014.

Tabla 4. Corte de agua por pozo del Campo Colorado

Pozo	Corte de agua (%)
CEC POZO 27	0,05
CEC POZO 31	0,05
CEC POZO 36	0,05
CEC POZO 74	0,05
CEC POZO 76	0,05
CEC POZO 24	0,1
CEC POZO 25	0,1
CEC POZO 33	0,1
CEC POZO 45	0,3
CEC POZO 49	0,3
CEC POZO 35	0,6
CEC POZO 11	1,7
CEC POZO 23	2
CEC POZO 59	3,2
CEC POZO 56	7,1
CEC POZO MOJADA 1	8
CEC POZO 67	23,8
CEC POZO 55	28,1
CEC POZO 40	38,4
CEC POZO 37	56,3
CEC POZO 52	68,6

Fuente: Oficinas de producción, Campo Escuela Colorado

Tabla 5. Registro individual de salinidad del Campo Colorado

Pozo	Salinidad (ppm)
CEC POZO 23	33500
CEC POZO 35	42500
CEC POZO 37	20000
CEC POZO 40	33000
CEC POZO 52	22500
CEC POZO 55	15000
CEC POZO 56	28000
CEC POZO 59	14000
CEC POZO 67	4000
CEC POZO 76	40000
CEC POZO MOJADA 1	15000

Fuente: Oficinas de producción, Campo Escuela Colorado.

Para obtener una representatividad consistente en los valores de corte de agua y salinidad del Campo Colorado, se han escogido 3 registros por cada característica, un valor Bajo, Medio y Alto, de acuerdo con los siguientes criterios: Con respecto al corte de agua, el valor alto se ha determinado como el promedio de los pozos que tuvieran un corte de agua mayor o igual al 30%, el valor Bajo como el promedio de los pozos que tuvieran un corte de agua menor o igual al 5%, y el valor Medio entre 5% y 30%.

Para la salinidad se tomó el valor Alto como el valor en partes por millón más alto registrado, el valor Bajo como el valor más bajo registrado y el valor Medio es la salinidad promedia del Campo. Los valores definidos se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Valores de corte de agua y salinidad del Campo Colorado

RANGO	Corte de agua (%)	Salinidad (ppm)
Bajo	0,62	4000
Medio	16,75	22240
Alto	53,1	42500

4.1.2. ETAPA 2. Diseño experimental y pruebas de laboratorio

El diseño experimental es la planeación del experimento. Este proceso permite, de una manera estructurada y coherente, construir la forma de cómo se va a llevar a cabo el experimento, de cuantas y que tipo de pruebas se deben realizar.

Como se mencionó en el inicio de este apartado, el presente estudio se centra en evaluar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre las propiedades físicas del crudo parafínico del Campo Colorado, específicamente la viscosidad, el punto de fluidez y el punto de cristalización. En términos de diseño de experimentos, el estudio busca observar el efecto de ciertos “factores” o variables independientes sobre una o varias características del producto final. El producto final es, en esta

investigación, la determinación de las propiedades del crudo, que comúnmente se denominan “variables respuesta”. De este modo se ha creado un diseño experimental por cada variable respuesta.

El diseño factorial i^k tiene las siguientes características:

- Emplea k factores e incluye i niveles (valores que puede tomar cada factor). Todos los niveles de cada factor son tomados en combinación los niveles de los otros factores involucrados en el diseño.
- Permite evaluar los efectos de cada factor sobre la variable respuesta por separado y los efectos de las variables independientes conjuntamente, pudiéndose observar los efectos de interacción entre estas.

4.1.2.1. Diseño experimental para Punto de Fluides

La prueba consiste en calentar la muestra, luego enfriarla a una rata específica y examinar las características de flujo a intervalos de 3° C. La temperatura más baja a la cual se observa movimiento de la muestra, se registra como el Punto de Fluides. En el anexo B se presenta el procedimiento general para la determinación de esta propiedad de acuerdo a la norma ASTM D-97.

Para observar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre el Punto de Fluides se ha creado un diseño factorial 3^2 , de tipo no aleatorio intencional. Es decir, el experimento involucra dos factores, el corte y la salinidad, con tres niveles cada uno (Bajo, Medio y Alto), de modo que se provoca un cambio intencional en los factores, con un criterio de selección establecido tal como se observa en la tabla 7. De acuerdo con el diseño, en total son ocho tratamientos; es decir, son ocho emulsiones sintéticas las que se deben preparar.

Tabla 7. Diseño de aplicación de las pruebas y preparación de las muestras.

-	Salinidad	Corte de agua
1	Baja	Bajo
2	Media	Bajo
3	Alta	Bajo
4	Media	Medio
5	Baja	Medio
6	Alta	Medio
7	Alta	Alto
8	Media	Alto

4.1.2.2. Diseño experimental para Viscosidad

El comportamiento reológico se ha determinado mediante el uso del viscosímetro OFITE, modelo 900. La descripción y puesta en marcha de este equipo se detalla en el anexo C. Para la viscosidad se ha creado un diseño factorial 3^3 , en el cual se tienen tres factores: el corte de agua, la salinidad y la temperatura, con tres niveles cada uno. La determinación de esta propiedad se ha manejado de acuerdo al diseño de la tabla 7, que a diferencia del diseño de Punto de Fluidez, cada emulsión se somete a tres temperaturas diferentes, de modo que se determina un valor de Viscosidad para cada temperatura para un total de 24 tratamientos.

Para seleccionar los valores de temperatura se tendrá se tomarán valores Alto, Bajo y Medio que corresponden a la temperatura de yacimiento (104 °F, aproximadamente), la temperatura ambiente (80°F) y un valor intermedio (92 °F), respectivamente.

4.1.2.3. Diseño experimental para Punto de Cristalización

El método de viscosidad¹⁸, se ha empleado para determinar el punto de cristalización de las emulsiones sintéticas. El diseño para este experimento es de tipo factorial 3², tomando el mismo procedimiento de la tabla 7 con dos factores y tres niveles para cada factor, en un total de 8 muestras.

En la tabla 8 se presenta un resumen de los tres diseños experimentales.

Tabla 8. Diseño experimental.

DISEÑO EXPERIMENTAL: EFECTO DEL CORTE DE AGUA Y SALINIDAD SOBRE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO DEL CAMPO COLORADO	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
<p>La mayoría de los campos petroleros maduros tienen algo en común: el agua producida, y en grandes cantidades. Dentro de ellos se encuentra el Campo Colorado, un campo que se caracteriza por producir un crudo altamente parafínico, lo cual ha ocasionado problemas de obstrucción al flujo por cristalización y acumulación de ceras parafínicas. El desarrollo de numerosas investigaciones ha permitido cualificar y cuantificar las propiedades de dicho crudo, logrando así la aplicación de tratamientos con el fin de promover el aseguramiento de flujo con resultados satisfactorios.</p> <p>A pesar de ser un campo maduro, el corte de agua del crudo que produce el campo colorado históricamente ha sido bajo pero con un aumento significativo en los últimos años, y se espera a futuro que este incremento sea continuo. Esto genera cierta incertidumbre, debido a la posible influencia que esta propiedad, el corte de agua junto con la salinidad, podría generar en las características del crudo parafínico, lo cual podría influir en el comportamiento de flujo y en las tendencias de precipitación y acumulación de parafinas en la producción del crudo del Campo Colorado.</p>	
OBJETIVOS	
<p>Objetivo general: Determinar el efecto del corte de agua y la salinidad sobre las</p>	

¹⁸ Ariza E., “Determinación Del Umbral De Cristalización De Las Parafinas En El Crudo Del Campo Colorado”. Tesis de Maestría. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander. 2008.

propiedades físicas del Crudo del Campo Colorado.

Objetivos específicos:

- Determinar experimentalmente los cambios que puede presentar el Punto de Fluidez, el Punto de Cristalización y la Viscosidad del fluido de producción del Campo Colorado debido a alteraciones en el corte de agua y la salinidad.

CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN

Contexto geográfico: El fluido objeto de estudio es el petróleo crudo proviene del tanque de recolección del Campo Colorado, Campo localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira.

Contexto Teórico: Las fuentes Bibliográficas a consultar serán preferiblemente de publicación superior a 1990.

SUPOSICIONES TEORICAS

- El fluido de producción del Campo Colorado tiende a aumentar su corte de agua con el tiempo. Esto debido a la edad de producción del Campo, catalogándolo como un campo maduro.
- La presencia de agua de formación puede influir en el crudo parafínico proveniente del yacimiento, alterando directamente el Punto de Fluidez, su Viscosidad, y por ende, los problemas de aseguramiento de flujo en los pozos.
- Las partículas sólidas de parafina provenientes del petróleo se adhieren a la interfase agua-crudo, dificultando la coalescencia de las gotas y generando emulsiones muy estables.

FACTORES QUE PUEDEN HACER QUE EL ESTUDIO FALLE	OBSERVACIONES Y CONTROL
<p>Definir valores no representativos de corte de agua y salinidad del campo.</p>	<p>Para evitar este inconveniente se cuenta con información actual del corte de agua y salinidad del Campo Colorado. Puesto que el corte de agua y salinidad varían por pozo, se tomaron tres valores para cada una de estas características: un valor bajo, medio y alto, que permitieran definir una buena representatividad del Campo.</p>
<p>Resultados de los experimentos no confiables.</p>	<p>Se debe hacer un diseño experimental y tener bien definidas las variables independientes. Se debe contar con una buena metodología para la preparación de las emulsiones sintéticas con el fin de garantizar la estabilidad de las mismas, así como una excelente calibración de los equipos a usar en el laboratorio. Tener un buen seguimiento y control de los procedimientos de las pruebas.</p>
<p>Estabilidad de la emulsión.</p>	<p>Se debe tener una metodología confiable para la preparación de las emulsiones sintéticas. Como método de control se evaluará el agua libre que presentará cada muestra a diferentes temperaturas a través del tiempo.</p>

ESTRATEGIA DE CONTRASTACIÓN			
TIPOS DE DISEÑOS EXPERIMENTALES			
Punto de Fluidez y Punto de Cristalización		Diseño tipo factorial multinivel 3^2 ✓ 2 FACTORES: Corte de agua y salinidad ✓ 3 NIVELES: <ul style="list-style-type: none"> • Corte de agua: Alto, Medio y Bajo • Salinidad: Alto, Medio y Bajo 	
Viscosidad		Diseño tipo factorial multinivel 3^3 ✓ 3 FACTORES: Corte de agua, Salinidad y Temperatura ✓ 3 NIVELES: <ul style="list-style-type: none"> • Corte de agua: Alto, Medio y Bajo • Salinidad: Alto, Medio y Bajo • Temperatura: T_{yac}, T_{amb} y un promedio de T_{yac} y T_{amb}. 	
Variables independientes	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Salinidad	Contenido de sales minerales disueltas en un cuerpo de agua.	Al llegar el crudo producido por los pozos, por lo general está acompañado por agua de formación, sales contenidas en el agua, sólidos en distintos tipos y	La salinidad del Crudo explotado en un Campo por lo general no se altera, a menos de que se realicen tratamientos con

		tamaños y otros contaminantes peligrosos y corrosivos.	inyección de químicos a los pozos o en el proceso de inyección de agua al yacimiento por fines de aumento en la producción.
Corte de agua	Relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producidos.	<p>En la producción, el petróleo crudo por lo general trae consigo agua libre y agua emulsionada desde yacimiento hasta superficie.</p> $W_C = \frac{W_F + W_E}{L_p}$ <p>(Corte de agua = $\frac{\text{Agua libre} + \text{Agua emul}}{\text{Líquidos producidos}}$)</p>	La cantidad de agua presente en el fluido proveniente de yacimiento aumenta con el tiempo de producción del campo.
Temperatura	Medida de la energía cinética de las partículas de una sustancia. Propiedad de los sistemas que determinan si están en equilibrio térmico.	Medida del nivel térmico del crudo (Sistema de emulsión de agua en petróleo W/O).	La energía cinética del crudo disminuye desde el yacimiento a Separador; se mide en °F o su equivalente en °C.

Variables de respuesta	Definición nominal	Definición real	Definición operacional
Punto de Fluidez	<p>Temperatura más baja a la cual el crudo pierde su capacidad De flujo, está íntimamente ligado a la estructura molecular De los hcs.</p>	<p>Temperatura más baja a la cual el crudo deja de fluir debido a la formación de una red de cristales de parafina al interior del mismo.</p>	<p>Se mide sometiendo el crudo a enfriamiento a una tasa específica y se Examinan las características de flujo a intervalos de 3 °C. La temperatura más baja a la cual se observa movimiento de la muestra, se registra como el Punto de Fluidez (ASTM D-93).</p>
Punto de Cristalización	<p>Punto en donde es detectado el primer cristal de parafinas.</p>	<p>Temperatura en donde aparece el 0,1% en peso (m/m) de parafina sólida en el petróleo crudo.</p>	<p>Se determina por la desviación en la linealidad de los datos experimentales de Viscosidad cuando disminuye la temperatura del fluido, lo cual se puede observar en una curva semilogarítmica de Viscosidad Vs 1/T.</p>

<p>Viscosidad</p>	<p>Medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia.</p>	<p>Los fluidos del yacimiento cuando viajan a superficie ejercen esfuerzos opuestos al flujo por el contacto con la tubería de producción.</p>	<p>Se mide por el torque que produce la muestra sobre la superficie del péndulo rotatorio (bob) del viscosímetro, monitorizado por un transductor que mide el desplazamiento angular del bob.</p>
-------------------	--	--	---

<p>Tipos de muestras a emplear</p>	<p>Emulsiones sintéticas de tipo normal (agua en crudo w/o). El crudo es de tanque del campo colorado. La fase dispersa es salmuera sintética, preparada en el laboratorio con sal industrial y agua des ionizada.</p>
---	--

ESQUEMA BASE DE PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES Y DE REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS

Tratamiento	Salinidad	Corte de agua
1	Baja	Bajo
2	Media	Bajo
3	Alta	Bajo
4	Media	Medio

		5	Baja	Medio	
		6	Alta	Medio	
		7	Alta	Alto	
		8	Media	Alto	
Tipo de observación	Aspectos a observar	¿Cómo se observará?	¿Cuándo se observará?	¿Dónde se observará?	¿Cómo se registrará la información?
La observación que se va a hacer es del tipo estructurada, es decir, se va a realizar una investigación en la que sabemos claramente lo que se va a investigar y se tiene un diseño de investigación.	-Cambio en el Punto de Fluidez -Cambio en el Punto de Cristalización -Cambios en la Viscosidad	-Se someterá cada muestra a la norma ASTM D97 para evaluar el Punto de Fluidez. -Por medio del método de Viscosidad, se evaluará el Punto de Cristalización para cada muestra. -La Viscosidad se medirá mediante la puesta en marcha de	Se proyecta realizar el experimento o durante un periodo de tres meses luego de haber culminado el diseño experimental.	Las pruebas de Punto de Fluidez y reología se realizarán en el laboratorio de fluidos de la escuela de ingeniería de petróleos, en la Universidad Industrial de Santander.	Los resultados de las pruebas serán registrados en formatos organizados, de tal manera que se tengan para realizar el posterior análisis estadístico. También se consignarán las condiciones operacionales y observaciones de cada experimento.

		<p>un viscosímetro o rotacional. Se someterá la muestra a temperaturas que van desde yacimiento hasta superficie.</p>			
--	--	---	--	--	--

4.1.2.4. Preparación de las emulsiones sintéticas y medición de su estabilidad

Se prepararon diferentes emulsiones w/o utilizando salmuera sintética de acuerdo con el diseño establecido en la tabla 7, para un total de ocho muestras. La tabla 9 muestra el diseño con sus respectivos tratamientos y valores determinados.

Previo a la preparación de las muestras, se realizaron pruebas de BS&W al crudo de tanque para determinar la cantidad de agua emulsionada, puesto que se debe acondicionar el crudo de modo que quede deshidratado, pero su resultado no evidenció presencia de agua (0% en BS&W, ver figura 16). También se han preparado las salmueras, utilizando sal industrial (NaCl) y agua desionizada, se establece una relación de la cantidad en masa de sal (soluto), las partes por millón requeridas y el volumen de la solución por medio de la ecuación 10.

Tabla 9. Identificación de los tratamientos en la preparación de las emulsiones sintéticas.

Tratamiento	Salinidad	Corte de agua	Salinidad (PPM)	Corte de agua (%)
1	Baja	Bajo	4000	0,62
2	Media	Bajo	22240	0,62
3	Alta	Bajo	42500	0,62
4	Media	Medio	22240	16,75
5	Baja	Medio	4000	16,75
6	Alta	Medio	42500	16,75
7	Alta	Alto	42500	53,1
8	Media	Alto	22240	53,1

Figura 16. Prueba BS&W para el crudo de tanque del campo colorado.



$$\text{Partes por millon de sal (ppm)} = \frac{\text{Masa de soluto (mg)}}{\text{Volumen de solución (litros)}} \quad \text{Ec. 10}$$

La emulsificación se llevó a cabo usando el homogeneizador automático *Hamilton Beach Comercial* (ver figura 17), el cual provee una agitación hasta 28000 RPM, disponible en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 17. Homogeneizador automático.



Fuente: Hamilton Beach Commercial. Disponible en: <http://commercial.hamiltonbeach.com>

La metodología de preparación seguida a continuación es basada en métodos aplicados en el pasado por autores en investigaciones similares^{19 20}:

Se mide la cantidad de crudo de tanque y salmuera de acuerdo al tratamiento que se vaya a realizar. Por ejemplo, para el tratamiento 1 se ha establecido un corte de agua de 0,62% y salinidad de 4000 ppm. Se escoge la cantidad en volumen de crudo y salmuera de acuerdo a la cantidad total en volumen de muestra que se quiere preparar. Se asienta la porción de crudo en un vaso metálico de agitación disponible en el laboratorio y se acciona el agitador a 28000 RPM (ver figura 18). La salmuera correspondiente al tratamiento se agrega simultáneamente con la agitación, la cual tiene una duración de 15 minutos por tratamiento. Una vez culminada la agitación, la muestra se deja en reposo por un periodo aproximado de 3 a 5 minutos, con el fin de dejar que la temperatura de la muestra se estabilice (debido a la agitación, la muestra aumenta su temperatura en 10 °F aproximadamente).

¹⁹ PENGYU, W. et al, "Effect of the Dispersed Phase Oil/Water Wax Deposition", Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology; 2013.

²⁰ OLIVEIRA, Márcia Cristina; et al. "Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact on Flow Assurance", Petrobras Research Center, Rio de Janeiro, Brasil; 2010.

Una vez se estabiliza la temperatura de la emulsión sintética, ya se tiene disponible para la realización de las pruebas de reología y Punto de Fluidez. En el método de preparación se ha tenido en cuenta la estabilidad de cada emulsión. Este punto es de gran importancia puesto que la aplicación de un surfactante (como siempre se hace en la preparación de emulsiones en laboratorio) puede alterar algunas propiedades del crudo original. De este modo solo se puede contar con surfactantes naturales (partículas de asfáltenos, arenas y sólidos en suspensión) y la agitación generada en el proceso de emulsificación para la estabilidad de cada emulsión.

Figura 18. Proceso de emulsificación para el tratamiento 1, preparando una emulsión con 4000 partes por millón de sal y 0,62% en corte de agua. La homogenización de la muestra dura 15 minutos.



Fuente: el autor, laboratorio de fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos UIS

Con base en lo descrito anteriormente y partiendo del hecho que la estabilidad de la emulsión disminuye con el aumento de la cantidad de agua emulsionada y la temperatura, se ha realizado un seguimiento de la estabilidad de la emulsión para todas las muestras. Este seguimiento consiste en tomar una porción de cada muestra y medir su contenido de agua libre en volumen con respecto al tiempo.

Puesto que en la prueba de reología se ha determinado la Viscosidad a diferente temperatura (80, 92 y 104 °F), el seguimiento de la estabilidad de la emulsión también se establece para dichas temperaturas. Este método para medir la estabilidad de una emulsión es análogo a métodos realizados en trabajos anteriores²¹.

Con respecto a la cantidad en volumen a preparar por muestra, se ha tenido en cuenta la cantidad en mililitros “ml” requeridos por cada prueba. Se estableció un total de 300 ml de emulsión preparada, debido que la prueba de reología requiere 200 ml de muestra, el Punto de Fluidez 40 ml y la porción de muestra para realizar el seguimiento de estabilidad de la emulsión son de 30 ml (10 ml por cada temperatura).

²¹ ELSHARKAWY, Adel; AL-SAHHAF, Tahar; FAHIM, Mohamed; “Effect of inorganic solids, wax to asphaltene ratio, and water cut on the Stability of Water-in-Crude Oil Emulsions”, Kuwait University, 2009.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

Una vez culminada la fase experimental, los resultados han sido evaluados por medio de un análisis estadístico utilizando el software STATGRAPHICS. Se han observado alteraciones o cambios en las variables respuesta, de acuerdo a la modificación contralada que se ha realizado en el diseño de experimentos por parte de las variables independientes, evidenciando el efecto del corte de agua y la salinidad en las propiedades del crudo del Campo Colorado.

En la Tabla 10 se presentan los resultados de punto de fluidez y punto de cristalización para el crudo (prueba en blanco) y cada uno de las 8 emulsiones (tratamientos).

Tabla 10. Resultado experimental de los tratamientos.

Tratamiento	Salinidad (PPM)	Corte de agua (%)	Punto de Fluidez (°C)	Punto de Cristalización (°F)	Viscosidad (CP)		
					@ 80 °F	@ 92 °F	@ 104 °F
1	4000	0,62	16	100	5,9	5,9	4,7
2	22240	0,62	16	92	5,9	3,5	2
3	42500	0,62	15	92	5,9	4,7	4,7
4	22240	16,75	18	92	15,3	8,2	5,9
5	4000	16,75	20	92	9,4	7,1	7,1
6	42500	16,75	19	100	12,9	7,1	4,7
7	42500	53,10	24	92	61,2	29,4	17
8	22240	53,10	24	85	67,1	48	30,6
Crudo	no	no	-4	92	2,4	2,4	2,4

5.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL PUNTO DE FLUIDEZ

Como valor base en la observación del cambio de esta propiedad, se ha determinado el Punto de Fluidéz del crudo de tanque deshidratado, obteniendo un valor de $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$. En la tabla 10 se presenta el análisis de varianza para el Punto de Fluidéz en función de todos los factores involucrados, incluidas sus interacciones, donde el “Valor-P” para el corte de agua es menor a 0,05 lo que indica que los resultados para esta propiedad tienen un nivel de confianza superior al 95%. Por medio del gráfico de Pareto y superficie (ver figura 19 y 20, respectivamente) se puede determinar qué efectos son los más importantes.

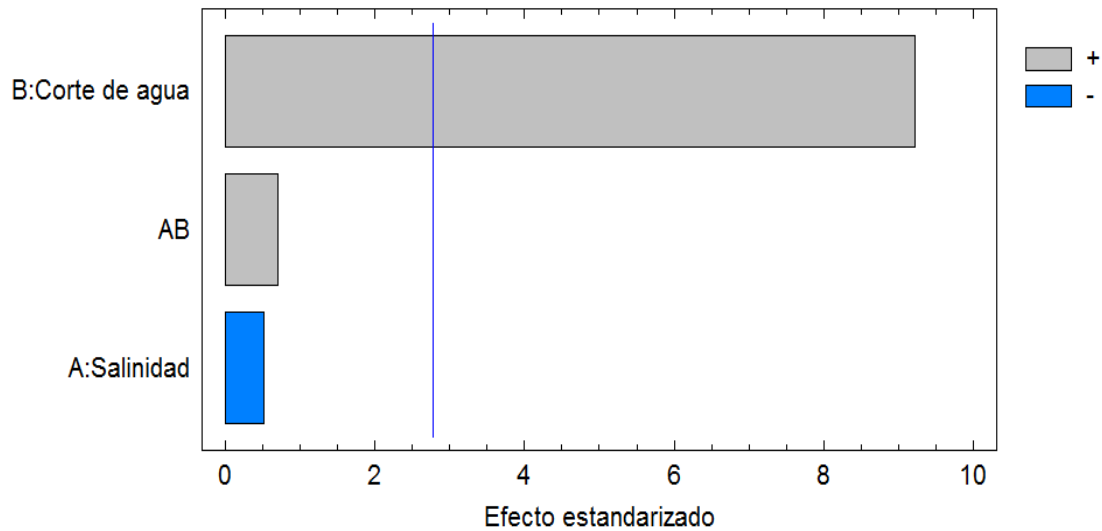
Tabla 11. Análisis de varianza para el Punto de Fluidéz.

Fuente	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A: Salinidad	0,2	1	0,2	0,27	0,6332
B: Corte de agua	64	1	64	84,92	0,0008
AB	0,37	1	0,37	0,49	0,5231
Error total	3	4	0,75		
Total (corr.)	86	7			

Fuente: el autor

Cualquier barra más allá de la línea vertical es estadísticamente significativa en el nivel de significancia seleccionado, establecido de forma predeterminada en 5%. En este caso, hay un efecto principal significativo (corte de agua). Del mismo modo se puede afirmar que el efecto de la salinidad sobre el Punto de Fluidéz es despreciable.

Figura 19. Diagrama de Pareto para Punto de Fluidez.



Fuente: el autor

A continuación se presenta el modelo ajustado de Punto de Fluidez en función de los factores significativos (del corte de agua) para el Crudo de tanque del Campo Colorado. Los niveles de las variables independientes se encuentran normalizados entre -1 y 1 (ver tabla 11). Del modelo se han retirado los efectos de la salinidad y su respectiva interacción con el corte de agua debido a que tienen un Valor-P mayor a 0,05 por lo que de manera individual no tienen efecto significativo. Para este modelo se obtuvo un R-cuadrado del 95,41% y un R-cuadrado-ajustado del 94,64% lo que indica que el modelo presenta un buen ajuste a los datos experimentales.

$$\text{Punto de fluidez } (^{\circ}\text{C}) = 19,51 + 4,1 * W_c$$

Ec. 11

Tabla 12. Normalización de las variables independientes.

Variables independientes	Niveles (mínimo, máximo y promedio)		
	-1	1	0
Normalización	-1	1	0
Salinidad (ppm)	4000	42500	22240
Corte de agua (%)	0,62	53,1	16,75
Temperatura (°F)	80	92	104

Para entender cómo trabaja el modelo se debe tener en cuenta la representación de cada valor de corte de agua con respecto a la normalización. Por ejemplo, el corte de agua de 53,1 viene representado por un factor de “1”; de modo que para un corte de agua del 20 %, su representación viene dada por la relación: $(20 * 1/53,1)$, la cual da un valor de 0,376 para un valor de 21 °C de Punto de Fluidez. La tabla 12 muestra valores del punto de fluidez calculados con el modelo, que tomaría el crudo en función del corte de agua.

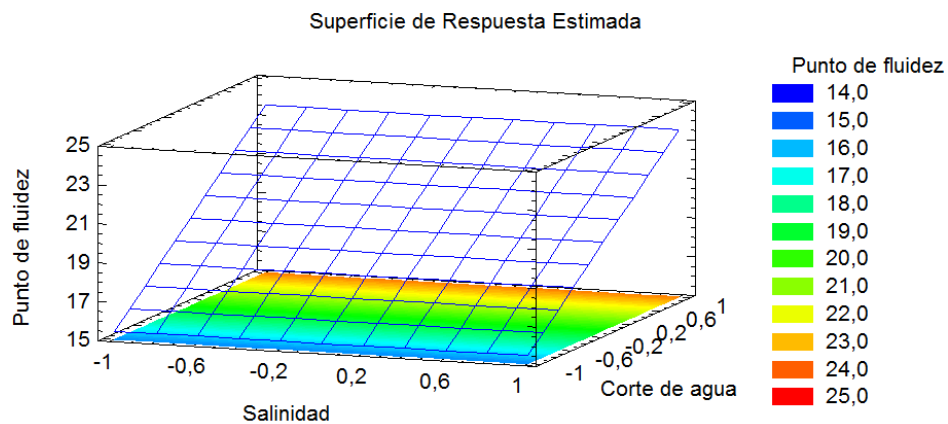
Tabla 13. Punto de Fluidez del Crudo del campo colorado para diferentes valores de corte de agua.

Corte de agua (%)	Representación	Punto de Fluidez (°C)
0,6	0,01	20
1	0,02	20
5	0,09	20
15	0,28	21
20	0,38	21
30	0,56	22
50	0,94	23
60	1,13	24

Los resultados experimentales son acordes con la investigación realizada por Visintin²², donde plantea la hipótesis que, por medio de la fuerte interacción entre los cristales de parafina y la interface agua/petróleo, las gotas de agua impulsan el crecimiento de la red de cristales de parafinas, actuando como si fueran los mismos cristales. Esto conduce a un aumento en el Punto de Fluidez del crudo conforme la fracción de la fase dispersa aumenta.

En la figura 20 se observa que no hay efecto de la salinidad en la variable respuesta.

Figura 20. Gráfico de superficie para el Punto de Fluidez-Corte de agua-Salinidad.



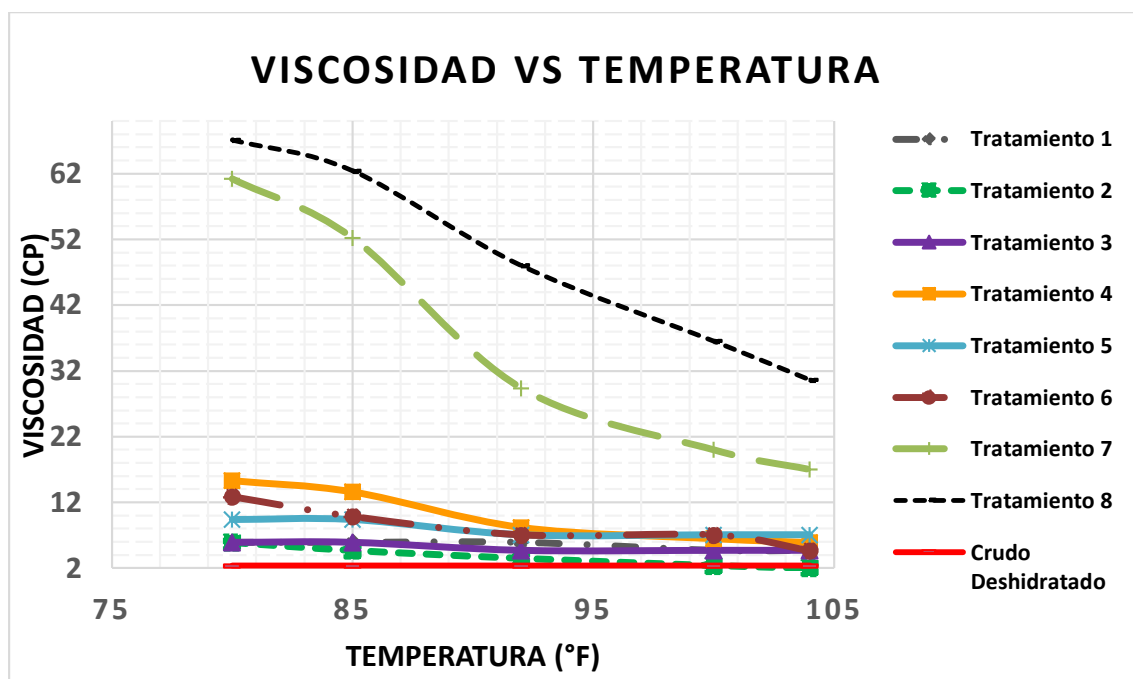
5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA VISCOSIDAD

Se han medido las propiedades reológicas del crudo parafínico del Campo Colorado, principalmente la Viscosidad, dependiendo de la temperatura, la salinidad y el contenido de agua (ver figura 21). En particular, se observa un

²² VISINTIN, Ruben; et al. "Rheological Behavior and Structural Interpretation of Waxy Crude Oil Gels", Universita di Trieste, Italy; 2005.

incremento de la Viscosidad a baja temperatura (con respecto al crudo deshidratado que tiene una viscosidad de 2 cp a 80°F) en los tratamientos 7 y 8, los cuales corresponden a las muestras con corte de agua alto (Ver tabla 13). En la tabla 10 se reportan los valores de viscosidad en función del de corte de agua, salinidad y temperatura utilizados en cada tratamiento.

Figura 21. Comportamiento reológico del crudo del Campo Colorado a 85 s-1.



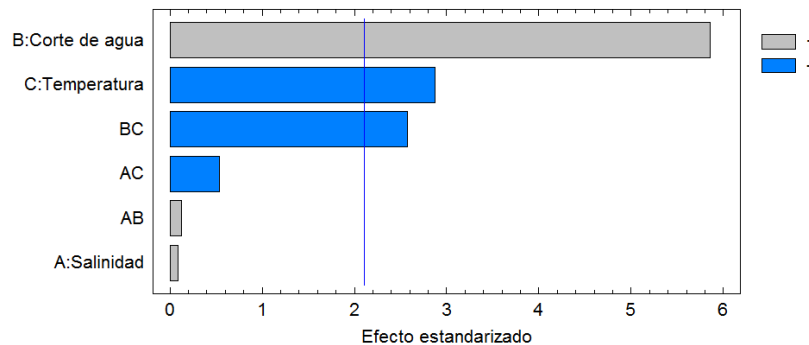
En la tabla 13 se presenta el análisis de varianza para la Viscosidad en función de los factores involucrados y sus interacciones, donde el Valor-P para el corte de agua, la temperatura y su respectiva interacción (BC) es menor a 0,05 lo que indica que los resultados tienen un nivel de confianza superior al 95%.

Tabla 14. Análisis de varianza para la Viscosidad.

Fuente	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A: Salinidad	0,72	1	0,72	0,01	0,9342
B: Corte de agua	3524,42	1	3524,42	34,31	0,0000
C: Temperatura	850,89	1	850,89	8,28	0,0104
AB	1,53	1	1,53	0,01	0,9042
AC	29,43	1	29,43	0,29	0,5993
BC	681	1	681	6,63	0,0197
Error total	1746	17	102,7		
Total (corr.)	7793,16	23			

El diagrama de Pareto obtenido para este experimento (Figura 22) muestra la magnitud del efecto del corte de agua y los efectos de la temperatura y salinidad. En este caso, hay 2 efectos principales significativos: corte de agua y temperatura. También hay interacción entre los dos factores anteriormente descritos.

Figura 22. Gráfico de Pareto para la Viscosidad.



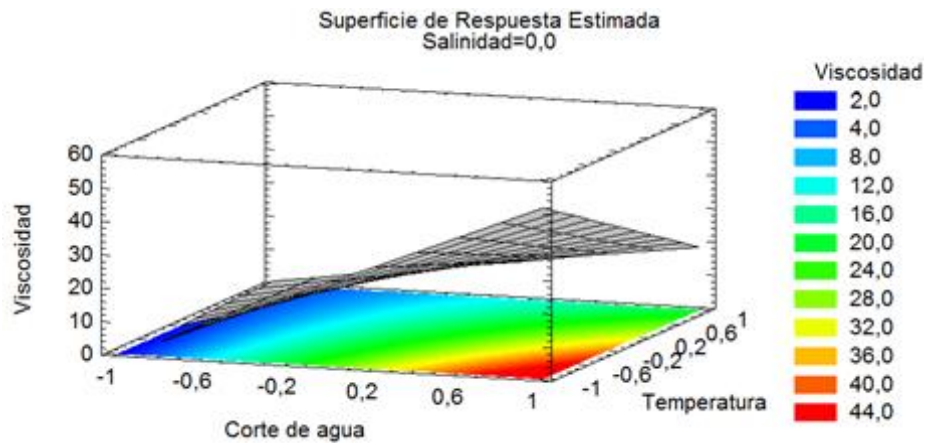
El modelo ajustado de Viscosidad en función de los factores significativos para el crudo del Campo Colorado es el siguiente:

$$VISCOSIDAD (CP) = 17,78 + 17,56(W_c) - 7,8(T) - 9(W_c)(T) \quad \text{Ec. 12}$$

Como se ha indicado en la tabla 11, los niveles de cada factor se encuentran normalizados entre -1 y 1 y para determinar un valor de viscosidad a una corte de

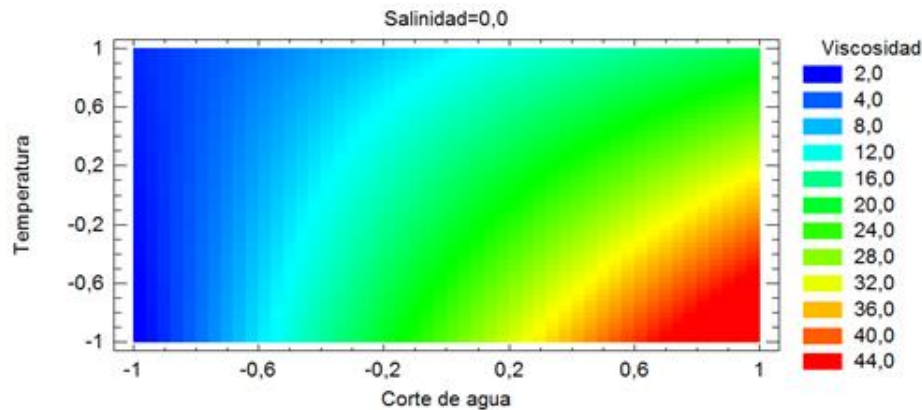
agua y temperatura determinada, el modelo funciona de manera similar a como se explicó para el punto de fluidez. Del modelo se han retirado los efectos de la salinidad y sus respectivas interacciones debido a que tienen un Valor-P mayor a 0,05 por lo que de manera individual no tienen efecto significativo. Para este modelo se obtuvo un R-cuadrado del 77,2% y un R-cuadrado-ajustado del 73,8 % lo que indica que el modelo presenta un ajuste válido a los datos experimentales. El gráfico de superficie se muestra en la figura 23. En este gráfico, la altura de la superficie representa el valor predicho de Viscosidad a través del espacio de temperatura y corte de agua, con el otro factor (salinidad) permaneciendo constante en su valor medio ("0"). Altas viscosidades se registran a temperaturas bajas y cortes de agua altos.

Figura 23. Gráfico de superficie Viscosidad vs corte de agua-temperatura.



El mismo gráfico puede mostrarse como uno de contorno 2D tal como se muestra en la figura 24. Altos valores de Viscosidad son detectados en la esquina inferior derecha.

Figura 24. Contorno de la superficie estimada para Viscosidad.



El crudo del Campo Colorado con una gravedad alrededor de 40 °API (crudo liviano) presenta viscosidades bajas, por lo que ha presentado una buena movilidad a pesar de los problemas por acumulación de parafinas en tubería; Pero a futuro la presencia de agua puede generar problemas en el aseguramiento de flujo, en reinicio de tuberías de producción y transporte por la generación de un fluido altamente viscoso con tendencia a gelificarse a bajas temperaturas. Esta característica se le atribuye al desarrollo acelerado de la red formada por los cristales de parafina, con ayuda de la fase dispersa¹⁵.

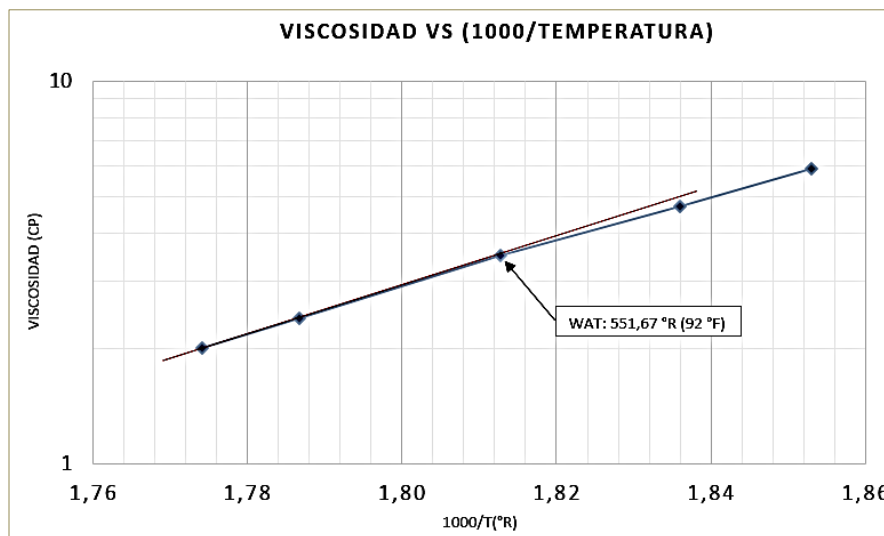
5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL PUNTO DE CRISTALIZACIÓN

Algunos investigadores han utilizado la técnica del cambio en la Viscosidad para determinar el Punto de Cristalización de las parafinas. El principio se basa en que debido a la formación de cristales suspendidos, el fluido desarrolla un comportamiento no Newtoniano con la temperatura; el Punto de Cristalización es detectado cuando se presenta una desviación de la linealidad en los datos experimentales de Viscosidad cuando se disminuye la temperatura del fluido, lo cual se puede observar en una curva semilogarítmica de Viscosidad Vs $1/T^{23}$.

²³ Ariza E., "Determinación Del Umbral De Cristalización De Las Parafinas En El Crudo Del Campo Colorado". Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander. 2008.

Los resultados de Punto de Cristalización para las ocho muestras y para el crudo deshidratado se muestran en la tabla 10. Como ilustración se muestra la curva para el tratamiento 2 (figura 25) y su respectivo cálculo del Punto de Cristalización.

Figura 25. Punto de Cristalización para la muestra correspondiente al tratamiento 2, con corte de agua de 0,62% y salinidad de 22240 ppm

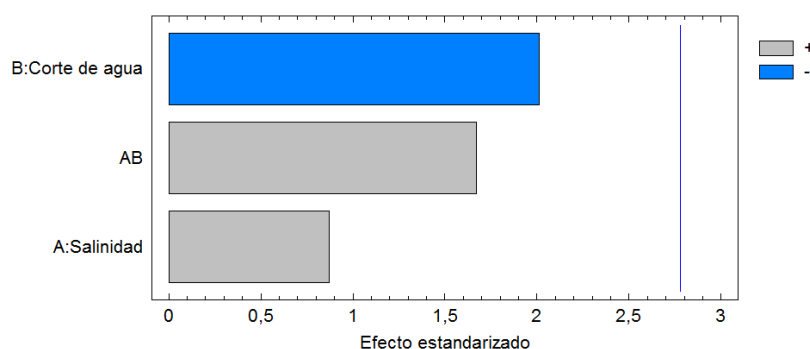


La tabla 14 muestra el análisis de varianza para el Punto de Cristalización. En este caso ninguno de los factores, incluidas sus interacciones, presenta un valor-P menor a 0,05 por lo que los resultados no presentan un nivel de confianza aceptable. Así mismo lo confirma el gráfico de Pareto (ver figura 26) donde se observa que no hay efecto significativo. De igual forma, el modelo ajustado por el software ha indicado valores de R-cuadrado del 51,41% y R-cuadrado-ajustado del 21,97% Por lo que el ajuste del modelo no es aceptable.

Tabla 15. Análisis de varianza para Punto de Cristalización.

Fuente	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A: Salinidad	14,15	1	14,15	0,76	0,4324
B: Corte de agua	75,47	1	75,47	4,06	0,1142
AB	52	1	52	2,8	0,1697
Error total	74,4	4	18,6		
Total (corr.)	166,9	7			

Figura 26. Gráfico de Pareto para Punto de Cristalización.



De este modo se puede afirmar que el Punto de Cristalización del crudo del Campo Colorado no se ve influenciado por cambios que se puedan presentar en el corte de agua y salinidad a lo largo del tiempo de producción del Campo Colorado.

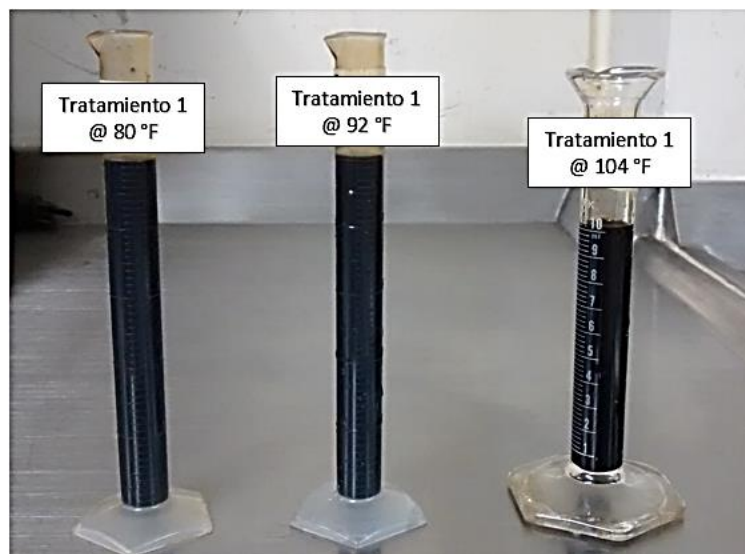
5.4. ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN

Se ha evaluado la cantidad (en volumen) de agua libre con el tiempo en todos los tratamientos con el fin de observar el grado de estabilidad de las emulsiones. Antes de realizar la prueba de seguimiento se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Para este procedimiento se ha requerido 30 mililitros “ml” por muestra, 10 ml para cada temperatura. De este modo se dispuso de tres probetas graduadas de 10 ml para realizar las respectivas mediciones volumétricas.
- El seguimiento de cada muestra se ha realizado en observaciones de tres minutos durante una hora para cada tratamiento.
- En el desarrollo de este seguimiento se dispuso de dos baños térmicos, para establecer una porción de muestra a la temperatura de 92 °F y la otra a 104 °F. La porción de muestra a 80 °F se ha sometido a temperatura ambiente, puesto que la temperatura del laboratorio oscila entre los 78 y 82 °F.

Como ilustración del procedimiento, en la figura 27 se presenta el montaje de seguimiento de la emulsión para el tratamiento 1 después de una hora; es decir, después de que cada porción de muestra fuese expuesta a su respectiva temperatura y haber realizado la medición de agua libre con el tiempo. No se observa agua libre ni cambio en el gradiente de colores de las muestras, indicando una alta estabilidad de la emulsión.

Figura 27. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión para el tratamiento 1, con un corte de agua del 0,62% y 4000 ppm de sal.



El mismo resultado (el del tratamiento 1) también se ha observado en los tratamientos 2, 3, 4, 5 y 6, a diferencia del seguimiento en los tratamientos 7 y 8 (los de mayor contenido de agua), en los cuales se ha observado agua libre en las porciones que fueron sometidas a 92 °F y 104 °F. Las porciones expuestas a 80 °F en los dos tratamientos anteriormente mencionados no presentaron agua libre (ver figura 28 y 29). Los datos generados de la prueba de estabilidad de las ocho emulsiones se pueden observar en el anexo D.

Figura 28. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión después de una hora para el tratamiento 7, con corte de agua del 53,1% y 42500 ppm de sal.

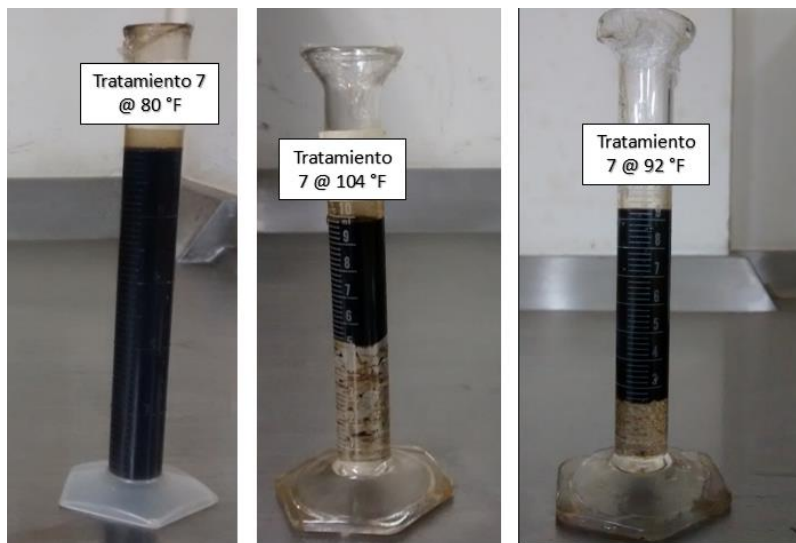
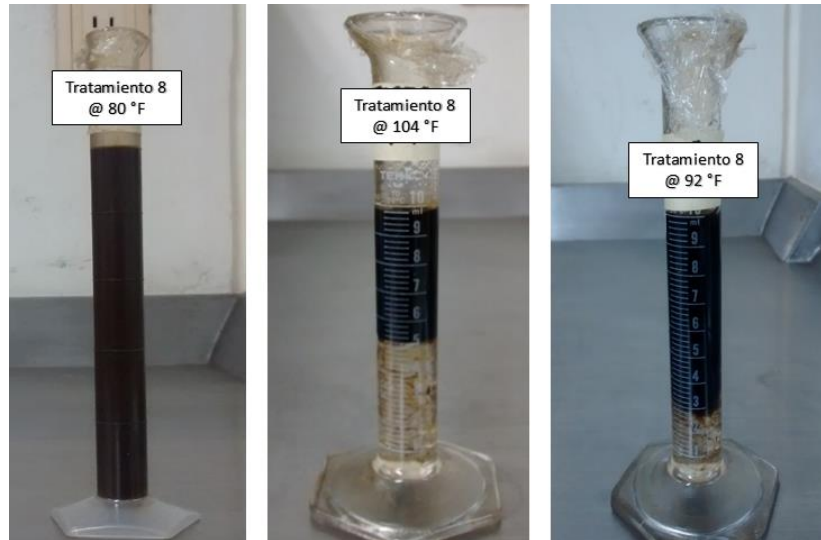
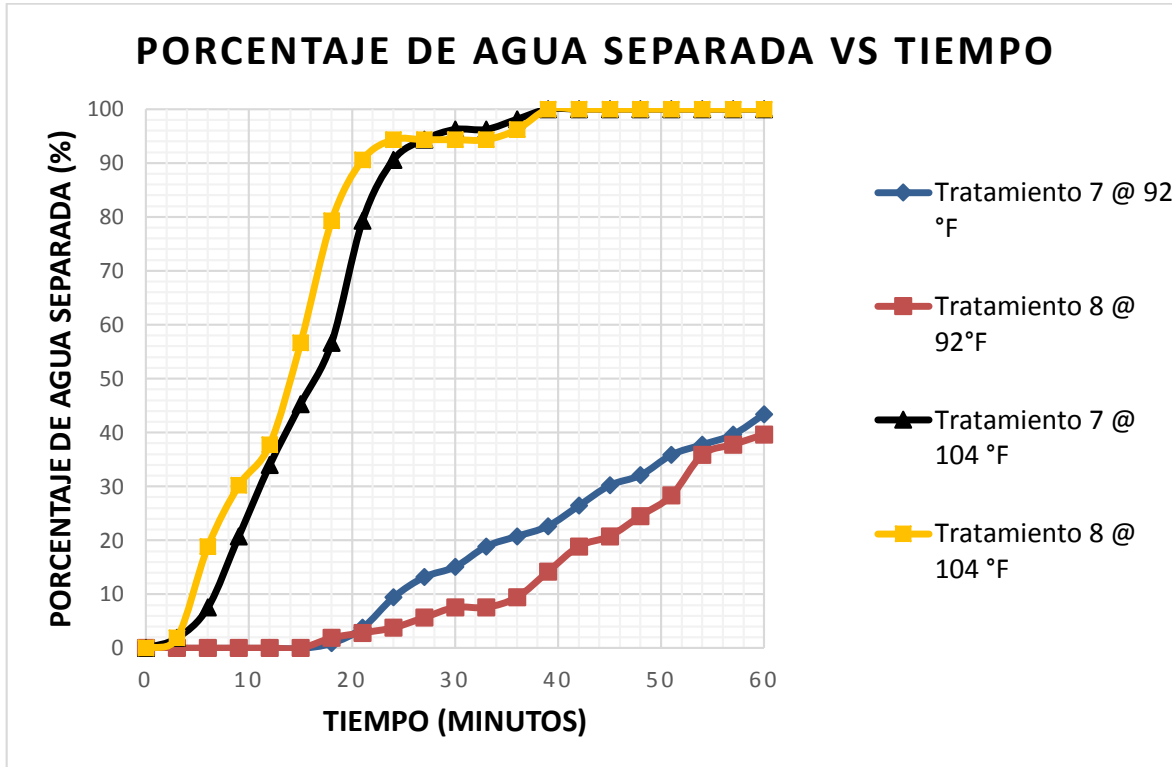


Figura 29. Seguimiento de la estabilidad de la emulsión después de una hora para el tratamiento 8; con corte de agua del 53,1% y 22240 ppm de sal.



En este procedimiento se puede observar como la temperatura (en algunos tratamientos) y el corte de agua influye en la estabilidad de la emulsión del crudo del Campo Colorado. Los tratamientos con corte de agua bajo y medio (0,62% y 16,75% respectivamente, tratamientos del 1 al 6), no presentaron agua libre garantizando una alta estabilidad de las emulsiones. Pero en las emulsiones con corte de agua alto (53,1%, tratamientos 7 y 8), las gotas de agua coalescieron dando lugar a la separación de fases antes del tiempo determinado. En la figura 30 se observa el efecto de la temperatura en la estabilidad de la emulsión, mostrando un aumento acelerado del agua libre para las muestras sometidas a 104 °F con respecto a las muestras sometidas a 92 °F para los tratamientos 7 y 8.

Figura 30. Porcentaje de agua separada con el tiempo para los tratamientos 7 y 8.



Fuente: el autor

Según Oliveira²⁴, Cuando el crudo se encuentra a bajas temperaturas (por debajo del Punto de Cristalización), la tensión interfacial agua/petróleo promueve sitios de unión para los cristales de parafina, formándose una película viscosa y resistente en la interfase, la cual impide la coalescencia de las gotas. Este fenómeno promueve el desarrollo de emulsiones muy estables, y probablemente se esté presentando a en las muestras sometidas a temperatura ambiente para todos los tratamientos. La estabilidad de las emulsiones a temperaturas por encima del Punto de Cristalización se le atribuye a la alta distribución de la fase acuosa debido a la fuerte agitación que se ha logrado durante la emulsificación de las emulsiones (28000 ppm). La presencia de asfaltenos y compuestos polares en el crudo y el agua también contribuyen a la estabilidad de las emulsiones.

²⁴ OLIVEIRA, Márcia Cristina; et al. "Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact on Flow Assurance", Petrobras Research Center, Rio de Janeiro, Brasil; 2010.

6. CONCLUSIONES

- Los resultados de este estudio concuerdan con la teoría expuesta por Visintin en su investigación, donde se observó un aumento en el punto de fluidez del crudo con el aumento en el corte de agua de hasta 24 °C para un corte de agua del 53%. Este fenómeno se le atribuye a la fuerte interacción de los sólidos parafínicos con la interfase liquido/líquido a medida que incrementa el número de gotas por el aumento de la fase acuosa, lo cual acelera la formación de la red de cristales de parafinas, donde las gotas de la fase acuosa actúan como si fueran los mismos cristales de parafina.
- Se observó como un crudo parafínico de baja viscosidad, como el del Campo Colorado, puede generar emulsiones muy viscosas con el incremento de la fase acuosa y con tendencia a gelificarse a bajas temperaturas. Se alcanzó un incremento en la viscosidad hasta de 67 Cp para 80 °F para el mayor corte de agua alto de (53%).
- A partir de la información reportada por el método de viscosidad y su respectivo análisis estadístico, se puede determinar que el punto de cristalización del crudo no se ve significativamente influenciado por cambios en el corte de agua y la salinidad del fluido proveniente de yacimiento.
- Se observaron emulsiones muy estables, principalmente a baja temperatura. Este resultado concuerda con el postulado que propuso Oliveira en su investigación²⁵, donde se plantea que este comportamiento se debe a la presencia de cristales de parafina que cubren la superficie líquido/líquido, de modo que dificultan el movimiento libre de las gotas dentro de la emulsión y disminuyen la coalescencia. La estabilidad de las

²⁵ OLIVEIRA, Márcia Cristina; et al. "Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact on Flow Assurance", Petrobras Research Center, Rio de Janeiro, Brasil; 2010.

emulsiones se le atribuye también a la fuerte agitación durante el proceso de emulsificación (28000 RPM), lo cual incrementa el número de gotas dispersas provocando un aumento en el área interfacial y por ende, más sitios de unión para los cristales de parafina.

- La estabilidad de la emulsión disminuyó con el aumento de la temperatura en algunos tratamientos, específicamente en las emulsiones preparadas con corte de agua alto (53%). De acuerdo con la información obtenida en el análisis estadístico, se puede afirmar que la salinidad NO es un factor influyente en el impacto de las propiedades del crudo parafínico del Campo Colorado estudiadas en esta investigación.
- Se cuenta para el campo Colorado con un modelo de punto de fluidez y de viscosidad en función del corte de agua, los cuales podrán ser útiles para pronósticos y diseño de facilidades que se requieran hacer a futuro.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio directo del efecto del corte de agua y la salinidad sobre la acumulación de parafinas tanto en tubería de producción como de transporte, para lo cual se recomienda la investigación realizada por COUTO et al²⁶
- Realizar un estudio reológico avanzado que evalúe el efecto del corte de agua sobre el punto de Gel y el esfuerzo de Cedencia del crudo del Campo Colorado especialmente a bajas temperaturas
- Realizar una investigación micro estructural que permita observar el comportamiento de las partículas sólidas de parafinas como agente emulsificante en la formación y estabilidad de emulsiones agua-aceite

²⁶ COUTO, G.H., et al. "An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition". University of Tulsa; 2006.

BIBLIOGRAFÍA

- AMAYA K., CALVO J. "Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado", Escuela de Geología. Universidad industrial de Santander, 2010.
- ARIZA E. "Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo Del Campo Colorado". Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander, 2008.
- Barnes H., Hutton, J. "An introduction to rheology". Elsevier, 1989.
- BOBRA M. "Water-in-oil emulsification: a physicochemical study". Proceedings of 1991 International Oil Spill Conference. American Petroleum Institute, 1991
- CARNAHAN F. "Paraffin deposition in petroleum production". Journal of Petroleum Technology, 1989.
- CIVAN F. "Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation". Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.
- COUTO, G. "An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition". University of Tulsa, 2006.
- De Almeida A., Rodríguez N. "Estudio de la Coalescencia y Sedimentación Asistida por Aumento de Emulsiones de Agua en Aceite Bajo Efecto de Campo Eléctrico". Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- ELSHARKAWY A., AL-SAHAF T., FAHIM M. "Effect of inorganic solids, wax to asphaltene ratio, and water cut on the Stability of Water-in-Crude Oil Emulsions". Kuwait University, 2008.
- GONZALEZ J. "Efecto del Contenido Relativo de los Asfaltenos Sobre la Estabilidad de las Emulsiones w-o en el Crudo del Campo Colorado". Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad industrial de Santander, 2014.
- KOKAL S. "Crude-Oil Emulsions: A State-of-the-art Review". SPE 77497, 2005.
- LEE. "Agents Which Promote and Stabilize Water-in-Oil Emulsions. Spill Science & Technology". Vol. 5, No. 2, 1999.
- Nenninger J., "Optimizing Hot Oiling - Watering Jobs to Minimize Formation Damage". SPE- CIM 90-57, 1990.
- OLIVEIRA M. "Waxy Crude Oil Emulsion Gel: Impact on Flow Assurance". Petrobras Research Center, 2010.
- OPAWALE Adenkule. "Oilfield emulsion control: a major issue during heavy crude oil production. Universidad Africana de Ciencia y Tecnología". Artículo SPE, 2009.
- PADRON A., ZUÑIGA P. "aplicación de la tecnología de microscopía óptica para la caracterización de sistemas formados por crudo, agua y sólidos". Escuela de Ingeniería Química. Universidad central de Venezuela, 2005.

- PEDERSEN K., FREDENSLUND A., THOMASSEN P. “Properties of oils and natural gases”. Gulf Publishing Company, Book Division (Vol. 5), 1989.
- PENGYU W. “Effect of the Dispersed Phase Oil/Water Wax Deposition”, Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, 2013.
- REISTLE LE JR. “Paraffin and Congelating Oil Problem”. Bull 348 USBM, 1932.
- ROJAS O., BRICEÑO M., AVENDAÑO J. “Fundamentos de Reología”. Universidad de Los Andes, 2012
- SUTTON G., ROBERTS L. “Paraffin precipitation during fracture stimulation”. Journal of Petroleum Technology, 1974
- SCHRAMM L. “Emulsions, foams, and suspensions: fundamentals and applications”. John Wiley & Sons, 2006.
- SZTUKOWSKI Y. “Oilfield Solids and Water-in-Oil Emulsion Stability”. Journal of Colloid and Interface Science, 2005.
- VISINTIN R. “Rheological Behavior and Structural Interpretation of Waxy Crude Oil Gels”, Universit di Trieste,2005.

ANEXOS

ANEXO A. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y REGISTRO DE CORTE DE AGUA Y SALINIDAD MENSUAL CAMPO COLORADO PERIODO 2012-2013.

mes-año	BOPD(Netos)	Total Neto (Bls)	TOTAL AGUA (Bls)	BSW (%)	CORTE DE AGUA (%)	Salinidad (ppm)
ene-12	427	13237	1484	0,2	10	16962
feb-12	512	14848	1750	0,41	11	20625
mar-12	443	13740	2042	0,32	13	17861
abr-12	411	12318	1093	0,32	8	18271
may-12	434	13458	1080	0,66	8	18934
jun-12	427	12797	1643	0,11	11	22794
jul-12	408	12658	1675	0,1	12	16047
ago-12	372	11547	1688	0,16	13	23114
sep-12	358	10752	1782	0,21	14	22222
oct-12	338	10492	1596	0,15	13	17583
nov-12	296	8881	1813	0,15	17	22500
dic-12	255	7905	1553	0,11	17	-
ene-13	250	7750	1519	0,14	17	19100
feb-13	246	6888	1176	0,11	15	25071
mar-13	131	4061	806	0,11	17	-

Fuente: Informes operativos de producción, oficinas Campo Escuela Colorado.

ANEXO B. NORMA ASTM D 97 PARA MEDICIÓN DE PUNTO DE FLUIDEZ.

1. **Alcance.** La norma ASTM D 97 presenta el protocolo dispuesto para medir el punto de fluidez a muestras de crudos tanto ligeros como pesados.

2. **Resumen del método.** Consiste de un calentamiento preliminar seguido de un enfriamiento paulatino mientras se examinan las características de flujo a intervalos. La temperatura más baja a la cual se observa movimiento es reportada como punto de fluidez.

3. **Consideraciones.** Este método es apropiado para aceites negros y ligeros. La muestra debe estar libre de agua y si es el caso debe deshidratarse previamente.

4. **Equipos, elementos y accesorios.**

- Recipiente de prueba: Tubo de vidrio claro, fondo plano. OD de 33,2 a 34,8 mm y altura de 115 a 125 mm.

- Termómetros según indica la tabla:

Termómetro	Rango	ASTM	IP
Alto cloud y pour point	-38 a 50 °C	5C	1C
Bajo cloud y pour point	-80 a 20 °C	6C	2C
Punto medio	32 a 127 °C	61C	63C

- Tapón y disco de cubierta de corcho.
- Baño de temperatura, se debe implementar con mezclas refrigerantes apropiadas de manera que puedan alcanzarse las temperaturas requeridas.
- Recipiente refrigerante para contener el baño de temperatura.
- Tubos de cobre para aislar el recipiente de vidrio de la prueba y evitar que este entre en contacto directo con el refrigerante.

5. Preparación.

- Identifique la muestra.
- El recipiente de prueba es un cilindro de fondo plano, cuya marquilla de llenado debe estar a $5,4 \pm 0,3$ cm del fondo.
- Seleccione el termómetro ASTM apropiado de acuerdo al rango de temperatura.

6. Procedimiento.

- Vierta el aceite en un recipiente de prueba limpio hasta el nivel indicado. Cuando sea necesario realice un precalentamiento de la muestra por lo menos 20°C por encima del punto de fluidez esperado pero no mayor a 60°C .
- Inmediatamente cierre el recipiente con un tapón de corcho y el termómetro seleccionado. Ajuste la posición del termómetro y del corcho para obtener un sellado hermético.
- Revisar el correcto montaje del equipo. Asegúrese que el tubo de cobre, tapón y disco de corcho estén limpios y secos.
- Una vez el aceite se haya enfriado y se forme la red de cristales, evite agitar mecánicamente la muestra, no permita que el termómetro se mueva al interior de la muestra. Cualquier disturbio provocará la ruptura de la delicada red inicialmente formada lo que conducirá a resultados erróneos.
- El punto de fluidez se expresa como enteros positivos o negativos múltiplos de 3°C . Empiece a examinar la apariencia del crudo cuando la temperatura este 9°C por encima del punto de fluidez esperado. Cada 3°C por debajo de la temperatura de inicio retire la mezcla condensada alrededor del tubo de vidrio para permitir la visibilidad, se recomienda utilizar un trapo limpio mojado en alcohol (etanol o metanol). Incline el recipiente lo suficiente (aproximada mente 45°) para determinar si hay movimiento del crudo, esta operación no debe tardar más de 3 segundos y el recipiente debe ser devuelto al interior del revestimiento.

- Tan pronto como el crudo no presente movimiento al ser inclinado, colóquelo en posición horizontal por 5 segundos y observe. Si se presenta movimiento regrese el recipiente al revestimiento y continúe la prueba.
 - Al colocar el recipiente en posición horizontal y no observar movimiento durante 5 segundos. Reporte el punto de fluidez.
 - Si la muestra ha alcanzado -36°C y aún presenta movimiento, suspenda la prueba.
7. **Cálculo.** Adicione 3°C al punto de fluidez registrado para el punto de fluidez ASTM D 97. Si la prueba ha sido suspendida, reporte el punto de fluidez como $< -36^{\circ}\text{C}$.

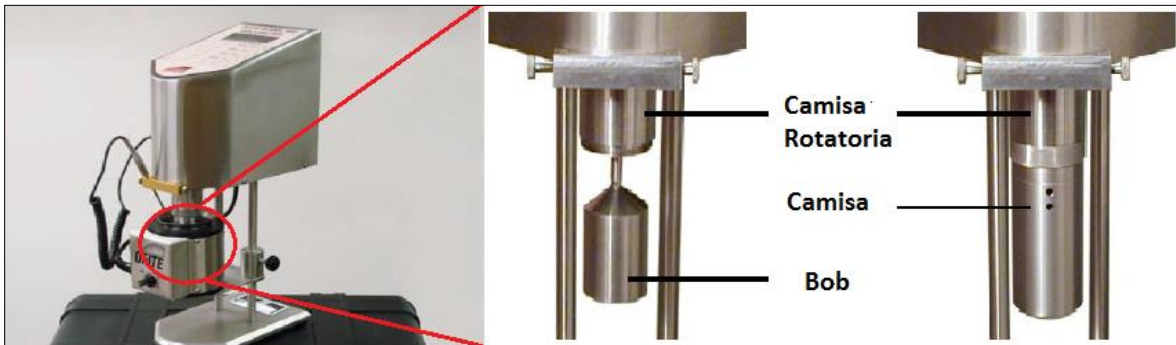


Equipo para medición de punto de fluidez. Laboratorio de fluidos, Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS.

ANEXO C. DESCRIPCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL VISCOSIMETRO ROTACIONAL OFITE MODELO 900.

Descripción.

El viscosímetro OFITE Modelo 900 consiste en un cilindro coaxial que emplea un transductor para medir el ángulo de rotación del Bob inducido por una muestra de fluido. La muestra de fluido se contiene en el espacio anular, o espacio de corte, entre la camisa y el bob, que está unido a un eje con un muelle de empuje. El arrastre viscoso ejercido por el fluido crea un torque sobre el Bob, y se monitoriza por el transductor que mide el desplazamiento angular del Bob. Utilizando el ángulo de desplazamiento del Bob, el procesador calcula y transmite la salida legible de las características de la muestra, de acuerdo con cálculos en función de la tasa de corte y el desplazamiento del Bob. Mejoras revolucionarias en la tecnología por OFITE permite que el Modelo 900 Viscosímetro operar con precisión a velocidades de corte muy bajas (hasta 0,01 1/s).

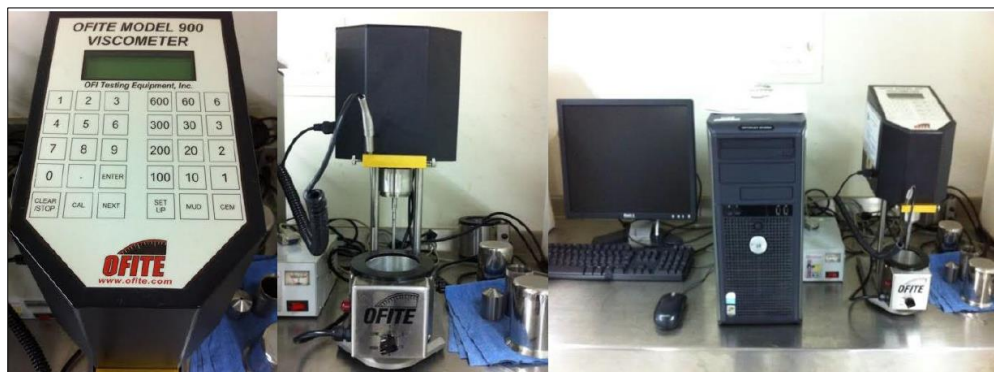


Descripción viscosímetro OFITE modelo 900.

Puesta en marcha.

El viscosímetro OFITE 900 es un equipo de ensayo automatizado de campo de fácil manejo. Realiza mediciones de reología estándar API y cuenta con el software ORCADA para captación de datos. A continuación se detalla el procedimiento que se debe llevar a cabo para su funcionamiento:

- Encender el viscosímetro y calibrarlo.
- Iniciar el software ORCADA.
- Conectar el viscosímetro con el PC y asegurarse que el programa ORCADA esté conectado.
- Escoger las velocidades de agitación y las temperaturas a las que se desea trabajar en el software. Las velocidades de agitación disponibles son: 600, 300, 200, 100, 60, 30, 10, 6, 3, 1 RPM.
- Colocar la muestra y ajustarla.
- Poner en marcha, esperar a que termine la prueba y almacenar los datos registrados automáticamente por el software.



Viscosímetro OFITE 900. Laboratorio de fluidos, Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS.

ANEXO D. RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA SEGUIMIENTO DE LA EMULSIÓN.

Tratamiento 1 al 6							
Tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)			Tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)		
	80 °F	92 °F	104 °F		80 °F	92 °F	104 °F
0	0	0	0	33	0	0	0
3	0	0	0	36	0	0	0
6	0	0	0	39	0	0	0
9	0	0	0	42	0	0	0
12	0	0	0	45	0	0	0
15	0	0	0	48	0	0	0
18	0	0	0	51	0	0	0
21	0	0	0	54	0	0	0
24	0	0	0	57	0	0	0
27	0	0	0	60	0	0	0
30	0	0	0				

Tratamiento 7							
Tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)			Tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)		
	80 °F	92 °F	104 °F		80 °F	92 °F	104 °F
0	0	0	0	33	0	18,9	96,2
3	0	0	1,9	36	0	20,8	98,1
6	0	0	7,5	39	0	22,6	100
9	0	0	20,8	42	0	26,4	100
12	0	0	34	45	0	30,2	100
15	0	0	45,3	48	0	32,1	100
18	0	0,9	56,6	51	0	35,8	100
21	0	3,8	79,2	54	0	37,7	100
24	0	9,4	90,6	57	0	39,6	100
27	0	13,2	94,3	60	0	43,4	100
30	0	15,1	96,2				

Tratamiento 8							
tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)			Tiempo (min)	Porcentaje de Agua libre (%)		
	80 °F	92 °F	104 °F		80 °F	92 °F	104 °F
0	0	0	0	33	0	7,6	94,3
3	0	0	1,9	36	0	9,4	96,2
6	0	0	18,9	39	0	14,1	100
9	0	0	30,2	42	0	18,9	100
12	0	0	37,7	45	0	20,7	100
15	0	0	56,6	48	0	24,5	100
18	0	1,9	79,3	51	0	28,3	100
21	0	2,8	90,6	54	0	35,8	100
24	0	3,8	94,3	57	0	37,7	100
27	0	5,7	94,3	60	0	39,6	100
30	0	7,6	94,3				