

Optimización del proceso de determinación del corte de agua en crudos pesados cuando la emulsión inversa es fuerte, aplicado al Campo Rubiales.

Mileidy Karina Tuta Cristancho

Carolina Uribe Ruiz

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

Director

John Alexander León Pabón

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleo

Bucaramanga

2019

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a DIOS quien me iluminó todos los días durante mi carrera, ya que este triunfo no lo podría culminar sin su protección, ayuda y bendición.

A mis padres Nidian por haberme apoyado con esfuerzo y sacrificio en este camino, por ellos soy lo que soy.

A Wilson Libardo más que ser un hermano es como mi padre, quien ha sido el pilar más apreciado en mi vida, resaltando su apoyo incondicional día a día, del cual he recibido la motivación y el consejo.

A mis amigos por su amistad incondicional y comprensión quienes han aportado un granito de arena en la culminación de esta etapa formativa, los aprecio a todos.

A un compañero , amigo D.S.D. por tantas cosas realizadas durante esta etapa de vida, por compartir buenos momentos y formar parte de mis alegrías y tristezas.

Carolina Uribe Ruiz

Dedicatoria

*A Dios por brindarme la guía necesaria en la
culminación de todos mis proyectos*

*A mis padres por el apoyo incondicional en cada uno
de los momentos que pase, buenos y malos.*

*A mis hermanos porque representan un valor
importante en mi vida y me impulsaron a cumplir
mis metas.*

*A mi mamita Chelita por creer en mí y ser la
patrocinadora de todos mis sueños...*

*A mis amigos de la Escuela de Ingeniería de
petróleos y cada uno de los que hicieron posible
este proceso de formación.*

Mileidy Karina Tuta

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, quiero agradecer a Dios por todas sus bendiciones y por permitirme culminar este proyecto.

A mi familia por el apoyo que me brindaron durante la carrera y cada uno de los planes de mi vida.

A mi hermana Yuli que siempre estuvo animándome y apoyándome en cada una de las etapas que me llevaron a tener este logro.

A mi compañero y futuro colega Juan David por la amistad y ayuda en el desarrollo de esta meta.

Al Ingeniero Mario Torres por su ayuda y asesoramiento durante el desarrollo de la investigación

A la universidad industrial de Santander por el apoyo logístico, la formación e integridad humana y profesional que nos ayudó a culminar nuestra carrera.

A cada una de las personas que de alguna manera aportaron para que se hiciera posible el desarrollo de este proyecto.

Mileidy Karina Tuta

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a ti padre celestial por permitirme llegar a este punto, por darme la fuerza de seguir cada día a pesar de las circunstancias y siempre recibir de ti

Padre Celestial tu amor y sabiduría.

Al ingeniero John Alexander León Pabón, por brindarnos la oportunidad de desarrollar este trabajo de investigación, por su tiempo y dedicación.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ayudarnos a crecer profesionalmente y darme las herramientas necesarias para desempeñarme como tal.

A mis amigos de batalla, lo que siempre estuvieron conmigo durante estos 5 años compartiendo buenas y malos momentos, sin ustedes esto no fuese sido realidad , gracias por mas que compañeros de clase.

A Yaneth que siempre estuvo ahí constantemente dandome el apoyo de poder conseguir las cosas si uno se lo propone en la vida.

CAROLINA URIBE RUIZ

Contenido

	Pág.
Introducción	21
1. Generalidades Del Campo Rubiales	23
1.1 Historia.....	23
1.1.1 Ubicación.....	24
1.2. Características del yacimiento.....	25
1.2.1. Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	25
1.2.3. Propiedades de los fluidos.....	26
1.2.3.1. Gravedad API.....	26
1.2.3.2. Presión de Burbuja.....	26
1.2.3.3. Resistividad.....	26
1.2.3.4. Saturación de Agua Irreducible.	26
1.3. Marco geológico regional	27
1.4. Historia de la producción del campo.	28
1.4.1. Método de producción.	29
1.4.2. Tiempo de producción.	29
1.4.3. Número de pozos.	30
1.4.4. Facilidades de producción.....	30

2. Crudos pesados	31
2.1 Propiedades de los crudos pesados.	32
2.1.1. Gravedad API.....	32
2.1.2. Viscosidad.....	32
2.2 Reservas y producción de los crudos pesado.	33
2.3 Emulsiones.....	35
2.3.1. Clasificación de las emulsiones.	36
2.3.1.1. Según la fase de emulsión.....	36
2.3.1.2. Según el grado de estabilidad.	37
2.3.2. Propiedades de la emulsión.....	37
2.3.3 Factores de los que depende la viscosidad de las emulsiones.	38
2.4.4. Ventajas y desventajas de un sistema de emulsiones inversas.	38
2.5. Formaciones de la emulsión.....	40
2.6 Composición de una emulsión.	41
2.7 Caracterización de las emulsiones.	42
2.8. Agentes emulsificantes	42
2.8.1. Surfactantes.....	43
2.8.2. Partículas sólidas.....	43
2.8.3. Químicos de producción.	43
2.9. Estabilidad de las emulsiones.	45

2.10. Mecanismos de emulsificación.	46
2.11. Métodos para el tratamiento de emulsiones.....	47
2.11.1. Tratamiento térmico.....	48
2.11.2. Tratamiento gravitacional.	49
2.11.3. Tratamiento por métodos centrífugos.	49
2.11.4. Tratamiento químico.	50
2.12. Factores que aceleran o aumentan el aceleran el rompimiento de una emulsión.	51
2.14. Mecanismos que intervienen en la desemulsificación.	52
2.14.1. Floculación.....	53
2.14.2. Coalescencia.	53
2.14.3. Sedimentación.....	54
3. Procedimiento para la determinación de agua y sedimentos del crudo (método de la centrifuga)	58
3.1. Objetivo.....	58
3.2 Equipos, elementos y reactivos.....	59
3.3 Preparación.	59
3.4 Procedimiento.	60
3.5 Cálculos.....	60
3.6 Precisión.....	61

4. Diseño experimental para la determinación del corte de agua de un crudo pesado cuando la emulsión inversa es fuerte.	63
4.1. Análisis y planteamiento del problema.....	63
4.1.1. Selección de variables.....	64
4.2. Equipos requeridos.....	66
4.3. Materiales y sustancias	67
5. Metodología planteada para determinar bsw para pozos productores con alto corte de agua. .	67
5.1. Aplicación al Campo Rubiales de la metodología propuesta	70
5.2. Resultados	78
6. Análisis de los Resultados	80
6.1. Evaluación de desempeño desemulsificante y concentración.	84
6.1.1. Homogeneización de las muestras.....	84
6.1.2. Evaluación de desempeño tiempo y temperatura.....	88
6.1.3. Precisión de los resultados.....	98
7. Conclusiones	99
8. Recomendaciones	100
Referencias Bibliográficas	102
Apéndices.....	102

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Localización del Campo Rubiales.	24
<i>Figura 2 .</i> CPF-2 Campo Rubiales.....	31
<i>Figura 3.</i> Tipo de crudo por departamento.	34
<i>Figura 4.</i> Tipos de emulsiones encontradas en la producción y transporte de petróleo pesado y formación de películas rígidas en la interfaz aceite-agua.	37
<i>Figura 5.</i> Formación de la emulsión.	41
<i>Figura 6.</i> Fases de la emulsión.	42
<i>Figura 7.</i> Representación de la molécula de emulsificante de la interfase.	44
<i>Figura 8.</i> Procedimiento del diseño experimental para la determinación del corte del agua.	68
<i>Figura 9.</i> Galón de muestra de emulsión.	71
<i>Figura 10.</i> Horno de calentamiento del laboratorio de fluidos UIS.	71
<i>Figura 11.</i> Decantador del laboratorio de fluidos UIS.	72
<i>Figura 12.</i> Agua emulsionada.	72
<i>Figura 13.</i> Contenido de la muestra en tubos tipo pera.	73
<i>Figura 14.</i> Dosificación de desemulsificante.	74
<i>Figura 15.</i> Agitación de los tubos tipo pera.	74
<i>Figura 16.</i> Muestra en el baño María.	76
<i>Figura 17.</i> Centrifuga del laboratorio de fluidos UIS.....	76
<i>Figura 18.</i> Lectura del volumen desplazado de agua libre.	77

<i>Figura 19.</i> Calentamiento de la muestra en la centrifuga.	77
<i>Figura 20.</i> Diferentes tipos de concentraciones y desemulsificantes a 120 °F y 10 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.....	85
<i>Figura 21.</i> Diferentes tipos de concentraciones y desemulsificantes a 120 °F y 20 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.....	86
<i>Figura 22.</i> Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 120° F y 30 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	86
<i>Figura 23.</i> Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 10 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	87
<i>Figura 24.</i> Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 20 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	87
<i>Figura 25.</i> Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 30 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	88
<i>Figura 26.</i> Diferentes concentraciones de desemulsificantes tipo PL2124P a 120 °F y diferentes tiempos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	90
<i>Figura 27.</i> Diferentes concentraciones de desemulsificantes tipo RP2122H a 120 °F y diferentes tiempos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	91
<i>Figura 28.</i> Desemulsificante BNO a 120° F y diferentes concentraciones y tiempos de retención de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.....	91
<i>Figura 29.</i> Desemulsificante PL21244 a 140° F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	92
<i>Figura 30.</i> Desemulsificante RP2122H a 140°F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	92

<i>Figura 31.</i> Desemulsificante BNO a 140°F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	93
<i>Figura 32.</i> Concentración de desemulsificante PL2124P a 160 ° F y diferentes tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	95
<i>Figura 33.</i> Resultado con desemulsificante PL2124P 350 ppm, temperatura 160°F y 30 minutos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.	96

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Características del yacimiento de producción Campo Rubiales.</i>	25
Tabla 2. <i>Características de las propiedades del Campo Rubiales.</i>	26
Tabla 3. <i>Diferentes grados de temperatura y tiempo para la prueba.</i>	66
Tabla 4. <i>Diferentes tipos de concentraciones de desemulsificantes.</i>	73
Tabla 5. <i>Temperatura y tiempo de los diferentes tipos de desemulsificantes utilizados en la prueba.</i>	74
Tabla 6. <i>Temperatura y tiempo de los diferentes tipos de desemulsificantes utilizados en la prueba.</i>	75
Tabla 7. <i>Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 10 minutos.</i>	78
Tabla 8. <i>Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 20 minutos.</i>	78
Tabla 9. <i>Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 30 minutos.</i>	79
Tabla 10. <i>Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 10 minutos.</i>	79
Tabla 11. <i>Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 20 minutos.</i>	80
Tabla 12. <i>Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 30 minutos.</i>	80
Tabla 13. <i>BSW a Temperatura de 120 °F Y 10 minutos.</i>	81
Tabla 14. <i>BSW a Temperatura de 120 °F Y 20 minutos.</i>	81
Tabla 15. <i>BSW a Temperatura de 120 °F Y 30 minutos.</i>	82
Tabla 16. <i>BSW a Temperatura de 140 °F Y 10 minutos.</i>	82
Tabla 17. <i>BSW a Temperatura de 140 °F Y 20 minutos.</i>	82
Tabla 18. <i>BSW a Temperatura de 140 °F Y 30 minutos.</i>	82

Tabla 19. <i>Cuadro comparativo entre el método propuesto y la norma ASTM-D96.</i>	83
Tabla 20. <i>Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 10 minutos.</i>	93
Tabla 21. <i>Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 20 minutos.</i>	94
Tabla 22. <i>Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.</i>	94
Tabla 23. <i>BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.</i>	94
Tabla 24. <i>BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.</i>	95
Tabla 25. <i>BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.</i>	95

Lista de Apéndices

	Pág.
Tabla 26. <i>Datos de BSW obtenidos en el laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH desde la fecha 13/02/2019 hasta 16/04/2019.....</i>	104
Tabla 27. <i>Datos de BSW obtenidos en el laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH desde la fecha de 19/04/2019 hasta 25/06/2019.....</i>	105

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DETERMINACIÓN DEL CORTE DE AGUA EN CRUDOS PESADOS CUANDO LA EMULSIÓN INVERSA ES FUERTE, APLICADA AL CAMPO RUBIALES.

AUTORES: CAROLINA URIBE RUIZ, MILEIDY KARINA TUTA CRISTANCHO.

PALABRAS CLAVES: Emulsión inversa, Metodología de laboratorio, Prueba BSW, método centrifuga, crudos pesados.

DESCRIPCIÓN:

El estudio de la producción de petróleo está relacionado con el análisis de las emulsiones, ya que se producen en casi todas las facilidades. El agua y el crudo que han permanecido en contacto en el yacimiento cambian su estado para fluir hacia la superficie generando emulsiones, y aunque es común que sean difíciles de separar se ha convertido en un reto para la mayoría de los campos de la industria petrolera.

La mayoría de emulsiones que se tratan son emulsiones directas (w/o), es por tanto que en esta investigación se hace necesario el estudio de las emulsiones inversas (o/w), que es la dispersión de pequeñas gotas de aceite en agua, estas pueden ser difíciles de tratar, pues antes de comenzar un procedimiento para romperlas se debe llevar a cabo un buen muestreo y análisis como se indica en esta investigación.

Las trazas de hidrocarburo presentes en el agua de producción constituyen uno de los grandes problemas a enfrentar, ya que representa un tratamiento extra y por ende mayor costo, además de los problemas ambientales que produce el vertimiento o disposición final. En esta investigación se diseñó una metodología que ayudara a la medición del BSW en Campos con altos cortes de agua, expuesta de forma detallada en este proyecto de investigación que será de gran utilidad para mejorar este tipo de desarrollo de las pruebas utilizados en la industria petrolera de forma que no afecte los costos de producción.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE DETERMINATION PROCESS OF WATER CUT IN HEAVY CRUDES WHEN THE REVERSE EMULSION IS STRONG, APPLIED TO THE RUBIAL FIELD.

AUTHORS: CAROLINA URIBE RUIZ, MILEIDY KARINA TUTA CRISTANCHO.

KEY WORDS: Reverse emulsion, laboratory methodology, BSW test, centrifugal method, heavy crudes.

DESCRIPTION:

Studies regarding petroleum production are related to emulsion analysis, since these are produced in almost every facility. The water and oil that have remained in contact in the deposit change their state to flow towards the surface generating emulsions, and although it is common that they are difficult to separate, it has become a replica for most fields of the oil industry. Most treated emulsions are of the direct type (w/o), therefore the study of the inverse emulsions type (o/w) becomes necessary, which is the dispersion of little oil droplets in water; these can be difficult to treat since, before starting a procedure to break them down, there must take place a thorough sampling and analysis, as shown in this investigation.

The hydrocarbon traces present in the water used for the production constitutes one of the biggest problems to face, since this represents an extra treatment and hence a higher cost, besides the environmental problems, consequence of the final pouring. In this research work, a methodology to help BSW measurement in high water portion fields, exhibited in detail, was designed and will be of great help to improve this kind of testing development, used in the petroleum industry, in a way that doesn't affect production costs.

Introducción

El estudio de la producción de petróleo está relacionado con el análisis de las emulsiones, ya que se producen en casi todas las facilidades. El agua y el crudo que han permanecido en contacto en el yacimiento cambian su estado para fluir hacia la superficie generando emulsiones, y aunque es común que sean difíciles de separar se ha convertido en un reto para la mayoría de los campos de la industria petrolera.

La mayoría de emulsiones que se tratan son emulsiones directas (w/o), es por tanto que en esta investigación se hace necesario el estudio de las emulsiones inversas (o/w), que es la dispersión de pequeñas gotas de aceite en agua, estas pueden ser difíciles de tratar, pues antes de comenzar un procedimiento para romperlas se debe llevar a cabo un buen muestreo y análisis como se indica en esta investigación. Cada uno de los pasos requieren ser llevados con las medidas necesarias ya que realizar incorrectamente uno de los pasos que integran el proceso para determinar las variables que afectan la emulsión puede afectar drásticamente la toma de decisiones conllevando a fuertes pérdidas de hidrocarburo. No obstante, para llevar a cabo una buena selección del desemulsificante se debe considerar no solo el tipo de emulsión presente sino también factores tales como: temperatura, tiempo, concentración del desemulsificante; así como también la disponibilidad de equipos, entre otros.

Las trazas de hidrocarburo presentes en el agua de producción constituyen uno de los grandes problemas a enfrentar, ya que representa un tratamiento extra y por ende mayor costo, además de los problemas ambientales que produce el vertimiento o disposición final. El agua producida puede

estar en forma de agua libre, la cual se separa fácilmente por tanques de gravedad, entre otras pruebas de separación como los son las de tipo de botella y BSW.

La emulsión estudiada puede presentar mecanismos de inestabilidad tales como: sedimentación, floculación, coalescencia y engrosamiento de las gotas, los cuales se combinan a diferentes velocidades.

Es por esta razón que se diseñó una metodología que ayude a la medición del BSW en Campos con altos cortes de agua, expuesta de forma detallada en este proyecto de investigación que será de gran utilidad para mejorar este tipo de desarrollo de las pruebas utilizados en la industria petrolera de forma que no afecte los costos de producción.

1. Generalidades Del Campo Rubiales

1.1 Historia

Campo Rubiales fue descubierto por la compañía Exxon en 1980, para esa época no era económicamente sostenible la explotación de crudo pesado, por ello, ocasionalmente se realizaron procesos de exploración y explotación; en el año 2000 la compañía Tethys Petroleum Company reactiva la producción del campo; en el 2002 se venden los derechos de explotación a Rubiales Holdings Ltda., alcanzando una producción diaria aproximada de 700 BOPD, para el siguiente año la compañía Rubiales Holding Ltda., con el fin de mejorar las facilidades de producción y la infraestructura como vías de acceso invierte un monto de US 22.5 millones, el mismo año se realiza la primera campaña de perforación con 14 pozos verticales, y la implementación del sistema de levantamiento Progressive Cavity Pump (PCP, Bombas de Cavidades Progresivas).

PACIFIC RUBIALES ENERGY¹ reporta en la historia del campo que en el 2006, el campo es adquirido por META PETROLEUM, produciendo 5.000 BPOD aumentando siete veces la producción de crudo en comparación al 2002, para este año se inicia la construcción del centro de facilidades de Producción (CPF 1). Posteriormente en el 2007 Campo Rubiales pasa a ser explotado por 1, bajo el control de esta compañía se inicia un proceso de desarrollo dirigido a la implementación de tecnologías especializadas en la extracción de crudos pesados. En la tercera campaña se perforan pozos horizontales de desarrollo usando como sistema de levantamiento Electric Submersible Pump (ESP, Bombas Electrosumergibles).

1.1.1 Ubicación. El campo Rubiales es la zona petrolera localizada en el sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales Colombianos. Se encuentra a ciento setenta (170) km al Sureste del municipio de Puerto Gaitán en el Departamento del Meta, y a cuatrocientos sesenta y cinco (465) km al sureste de Bogotá. Ver **Figura 1**.

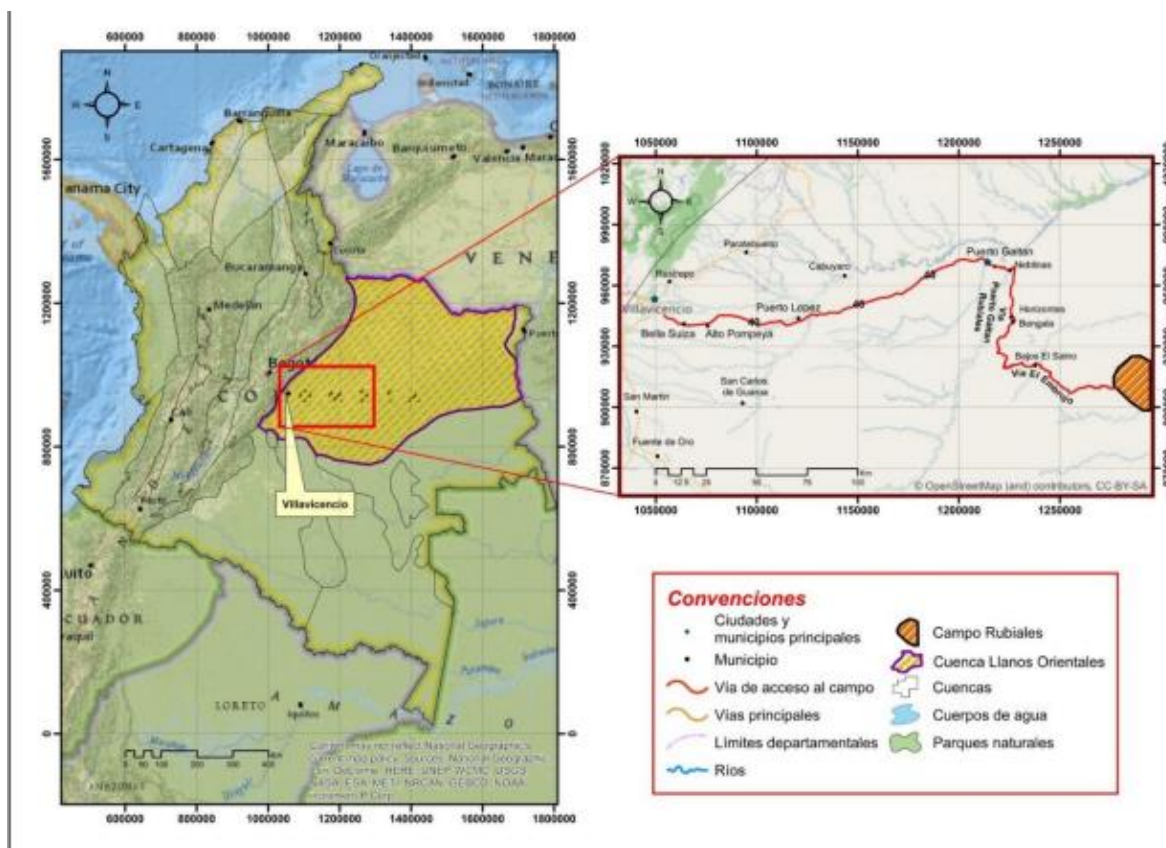


Figura 1. Localización del Campo Rubiales.

Adaptado de: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc.

Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> >

Hace parte del contrato de asociación Rubiales/Pirirí, establecida con Metapetroleum Corp. y Ecopetrol, se encuentra en la zona alta de los caños (voto, Budar y Arrabo, afluentes del río Tillavá y del caño Masififeriana. Cuenta con unas reservas probadas de 341,3 millones de barriles, una

extensión de 59.600 hectáreas (área contratada) y un área exploratoria (Bloque Quifa) de aproximadamente 153.000 Kms.

1.2. Características del yacimiento.

1.2.1. Propiedades petrofísicas del yacimiento. El espesor de la Unidades Carbonera Inferior (Areniscas Basales de la Formación Carbonera) varía entre 130 — 200 pies y el espesor neto petrolífero oscila entre 20 — 80 pies. Las Areniscas Basales de la Formación Carbonera presentan buena calidad de roca con porosidades efectivas alrededor del 25%, alcanzando valores de 32% en las arenas más limpias. La permeabilidad de la formación varía entre 5 y 13 Darcies. Y se estima que Campo Rubiales tiene una saturación de agua inicial de 30% al 40%.

En la **Tabla 1** se presentan las principales características del yacimiento del Campo Rubiales:

Tabla 1.

Características del yacimiento de producción Campo Rubiales.

ROCA FUENTE	Formación Gachate (origen Marino) Edad Cretácico Superior
TRAMPA Y PROCESO DE MIGRACIÓN	De los Llanos Orientales a la región Oeste
YACIMIENTO	Formación Carbonera (Cuarzo Mono y poli cristalino y Feldespatos potásicos).
POROSIDAD %	25-32
PERMEABILIDAD	5-50 (DARCY)
ESPESOR DE PRODUCCIÓN	10-80

Nota. Adaptado de: Paper SPE 114191 y Pacific Rubiales Energy.

1.2.3. Propiedades de los fluidos

1.2.3.1. Gravedad API. El petróleo producido es crudo pesado con gravedad API que varía entre 11.3° y 14.4°.

1.2.3.2. Presión de Burbuja. El petróleo producido en Campo Rubiales es crudo pesado, presenta un bajo contenido de gas. La presión de burbuja obtenida como resultado de pruebas PVT que se realizaron en el pozo UIS-53 es de 80 psi. Teniendo en cuenta que el mecanismo de producción del campo es un empuje activo de acuífero artesiano, el cual no permite disminución de la presión de yacimiento en más de 100 psi, la explotación del campo se lleva siempre por encima del punto de burbuja.

1.2.3.3. Resistividad. La resistividad en las zonas de agua varía entre 20 — 40 ohm-m, en las zonas de petróleo pueden tener valores superiores a 60 ohm-m, 2000 ohm-m, esta variación depende del alto contenido de arcilla y agua, pues a mayor contenido de arcilla, menor es la resistividad de los fluidos presentes en la roca. El ICP (Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) — ECOPETROL, 2011 , pág. 46) reportó que la resistividad del agua de formación oscila entre 4-7 omh-m este valor se tomó de pozos productores a una temperatura de 77°F con una salinidad entre 800 — 1300 mg/L, por lo que el agua de formación de Campo Rubiales se considera agua dulce.

1.2.3.4. Saturación de Agua Irreducible. Los registros de resonancia magnética realizados en campo, establecen un valor de saturación de agua inicial alrededor de 20% a 70% con un promedio de 47%.

En la **Tabla 2** se presentan las principales características del yacimiento:

Tabla 2.

Características de las propiedades del Campo Rubiales.

Profundidad promedio	270 ft TVD
Espesor neto de Arenas	140-280 ft
Porosidad	18-30
Permeabilidad	3-20 Darcies
Presión del yacimiento	1700 Psig @ 2700 ft
Temperatura del yacimiento	145 °F @ 2700 ft
FVF	1,013 Bbl/STB
GOR	5 SCF/STB
RELACION AGUA- PETROLEO	4.2
°API	12.8
Gravedad específica @ 60° F	0.9843
Presión de Burbuja @ Ty	80 Psia
Presión de Vapor @ 60 °F	0.89 Psi
Viscosidad @ Pb	731 Cp
Compresibilidad del fluido @ Ty	9.84e10-6 Psi-1
Punto de inflamación	180.86 °F
Punto de autoignición	761 ° F
Punto de fluencia	450 °F
Saturación de Agua	25-58%
Salinidad del Agua de Formación	300-1000 ppm
H2S	3 ppm wt
Factor de Recobro	16%

Nota. Adaptado de Pacific Rubiales Energy.

1.3. Marco geológico regional

Geológicamente el Campo Rubiales es un extenso monoclinal de rumbo NNE-SSW, localizado en una porción de la Cuenca de Antepaís, donde algunos sedimentos paleógenos y neógenos están descansando sobre rocas precámbricas y paleozoicas del Escudo de la Guyana. La acreción de la

Cordillera Occidental a Suramérica durante el Cretácico tardío al Eoceno medio permitió la creación del espacio de acomodación en el que una secuencia de sedimentos de la Cuenca Antepaís pudo ser depositada. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno medio en este sector, el cual posibilitó el restablecimiento de una etapa de sedimentación en la Cuenca Antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno medio y el Oligoceno. La Cuenca de los Llanos, en su configuración presente, se puede dividir en dos dominios estructurales principales: el del Piedemonte y el de los Llanos. Este último puede dividirse a la vez en dos subdominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta. El Campo Rubiales se encuentra localizado bajo el subdominio de Llanos del Meta. El estilo dominante en la Cuenca de los Llanos del Meta es de fallas normales con vergencia hacia el oeste y de sus correspondientes fallas antitéticas con vergencias hacia el este, causadas por flexión como respuesta a la carga tectónica impuesta por la Cordillera Oriental. El Campo Rubiales es el resultado de la migración de aceite generado por las rocas cretáceas de la sección central de la cuenca y la ruta de desplazamiento es proporcionada, preferencialmente, desde el Arco de Santiago, en el centro de la cuenca, hacia los bordes, buzamiento arriba. De acuerdo al comportamiento de la presión la cual medida a una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales es de 1170 psig y a vez a una temperatura de yacimiento de 145 °F la presión de burbuja es de 80 psia, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 5 SCF/STB, el factor volumétrico inicial fue de 1013 Bbl/STB y la viscosidad del petróleo es 730.98 cP. En cuanto a la salinidad promedio del agua de formación es de 300-1000 ppm de sólidos disueltos totales.

1.4. Historia de la producción del campo.

1.4.1. Método de producción. Campo Rubiales, presenta un mecanismo primario de empuje por acuífero activo y su producción proviene principalmente de la Unidad C7 (Ver **Figura 2**), correspondiente a areniscas cuarzosas de la Formación Carbonera depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno Tardío - Oligoceno. El entrapamiento de hidrocarburo en el Campo Rubiales se realiza por la combinación de factores estratigráficos (ríos trenzados) e hidráulicos (empuje de agua fresca que genera un contacto agua-petróleo inclinado 0.35° al NE) (ANH, s.f.) . Los pozos activos de Campo Rubiales producen mediante dos sistemas de levantamiento artificial, PCP (Progressing Cavity Pump) o Bomba de cavidades progresivas y ESP (Electrical Submersible Pump) o Bomba electro-sumergible, cuya implementación depende del grado de desviación del pozo; de modo que en los pozos verticales o con bajo grado de desviación las bombas de cavidades progresivas son implementadas como sistema de levantamiento artificial, mientras que las bombas electro-sumergibles son utilizadas en pozos horizontales.

1.4.2. Tiempo de producción. La producción del campo, inició en el año 1992 y durante los años 1997 y 1999 ésta fue suspendida, retomándose nuevamente en el año 2000 con una tasa promedio de 354 BOPD que, debido a las numerosas campañas de perforación que se han realizado, ha presentado un incremento considerable llegando actualmente a producir en promedio 135.000 BOPD. El yacimiento presenta una profundidad promedio de 2.800 pies y un espesor total de 200 pies del cual el espesor neto petrolífero es en promedio 35 pies. El petróleo original in situ es de 4.865 MBP y presenta actualmente un factor de recobro del 7,5%.

1.4.3. Número de pozos. Campo Rubiales cuenta con un total de 1178 pozos perforados de los cuales actualmente 597 son pozos productores activos, 278 inactivos y 303 abandonados. Dentro de los pozos productores activos 43% cuentan con bombas de cavidades progresivas y 57% con bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento artificial. Además, el 91% de los pozos activos cuentan con monitoreo remoto por medio de sistema Scada.

Requerimientos de calidad del crudo.

El crudo debe cumplir unas especificaciones de calidad para que tenga valor en los procesos de refinación, entre los cuales tenemos:

- El contenido de agua; debe ser menor que 0.5%vol.
- Las sales deben ser menor o igual que 1 lb/1000 Bls.
- Material particulado (arena): No debe tener.
- Acidez: debe ser menor que 0.5 mg KOH/g.
- Cenizas: debe ser menor que 0.01%.
- Contenido de metales (vanadio, níquel, hierro, cobre, sodio): deben ser menor que 10 ppm en promedio.

1.4.4. Facilidades de producción. Campo Rubiales, es el campo petrolero de mayor producción en el país, con aproximadamente 4.143.000 BFPD y uno de los principales activos de Latinoamérica. Presenta una extensión territorial de 56.900 hectáreas, cuenta con 592 km de líneas de flujo distribuidas en 12 troncales y con dos facilidades centrales de producción (CPF-1 y CPF-2), que tienen como objetivo separar el fluido de producción de los pozos en sus dos componentes o fases y, mediante su tratamiento, asegurar que cumplan con los estándares de calidad y control ambiental para su posterior vertimiento o re inyección en el caso del agua y su transporte y

comercialización en el caso del crudo. El agua tratada en CPF-1 es utilizada tanto para re-inyección como vertimiento, mientras que en CPF-2 únicamente se trata agua para re-inyección.



Figura 2 .CPF-2 Campo Rubiales.

Nota. Adaptado de: Ecopetrol, Presentación integral campo Rubiales.

2. Crudos pesados

(Hussein Alboudwarej Joao, 2006). La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a crudos pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y costos para la extracción. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la industria ha puesto su interés en este tipo de crudo. “El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como

extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua” (Pennwell Publishing Co, 1999, p.1).

La producción, transporte y refinación del petróleo pesado presenta problemas debido a la formación de emulsiones que se producen cuando el petróleo y el agua de producción se ponen en contacto debido al alto cizallamiento, cuando se inyectan mezclas de vapor de agua en el pozo o en las instalaciones de superficie.

2.1 Propiedades de los crudos pesados.

Algunas de las propiedades de los crudos pesados son:

2.1.1. Gravedad API. Se define como la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua medidas a 60°F y 1 atm de presión y se expresa en grados API unidad creada por el “American Petroleum Institute”. En esta escala cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API, y cuanto más pesado menor será su valor. Como referencia el agua tiene 10°API. Está dada por la ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{SG} - 131,5$$

Donde SG es la gravedad específica del aceite.

2.1.2. Viscosidad. Indica la facilidad con que un fluido fluye cuando se le aplica una fuerza externa, está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido.

La viscosidad de los crudos pesados y extra pesados puede estar entre menos de 20 cP y más de 1.000.000 cP. Las viscosidades de este tipo de crudos a 25°C pueden llegar hasta 100.000 cP.

Además de las propiedades como la gravedad específica y la viscosidad los crudos pesados se caracterizan por tener propiedades físicas y químicas, tales como:

- Alto contenido de metales pesados como Níquel y vanadio
- Alto punto de fluidez: 80-100 °F
- Alto contenido de nitrógeno y azufre
- Alto GOR
- Salinidad del crudo
- Producción de arena

2.2 Reservas y producción de los crudos pesado.

El panorama global de reservas de crudo muestra que el 70 % corresponden a recursos no convencionales; el 25 % corresponde a crudos pesados y el 45 % restante a crudos extrapesados y bitumen. Los principales yacimientos de crudos pesados se encuentran ubicados en Canadá (Alberta, arenas bituminosas), Venezuela (faja del Orinoco, crudo extrapesado), Rusia y Estados Unidos. América Latina es el continente que concentra las mayores reservas del mundo de este tipo de crudos, representando el 48% de ellas (dos billones de barriles equivalentes de petróleo, BEP). Venezuela cuenta con aproximadamente 1,7 billones de BEP (87 %), mientras que Colombia posee 12 millones (0,6 %). Asimismo, gran parte de las reservas de países como Ecuador, México, Perú y Brasil son Crudos pesado (ver **Figura 3**). Estas cifras permiten inferir fácilmente la importancia de la explotación de los recursos no convencionales, principalmente en

regiones con economías ampliamente dependientes del sector minero-energético tal y como lo es la colombiana (Peñuela Muñoz, 2017).

El potencial de hidrocarburos pesados en Colombia se concentra en dos cuencas principales: la cuenca de los llanos orientales y la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En estas dos cuencas se encuentra el 99% del crudo pesado que tiene el país.

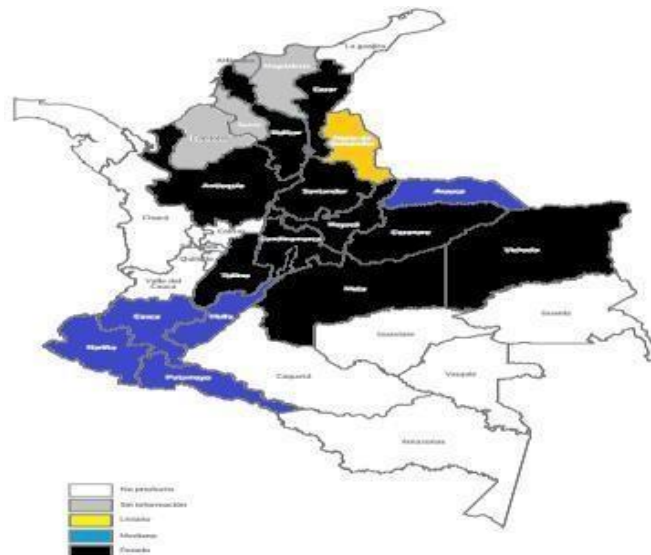


Figura 3. Tipo de crudo por departamento.

Nota. Tomado de: Peak oil Colombia (2016) Perfil petrolero de Colombia Recuperado de: <https://peakoilcolombia.wordpress.com/2016/08/25/perfil-petrolero-de-colombia/>

De acuerdo a las cuencas se destacan los siguientes campos de crudo pesado con su respectiva producción a mayo del 2018 (ANH, 2018):

- Rubiales: Con una producción de 118.495 Bbls/día
- Catilla: Con una producción de 74.271Bbls/día
- Castilla norte: Con una producción de 39.403 Bbls/día

- Quifa: Con una producción de 42.408 Bbls/día
- Chichimene: Con una producción de 20.100 Bbls/día
- Girasol: Con una producción de 3.156 Bbls/día
- Jazmín: Con una producción de 4.260 Bbls/día
- Apiay: Con una producción de 3.556 Bbls/día
- Teca-cocorna: Con una producción de 1.578 Bbls/día
- Underriver: Con una producción de 2269 Bbls/día
- Nare: Con una producción de 199 Bbls/día

Se estima que para el 2019 los aceites de alta densidad representen el 60%, gracias al desarrollo de los pozos actuales y al descubrimiento que se tienen previstos para el futuro. Sin embargo, para llegar a este punto la industria se verá enfrentada a varios retos para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos.

2.3 Emulsiones

Se puede definir como dos líquidos inmiscibles como el aceite y el agua que cuando se agita se forman gotas de un líquido en otro. La fase que está presente en forma de pequeñas gotas es la fase dispersa o interna y la fase en la que las pequeñas gotas están en suspensión se denomina la fase continua o externa.

Las cantidades relativas de la fase dispersa y continua influyen notablemente sobre las propiedades de una emulsión.

Inferior al 20% de fase dispersa se puede considerar que hay poca interacción de las gotas entre sí. Entre el 60 y 70 % de la fase dispersa, el comportamiento de las emulsiones es gobernado

por la interacción entre las gotas. Superior al 75 las gotas están literalmente en contacto y la emulsión se toma muy viscosa.

2.3.1. Clasificación de las emulsiones. La clasificación de las emulsiones está definida por la forma en que se encuentra la fase dispersa y continua en la emulsión. (Ver **Figura 4**).

A continuación, se define los tipos de emulsiones teniendo en cuenta que Agua (w=water) y aceite(o=oil):

2.3.1.1. Según la fase de emulsión.

- **Emulsión directa (w/o):** Se presenta cuando la fase dispersa es el agua y la fase continua es el aceite. Este tipo de emulsión es la más común en los campos petroleros.
- **Emulsión inversa (o/w):** Se presenta cuando la fase dispersa es el aceite y la fase continua el agua. Este tipo de emulsiones se da generalmente en campos que tienen un alto corte de agua
- **Emulsión múltiple:** Se presenta cuando el agua y el aceite se encuentran simultáneamente como fase dispersa y continua (w/o/w, o/w/w u otras).

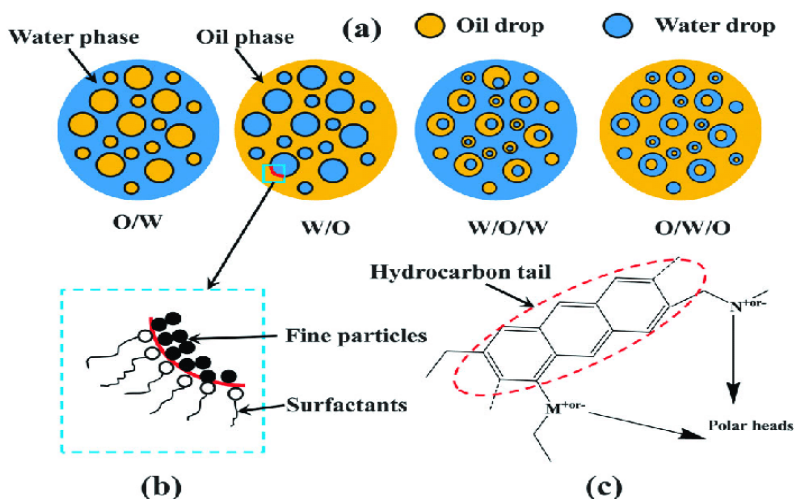


Figura 4. Tipos de emulsiones encontradas en la producción y transporte de petróleo pesado y formación de películas rígidas en la interfaz aceite-agua.

Nota. Adaptado de: Lin He, Feng Lin. Interfacial sciences in unconventional petroleum production: from fundamentals to applications. Published in Chemical Society reviews 2015

2.3.1.2. Según el grado de estabilidad.

- **Emulsión estable:** Son emulsiones en las cuales los glóbulos que la conforman conservan sus características iniciales y permanecen distribuidas uniformemente durante toda la fase continua a lo largo del tiempo, a pesar de las diferentes perturbaciones que esta pueda presentar
- **Emulsión inestable:** Son emulsiones en las cuales los glóbulos que la conforman no conservan sus características iniciales y no permanecen distribuidas uniformemente durante toda la fase continua a lo largo del tiempo, su inestabilidad puede determinarse a partir de diferentes factores como lo son: la floculación, inversión de fases y formación de nata.

2.3.2. Propiedades de la emulsión.

- Las propiedades en la fase continúan.
- La relación entre la fase interna y la externa.
- El tamaño de las partículas de la emulsión.
- La relación entre la fase continua y las partículas (incluso las cargas iónicas)
- Las propiedades de la fase discontinua.

- La diferencia de densidades de ambas fases.
- La viscosidad de la fase continua y de la emulsión acabada.
- Las circunstancias de almacenamiento, es decir, las temperaturas altas y bajas, la agitación, la vibración, la dilución.
- La incorporación de aire en una emulsión puede tener como consecuencia la reducción notable de la estabilidad.

2.3.3 Factores de los que depende la viscosidad de las emulsiones. La viscosidad de una emulsión depende de numerosos factores, algunos con carácter físico más o menos determinado, otros de tipo físico-químico cuyo efecto empieza solamente a entenderse. A continuación, se presenta los factores que dependen la viscosidad:

- Viscosidad de la fase externa (continua) (η_o).
- Proporción volumétrica de la fase interna (dispersa).
- Tamaño y distribución de las gotas de la fase interna.
- Viscosidad de la fase interna (η_i).
- Tasa de corte.
- Temperatura.
- Efecto del emulsionante, es decir, de la formulación.

2.4.4. Ventajas y desventajas de un sistema de emulsiones inversas. Los sistemas de emulsión inversa se emplean principalmente para perforar pozos:

- Profundos.
- Altamente desviados.

- Horizontales.
- Con altas temperaturas.
- Con presencia de domos salinos.

Entre las ventajas y desventajas que implica el empleo de los sistemas de emulsión inversa durante las operaciones de perforación se encuentran las siguientes:

Ventajas:

- Estable a temperaturas máximas de 200 o C.
- Permite el empleo de altas y bajas densidades.
- Buena capacidad de acarreo y suspensión de recortes.
- Mejoras en el avance de perforación.
- Seguridad en su manejo, siempre y cuando el diesel no esté contaminado con productos inflamables.
- Se puede limpiar de sólidos y almacenar para volver a emplearse.
- Provee un hoyo calibrado o cerca de calibrado y generalmente producen poca invasión.
- Inhibición de arcillas.
- Mejoran la estabilidad del agujero.
- Menores problemas al perforar formaciones salinas, anhidritas y arcillosas. □ Obtención de mejores geometrías de agujero, pozo más homogéneo.
- Formulaciones más resistentes a contaminaciones con: CO₂, H₂S, Sal / Evaporitas – Agua.
- Mejoran la lubricidad.
- Las formulaciones son reutilizables.

Desventajas:

- Requiere de un buen control de la separación de sólidos.
- Hay que remover o limpiar las mallas de los equipos eliminadores de sólidos constantemente.
- En comparación con los fluidos base agua tradicionales su costo es mayor.
- No son conductivos de tal manera que los registros convencionales de resistividad no detectan señales.
- Las reglas empíricas usadas en lodos base agua no funcionan con lodos base aceite.
- Las medidas de resistividad usando registros de inducción no son exactos.
- El registro Laterolog, SFL, Normal Corta, MSFL no trabajan en lodo base aceite.
- No se emplea en formaciones de baja presión o naturalmente fracturadas.
- Dipmeter con raspadores es afectado en lodos base aceite.

2.5. Formaciones de la emulsión.

La formación de emulsiones se debe generalmente a la presencia de sustancias químicas, además de la influencia de agentes mecánicos. Las sustancias químicas son responsables de la estabilidad de las emulsiones ya que son capaces de formar una película envolvente alrededor de las gotas dispersas la cual evita la coalescencia de esta fase. Estas sustancias químicas se conocen como agentes emulsificantes. Los efectos mecánicos están constituidos por el movimiento del crudo a través de las líneas de producción, en las cuales debido a los accesorios involucrados se producen efectos de turbulencia y agitación. (Ver **Figura 5**).

Existen tres condiciones principales para que se formen emulsiones estables:

- Dos líquidos miscibles como el aceite y el agua.
- Agitación suficiente para dispersar uno de los líquidos pequeñas gotas en el otro.
- Un emulsificante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

Las emulsiones son causadas por la turbulencia o agitación de una mezcla de unos fluidos inmiscibles agua-aceite por que las fuerzas se unen al líquido (fase dispersa) se rompen ocasionando que este se separe en una gran cantidad de gotas muy pequeñas, las cuales debido a la tensión interfacial tienden a colapsar entre sí.

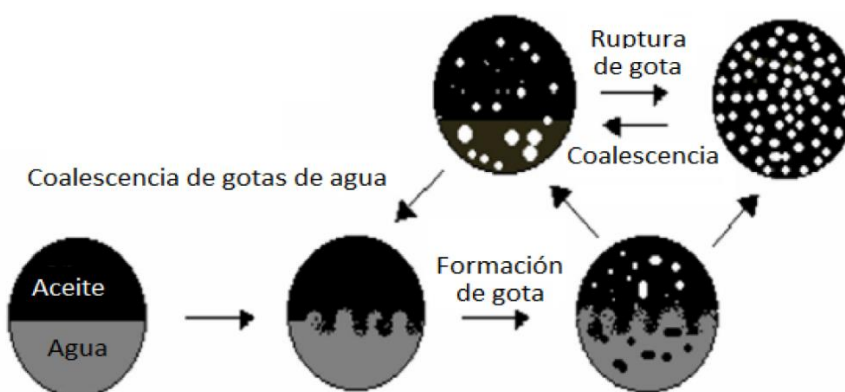


Figura 5. Formación de la emulsión.

Nota. Fuente: Modificada de Abdel-Raouf, M. E. S. (2011). Factors Affecting the Stability of Crude Oil Emulsions.

2.6 Composición de una emulsión.

Una emulsión está compuesta principalmente por una fase continua, una fase dispersa y un agente emulsionante, donde la fase continua y la fase dispersa son dos líquidos inmiscibles generalmente agua y aceite (ver **Figura 6**). Cabe resaltar que las cantidades de cada una de las fases tienen una influencia sobre las propiedades, cuando la fase interna es igual o menor al 20% del total de

solución se dice que hay poca interacción entre las gotas, si esta se encuentra entre el 60 y 70% las interacciones entre las gotas dominan los efectos y si es mayor al 75% las gotas se encuentran totalmente en contacto y la emulsión se vuelve viscosa (Salager, s.f., pág. 5).

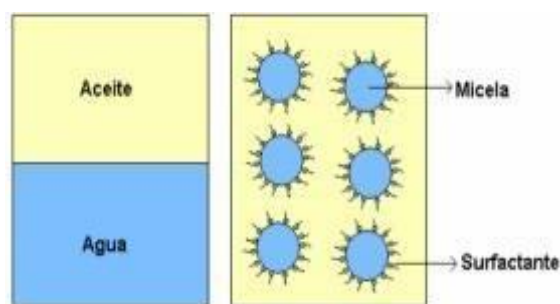


Figura 6. Fases de la emulsión.

Nota. Adaptado de: Pérez, R. (2009) Aplicación de microondas en el tratamiento de emulsiones de tipo agua en aceite (w/o) y aceite en agua (o/w). Tesis de doctorado. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, p. 73. Modificado por autores.

2.7 Caracterización de las emulsiones.

Las emulsiones tienden a exhibir la mayoría de las propiedades del líquido que forma la fase continua. Entre los factores que afectan las características de la emulsión formada están:

- Las propiedades relativas de las fases.
- El tipo y concentración de los agentes emulsificantes.
- El método de preparación de la emulsión.

2.8. Agentes emulsificantes

Las emulsiones producidas en los yacimientos de petróleo contienen agua, aceite y un agente emulsificante que estabilizan la emulsión en incluyen:

- Surfactante o agente tensoactivo
- Sólidos finamente divididos
- Químicos

2.8.1. Surfactantes. Son compuestos que pueden ser solubles en tanto en agua como en aceite. Las moléculas tienen una parte hidrófoba es decir soluble en agua y otra lipofílica es decir soluble en aceite, también poseen un comportamiento anfipático es decir que son parcialmente solubles en agua y en crudo.

Actúan como agentes emulsificantes al formar una película en la interfase agua-petróleo, lo cual conduce a la disminución de la TIF (Tensión interfacial) que promueve la dispersión y emulsificación de las pequeñas gotas. (Ver **Figura 7**).

Dentro de los más destacados se encuentran los asfaltenos, las resinas, los ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

2.8.2. Partículas sólidas. Para ser agentes emulsificantes las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidas por el aceite y el agua.

La efectividad de estas partículas en la estabilización de las emulsiones depende de los factores tales como el tamaño de la partícula, las interacciones entre partículas y la mojabilidad de las mismas.

2.8.3. Químicos de producción. Añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

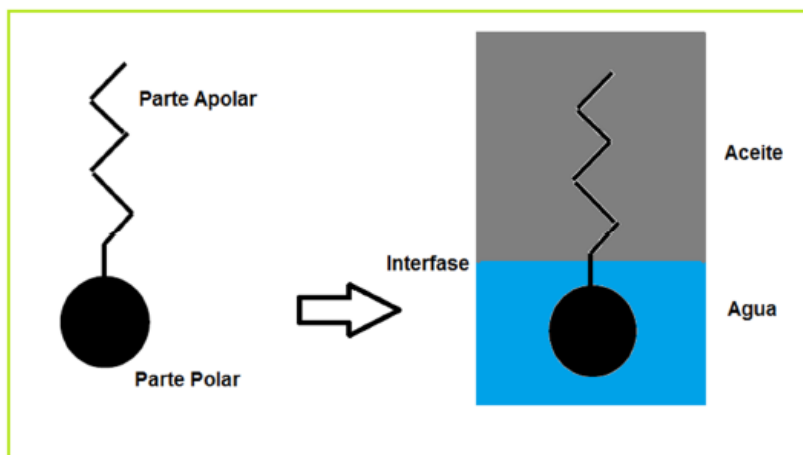


Figura 7. Representación de la molécula de emulsificante de la interfase.

Nota. Adaptado de: Camargo J. y Soto R. (2012) Formulación de producto desemulsificante para deshidratación de petróleo crudo en las facilidades de producción del campo entrerros. Proyecto pregrado. UIS

El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua remanente emulsificada varia de <1 a >60% volumen. En los crudos pesados y extrapesados (<15°API) tienen a menudo 10 a 35% o más de agua.

El tipo de emulsión formada depende principalmente de los agentes emulsificantes presentes y de cantidades de revelantes de la fase agua y aceite. Las reglas empíricas Bancroft predicen que primordialmente los surfactantes solubles en aceite forman emulsiones directas (w/o) y los surfactantes solubles en agua producen emulsiones inversas (o/w).

(Mendez & Gonzalez, 2015) De acuerdo con su carga los tensoactivos se clasifican en:

- **Aniónicos:** Son aquellos que en solución se ionizan quedando cargado el grupo hidrófobo negativamente, y están constituidos por una cadena alquílica lineal o ramificada, y en su extremo polar de la molécula, se encuentra un anión que son grupos derivados del ion sulfato o sulfonatos.

- **Catiónicos:** Son aquellos que en solución forman iones, en donde el grupo hidrófobo de la molécula queda cargado positivamente, en general están conformados por compuestos cuaternarios de amonio o una amina grasa en medio ácido.
- **Anfótero:** Se caracterizan por que actúan dependiendo el medio en el que se encuentran, es decir en medio básico son aniónicos y en medio ácido son catiónicos.
- **No iónicos:** Este tipo de emulsificante no se ioniza en solución acuosa, debido a que poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida; y grupo hidrófobo generalmente es un radical alquilo o alquil benceno, o una estructura natural como un ácido graso.

2.9. Estabilidad de las emulsiones.

La estabilidad de una emulsión de crudo pesado depende de muchos factores, tales como: la composición del crudo, la salinidad y pH del agua, la relación de crudo/agua, el tamaño de las gotas y la polidispersidad, temperatura, concentración y tipo del tensoactivo, energía de mezclado.

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables y al cabo de cierto periodo de tiempo se separará en tres zonas, la zona central contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas denominadas interna (coalescida) y externa (clarificada).

En general, decir que una emulsión se ha roto es ligeramente fácil, lo complejo es determinar experimentalmente su valor de estabilidad. La única medida para saber la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas y distribución de las mismas en función del tiempo requerido para que las fases se separen, y se clasifican así:

- **Emulsión fuerte o apretada:** Se considera “fuerte” cuando el tiempo requerido es de días y hasta meses. En este caso es necesario el uso de químicos (desemulsificantes) que ayuden a romper la emulsión.
- **Emulsión medianamente fuerte:** El tiempo de separación es cercano a la decena de minutos.
- **Emulsión débil:** el tiempo de separación es de unos pocos minutos.

Desde el punto de vista de la estabilidad, en una emulsión inversa a medida que la gota es más pequeña y uniforme, más estable será la emulsión, ya que las gotas más grandes se fusionan más fácilmente, que las gotas más pequeñas desestabilizando la emulsión; para reducir este problema se emplea energía mecánica en forma de agitación constante.

Para mantener la estabilidad de las emulsiones se deben considerar varios factores como son:

- Tamaño de las gotas.
- Tipo de agente.
- Porcentaje de la fase dispersa.
- Viscosidad de las fases.
- Densidad.
- Temperatura.
- Envejecimiento de la interface.
- Propiedades reológicas interfaciales.

2.10. Mecanismos de emulsificación.

Un número de diferentes procesos y mecanismos químicos y físicos pueden estar involucrados en el proceso de emulsificación.

- **Teoría de la tensión superficial:** según esta teoría, la emulsificación tiene lugar mediante la reducción de la tensión interfacial entre dos fases.
- **Teoría de la repulsión:** la teoría propone que el agente emulsionante crea una película en una fase que forma glóbulos que se repelen entre sí. Esta fuerza repulsiva hace que permanezcan suspendidos en el medio de dispersión.
- **Modificación de la viscosidad:** ciertos emulgentes como acacia, tragacanto, carboximetilcelulosa, polietilenglicol, etc. aumentan la viscosidad del medio, lo que ayuda a crear y mantener la suspensión de los glóbulos de la fase dispersa.

2.11. Métodos para el tratamiento de emulsiones

El tratamiento de crudo es el proceso mediante el cual se lleva a cabo la separación del agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre. Este busca de alguna u otra manera de neutralizar la acción del agente emulsionante, destruyendo la película interfacial o venciendo las fuerzas repulsivas que impiden la unión de las gotas dispersas y este proceso se lleva a cabo por una o la combinación de los siguientes métodos:

- Adición de desemulsificantes químicos.
- Incrementando la temperatura de la emulsión, desestabilizando la película gracias a la reducción de la viscosidad interfacial.
- Reduciendo la turbulencia del sistema por medio de la disminución de la velocidad de flujo para que pueda darse separación gravitacional.

- Incrementando el tiempo de retención y remoción de sólidos.
- Controlando los agentes emulsificantes mediante la adición de químicos.
- Aplicando un campo eléctrico que promueva la coalescencia.

2.11.1. Tratamiento térmico. Tiene que ver con la aplicación de calor para reducir la viscosidad del aceite e incrementar la tasa de asentamiento del agua. Calentando la emulsión se optimiza su rompimiento y separación, se desestabiliza las películas rígidas que encapsulan las gotas a partir de la reducción de su viscosidad interfacial. Asimismo, mejora la tasa de coalescencia dado que aumenta la energía térmica de la fase dispersa. Sin embargo, tiene efectos negativos, como el costo del tratamiento dado el requerimiento de un equipo adicional y el suministro de energía permanente para el funcionamiento del equipo ya sea suministro eléctrico, de gas entre otros.

Las variables que interviene en este proceso de separación de emulsiones en los tratadores térmicos son:

- Temperatura.
- Longitud de la zona de calentamiento.

Los tratadores térmicos pueden ser de dos tipos directos o indirectos, en los directos el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna de calentador, es común que se utilice como fuente de energía gas o incluso el crudo del mismo campo. Por otro lado, los calentadores indirectos son más seguros dado que no existe un contacto directo entre la fuente de calor y la emulsión, pero esto acarrea pérdidas de energía, es decir eficiencias más bajas.

1.11.2. Tratamiento gravitacional. La mayoría de los equipos que se encargan del tratamiento de emulsiones se basan en la gravedad para separar las gotas de la fase continua, esta fuerza de gravedad actúa con la ley de stock.

Entre mayor sea el tamaño de gota, mayor será el cuadrado de su diámetro y mayor la velocidad de asentamiento, lo que indica que entre más grandes sean las gotas, menos tiempo se tomara el asentamiento. No solo el tamaño de la gota indica la velocidad de asentamiento, también está determinada por la velocidad entre el aceite y el agua, lo cual implícitamente incluye el API del crudo dado que si el crudo es liviano será más efectivo el tratamiento, en cambio para los crudos pesados cuyo API es similar al del agua. A mayor temperatura, menor viscosidad del aceite y mayor velocidad de asentamiento. El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en diferentes equipos: separadores, tanques, sedimentadores, tanques de lavado y eliminadores de agua libre (FWKOS).

2.11.3. Tratamiento por métodos centrífugos. Se considera un método gravitacional aumentado puesto que las fuerzas producidas por la rotación permiten aprovechar el diferencial de densidades de las fases, optimizando la separación. Esta separación ocurre en tres etapas: primero se forma una capa de nata en función de la diferencia del aceite y el agua, durante la aceleración de la centrifuga, luego tiene lugar el estado estable, que corresponde a la línea cuyo pendiente es cercano a cero en un diagrama de tamaño de gota promedio, en función del tiempo de centrifugación.

En el caso del tratamiento de las emulsiones inversas, las centrifugas permiten aplicar una fuerza que ayuda a que las gotas de aceite puedan entrar en contacto, formando estructuras poliédricas distorsionadas. Los factores que determinan la distancia entre las gotas de la fase

dispersa, y su tendencia a coalescer son: la velocidad de centrifugación las fuerzas eléctricas y entrópicas de la película de surfactante en la interfase, y la viscosidad de la fase continua.

En general, las ventajas de estos tratadores centrífugos son: alta capacidad volumétrica del equipo.

2.11.4. Tratamiento químico. La adición de químicos, llamados desemulsificantes o rompedores, es de lejos el método más utilizado para tratar emulsiones. El objetivo primordial de los desemulsificantes es lograr una interacción iónica entre el agua y el aceite. El desemulsificante posee una parte hidrófila y otra oleofílica, lo cual permite ubicarse en la interfaz de los dos fluidos de tal forma que cause algunos efectos como los cuales son: lograr detener la acción del agente emulsificante ya que es el mayor factor a tener en cuenta para la estabilidad de la emulsión, lo otro es causar un intercambio e interacción iónica entre los fluidos “jugando” con la atracción de estos, neutralizar el efecto de los agentes estabilizador, es decir generara una atracción y s presentes en el crudo, su composición superficialmente activa hace que al ser agregados a la corriente de fluido migren hacia la interfase agua-aceite, donde deben debilitar o romper la película que protege las gotas de agua para facilitar la coalescencia entre ellas. Es muy importante tener en cuenta que para un buen desempeño de los químicos usados se deben incorporar en zonas.

Desemulsificantes

Estos químicos ya nombrados anteriormente se usan ampliamente para desestabilizar y ayudar en la coalescencia de las emulsiones.

Este método de tratamiento es popular porque los productos químicos se aplican fácilmente a la emulsión, generalmente no son costosos y minimizan la cantidad de tiempo de calentamiento y asentamiento requerido.

(Kokal, 2003) El químico contrarresta el agente emulsificante permitiendo que las gotitas dispersas de la emulsión se unan en gotas más grandes que se asientan fuera de la matriz. Para que los desemulsificantes funcionen, se debe:

(1) Inyectar en la emulsión.

(2) Mezclar íntimamente con la emulsión y migrar a todos de las películas protectoras que rodean a todas las gotas dispersas.

(3) Desplazar o anular el efecto del agente emulsionante en la interfase. Debe existir un período de asentamiento tranquilo para permitir la separación del aceite y el agua.

Para separar una emulsión en sus fases aceite y agua, la película interfacial debe ser destruida y hacer que las gotas tiendan a coalescer, por lo tanto, el rompimiento de una emulsión está vinculada directamente con la película interfacial.

2.12. Factores que aceleran o aumentan el aceleran el rompimiento de una emulsión.

- (Enriquez, s.f.) **Temperatura:** La aplicación del calor promueve la separación y acelera el proceso de tratamiento reduciendo la viscosidad del aceite, aumenta la movilidad y velocidad de sedimentación de las pequeñas gotas, aumenta las colisiones de las gotas y favorece la coalescencia, aumenta la diferencia de densidades de los fluidos. Se debe hacer un análisis económico para tomar en cuenta los costos de calefacción, reducción del tiempo y aceite residual.

- **Tiempo:** Un aumento en el tiempo de residencia conlleva también al aumento de la eficiencia de separación y reduce la cantidad de agua residual en el aceite, sin embargo, hay que tener en cuenta que esto con lleva costos en los equipos de separación.
- **Eliminación de sólidos:** Los sólidos humedecidos por el aceite estabilizan agua-aceite y los sólidos humedecidos por el agua también se pueden volver mojados por aceite en un recubrimiento de materiales polares fuertes y pueden participar de manera efectiva en la estabilización de emulsiones agua aceite.
- **Control de agentes emulsionantes:** El control de estos permite la efectividad de la desestabilización y resolución; para poder controlarlos se pueden tomar medidas como: selección adecuada de los productos químicos que se inyectan durante la producción del aceite, evitar mezclas de aceite no compatibles, el uso de dispersantes para controlar la producción de asfáltenos y el uso de reductores de punto para el control de ceras, neutralización del efecto de estabilidad de la película que encapsula las pequeñas gotas de agua por los desemulsificantes.
- **Reacondicionamiento:** La separación adicional de agua se puede lograr mediante el reacondicionamiento del equipo existente, invariablemente, los problemas de las emulsiones aumentan después de que el equipo de separación se ha instalado, esto debido al envejecimiento del campo, el aumento de los cortes de agua.

2.14. Mecanismos que intervienen en la desemulsificación.

La desemulsificación es la separación de una emulsión en sus fases. Es un proceso de dos etapas o pasos. El primer paso es la floculación (aglomeración o coagulación). El segundo paso es la

coalescencia. Cualquiera de los dos puede ser el factor determinante de la velocidad de rompimiento de la emulsión.

2.14.1. Floculación. El primer paso en el proceso de la desemulsificación es la floculación de las gotas de agua. Durante la floculación, las gotas se juntan formando agregados, o “floculas”. Las gotas están cercanas unas de otras—incluso se tocan en ciertos puntos—pero no pierden su identidad. La coalescencia en esta etapa ocurre sólo si las películas interfaciales que rodean las gotas de agua son débiles. La velocidad de floculación depende de varios factores, incluyendo el corte de agua, temperatura, viscosidad del aceite, y la diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

Factores que dependen de la velocidad de floculación:

- **Contenido de agua:** Velocidad de floculación alta, con un alto corte de agua.
- **Temperatura:** El aumento de energía térmica de las gotas aumenta la probabilidad de colisión, conduciendo a la floculación.
- **Viscosidad:** Con viscosidad baja se reduce el tiempo de asentamiento y aumenta la velocidad de floculación.
- **Densidad:** Cuando la diferencia de densidades es alta aumenta la velocidad de sedimentación.
- **Campo electrostático:** Aumento de movimiento de las gotas hacia los electrodos de donde se agregan.

2.14.2. Coalescencia. La coalescencia es el segundo paso en el proceso de desemulsificación y es después de la floculación. Durante la coalescencia, las gotas de agua se fusionan, para formar

gotas de agua más grandes. Esto es un proceso irreversible que lleva a un decremento en el número de las gotas de agua, y eventualmente a una completa desemulsificación. La coalescencia es mejorada al haber una velocidad alta de floculación, la ausencia de películas mecánicamente fuertes, bajas viscosidades interfaciales, altos cortes de agua y altas temperaturas.

Los factores involucrados en el proceso de coalescencia son:

- Altas temperaturas.
- Alta velocidad de floculación.
- Ausencia de partículas resistentes.
- Alta tensión interfacial.
- Alto corte de agua.
- Baja velocidad interfacial.
- Desemulsificantes químicos.

2.14.3. Sedimentación. Es el proceso en el cual las pequeñas gotas se asientan en una emulsión a causa de su alta densidad, este proceso es impulsado por la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, lo que puede dar lugar a la ruptura de la emulsión.

Las gotas de la emulsión sin eliminar se acumulan en la interfase aceite-agua en los equipos superficiales, formando una capa de emulsión la cual puede provocar varios problemas como los siguientes:

- Aumentar el contenido de agua y sedimentos
- Aumenta el aceite residual en el tratamiento de agua
- Aumenta la incidencia de arcos eléctricos

- Ocupar espacio en el tanque de separación y reducir de manera efectiva el tiempo de retención.
- Crea una barrera para las gotas de agua y sólidos que migran hacia la parte baja de la capa de agua.

Las capas de las emulsiones son causadas por desemulsificantes ineficaces (incapaces de romper la emulsión), insuficiencia de desemulsificantes (cantidades insuficientes para romper la emulsión), otro factor que anula el efecto del desemulsificante es la temperaturas bajas y presencia de sólidos acumulados.

La selección del desemulsificante debe hacerse teniendo en cuenta todas las funciones del sistema de tratamiento, si el proceso es de sedimentación, se puede aplicar un desemulsificante de acción relativamente lenta con buenos resultados. Por otro lado, si el proceso es electrostático, en el que la acción de coalescencia se lleva a cabo mediante el campo eléctrico, se necesita un desemulsificador de acción rápida. A medida que cambian las condiciones de campo y / o se modifica el proceso de tratamiento, los requisitos químicos pueden cambiar.

Los reacondicionamientos de pozos pueden cambiar el contenido de sólidos, lo que puede alterar la estabilidad de la emulsión. Entonces, no importa que tan efectivo sea un demulsificador, no se puede asumir que siempre será satisfactorio durante la vida útil del campo. Los rompedores químicos de emulsión son compuestos orgánicos complejos con características de superficie activa. Las propiedades activas pueden ser derivadas de cualquiera o una combinación de materiales no iónicos, catiónicos y aniónicos. Dentro de cada uno de estos tipos, se utilizan composiciones que conferirán diversos grados de equilibrio hidrófobo / hidrófilo al producto químico según se desee.

Los componentes activos son muy viscosos y, en ocasiones, incluso sólidos. Es necesario usar un portador que facilite el manejo; este portador es casi sin excepción un solvente orgánico. Los sistemas de disolventes están diseñados para hacer que los rompedores de emulsión sean compatibles con el sistema de crudo en el que se utilizan. También es necesario omitir materiales que interfieran con los procesos de refinación, como los que envenenan los catalizadores. Por lo tanto, no se utilizan cloruros orgánicos, bromuros, yoduros, fluoruros ni compuestos de arsénico o plomo en la fabricación de la mayoría de los productos químicos para el tratamiento de emulsiones. No existe una designación simple de productos químicos específicos para tratar emulsiones específicas. Sin embargo, existen ciertos tipos de desemulsificantes comunes que tienden a producir una reacción constante en muchas emulsiones de agua en aceite. Algunos de los tipos de desemulsificantes son los siguientes:

- Los ésteres de poliglicol: Se caracterizan por ser buenos deshidratadores de las emulsiones, pero con frecuencia tienden al asentamiento lento de la gota de agua y la acumulación de lodos; están sujetos a problemas de tratamiento excesivo.
- Los sulfonatos: tienen buen rendimiento de humectación y asentamiento de agua, muy poca tendencia a sobredosificación, particularmente en emulsiones de alta gravedad.
- Los aceites y ésteres polimerizados: producen características específicas en emulsiones particulares; generalmente son pobres para una aplicación generalizada y siempre se usan en combinación con otros materiales.
- Los condensados de alcanolamina: Promueven el asentamiento de agua en algunas emulsiones, si se mezclan con otros materiales tienen un mejor desempeño.
- Los fenoles oxialquilados: son agentes humectantes, se utilizan en la mezcla para mejorar el rendimiento del demulsificador.

- Los derivados de poliamina: son buenos agentes de mezcla y rápidos en el asentamiento de agua.

La mayoría de los desemulsificantes utilizados para romper las emulsiones son mezclas de los anteriores y otros compuestos. Los componentes seleccionados para un demulsificador dado, se eligen para proporcionar las acciones necesarias para lograr un rompimiento completo de la emulsión. El número de diferentes materiales tensioactivos que pueden actuar como emulsificante en el crudo es grande. Las posibles combinaciones de estos agentes emulsionantes son casi infinitas. Por lo tanto, el número de desemulsificantes y sus combinaciones también son numerosos. El tipo y la composición del petróleo en la emulsión que se está tratando tiene más influencia en la forma en que se llevará a cabo un determinado demulsificador que la categoría específica de componentes incluidos en el producto químico de tratamiento. Por ejemplo, una resina de bajo peso molecular utilizada en el tratamiento de una emulsión de aceite de 35 ° API puede mostrar una caída rápida de agua, pero ese mismo producto químico, cuando se usa en el tratamiento de una emulsión de aceite de 15 ° API, puede no causar un asentamiento rápido del agua. Esto ilustra que los desemulsificantes deben ser compuestos para cada emulsión particular. Cada sistema de tratamiento debe probarse y verificarse para asegurarse de que los productos químicos utilizados para tratar el agua para su eliminación no entren en conflicto con los productos químicos utilizados para tratar la emulsión de aceite. Un químico no debe reaccionar con el otro para causar problemas, como estabilizar el aceite en el agua. La compatibilidad de los dos productos químicos se debe probar mediante pruebas de botella, pruebas de agua libre y BSW, luego mediante pruebas de campo en el sistema de tratamiento real. Además, se deben realizar pruebas de compatibilidad para cualquier otro producto químico agregado a los fluidos producidos. La selección del producto químico óptimo para usar generalmente comienza con las pruebas en el

laboratorio. Varias series de pruebas pueden ser necesarias a diferentes proporciones y temperaturas antes de poder hacer una selección. Durante estas pruebas en el laboratorio se deben observar muchos factores, como el color y la apariencia del aceite, la claridad del agua, la calidad de la interfase, la temperatura de operación requerida, el tiempo de sedimentación y el contenido de BS&W. Estas unidades móviles deben ser operadas por técnicos capacitados que puedan minimizar las pruebas y optimizar la selección de desemulsificante.

3. Procedimiento para la determinación de agua y sedimentos del crudo (método de la centrifuga)

La determinación del contenido de agua y sedimento se requiere para determinar precisamente los volúmenes netos de crudo involucrados en ventas, aportes, intercambios, inventarios y transferencias. **(NORMA ASTM D 96-88 - API 2542)**

3.1. Objetivo

Determinar el contenido de agua y sedimentos de un crudo por el método de centrifugación.

Resumen del método.

El método de la centrifuga es un procedimiento de campo que no siempre da los resultados más precisos, pero es considerado el método más práctico. Volúmenes conocidos de solvente y crudo se mezclan 1:1, se colocan en un tubo de centrifuga y se calientan a $140^{\circ}\text{F} \pm 5$, posteriormente

se centrifugan, luego de la centrifugación se lee el volumen de capa de agua y sedimentos en el fondo de tubo.

3.2 Equipos, elementos y reactivos.

- Centrifuga: con capacidad para varios tubos.
- Tubos de centrífuga: capacidad de 10 a 100 mililitros, debidamente graduados. Las dimensiones están detalladas en la norma.
- Baño de temperatura.
- Termómetros: con graduación de 1°C (2°F) con precisión de $\pm 1^\circ\text{C}$.
- Solventes: los más comunes son: tolueno, xileno, kerosene y gasolina blanca.
- Desemulsificantes: usados cuando es necesario (emulsiones fuertes).

3.3 Preparación.

- El crudo para la prueba debe estar detalladamente reseñado. Si la muestra trae agua libre sepárela por decantación y a su vez la porción a usar (muestra representativa) debe agitarse vigorosamente para homogenizar antes de colocarse en el tubo.
- Verificar que los tubos de centrífuga se encuentren debidamente limpios y secos. • Coloque el baño de temperatura al valor especificado para la prueba (140°F).
- Use como solvente tolueno conforme a ASTM D 362. Tenga presentes las precauciones de manejo.

3.4 Procedimiento.

1. Agitar vigorosamente el recipiente que contiene el crudo.
2. Llenar dos tubos de centrífuga con el 50% de solvente.
3. Agregar la muestra directamente del recipiente al tubo, hasta el 100% del volumen.
4. Agregue 2 a 4 gotas de desemulsificante.
5. Tape los tubos y agite para que se mezclen los contenidos.
6. Coloque los tubos en el baño de temperatura por 10 min. a $140 \pm 5^{\circ}\text{F}$.
7. La temperatura final en la muestra no debe estar por debajo de 135°F .
8. Saque e invierta los tubos para asegurar que la mezcla es uniforme.
9. Coloque los tubos en posiciones opuestas en el plato de la centrífuga. La centrífuga debe ser precalentada para conservar la temperatura.
10. Cierre y centrifugue por 10 min. a 1800 rpm.
11. Lea y registre el volumen combinado de agua y sedimentos del fondo de cada tubo de centrífuga.
12. Caliente los tubos nuevamente a $140^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$, sin agitar, y vuelva a centrifugar por 5 min. Lea nuevamente y repita el centrifugado hasta que las dos últimas lecturas sean iguales

3.5 Cálculos.

- Compare las lecturas de los dos tubos, si son diferentes en un 25%, repita el procedimiento en su totalidad.
- Reporte la suma de las lecturas respectivas como porcentaje de agua y sedimentos.

3.6 Precisión.

- La precisión de este método aún no ha sido determinada.

Norma Karl Fischer ASTM D 4377

(Barr Harbor Drive). **Determinación del agua en aceites crudos por titulación potenciométrica**

Karl Fischer ASTM D 4377.

Este método cubre la determinación de agua en el rango desde 0.02 a 2 % en aceites crudos. Se propone usarlo con reactivo estándar Karl Fischer o reactivos Karl Fischer libres de piridina. Un número de sustancias y clase de compuestos asociados con condensación o reacciones de óxido-reducción interfieren en la determinación de agua por Karl Fischer. En aceites crudos de interferencia más comunes son los mercaptanos y los sulfuros.

Equipo y accesorios

- Equipo Karl Fischer: compuesto por bureta de 10 mL, depósito de reactivo (frasco de vidrio), agitador magnético y matraz de destilación.
- Agitador magnético, para homogenizar la muestra cruda.
- Circuito eléctrico: consta de un microamperímetro a corriente directa de 0 a 50 μA , batería de 1.5 V, electrodos y voltímetro de 2000 ohm.
- Jeringas de 10 μL , 2.5 mL, 5 mL, 10 mL y 20 mL.

Reactivos

- Reactivo Karl Fischer: reactivo estándar con piridina (solución de etilenglicol monometil éter) o reactivo libre de piridina (diluido con xileno).
- Metanol (anhidro)
- Solvente de muestra
- Xileno, grado reactivo
- Cloroformo, grado reactivo

Procedimiento

- Calibre y Estandarice.
- Estandarice el reactivo Karl Fischer con agua destilada al menos una vez por día.
- En un vaso de titulación limpio y seco, adicione bastante solvente como para cubrir los electrodos. Selle todas las aberturas del recipiente e inicie la agitación magnética.

Encienda el circuito indicado y adicione el reactivo Karl Fischer en cantidades moderadas al solvente. El punto final se alcanza cuando después de la agitación el agua permanece desviada al menos 1 μ A desde el punto de referencia por lo menos 30 s.

Calcule el equivalente de agua del reactivo Karl Fischer.
- Adicione el solvente al recipiente de titulación y llévelo a condiciones de punto final.
- Adicione el crudo inmediatamente después para asegurar homogeneidad completa.
- Mezcle la muestra a temperatura ambiente (25 °C) en el recipiente original.
- Titule la muestra hasta alcanzar el punto final estable por lo menos por 30 s y registre el volumen de reactivo Karl Fischer (con una exactitud de 0.01 mL).

4. Diseño experimental para la determinación del corte de agua de un crudo pesado cuando la emulsión inversa es fuerte.

El diseño experimental se considera como parte del proceso científico y una de las formas de aprender acerca de la forma en que funcionan los procesos. Por lo general se da a través de una serie de actividades en las cuales se hacen hipótesis sobre un proceso, y luego se usa esta información del experimento para establecer nuevas suposiciones, que llevan a realizar nuevos experimentos para mejorar el proceso.

4.1. Análisis y planteamiento del problema.

Las emulsiones están directamente relacionadas a los diferentes problemas operacionales de producción ya que aumentan la viscosidad del fluido, lo cual genera una disminución en la eficiencia del pozo, y por lo tanto tendría que realizarse una inversión adicional, es por eso que se hace necesario hacer un estudio detallado para mejorar la técnica utilizada para el tratamiento de la emulsión.

En nuestro caso particular se tomó como base los tratamientos por adición de desemulsificantes químicos, ya que se desea encontrar el tipo y dosificación optima de desemulsificante, entre un universo de opciones de fabricante y de marcas que se adecuen a la emulsión que se presenta en el Campo Rubiales pozo RB55-OH.

4.1.1. Selección de variables. Por lo general en cualquier proceso de estudio, una de las principales decisiones es la selección de variables, teniendo en cuenta cuales son los factores que varían y cuales permanecen constantes. Así mismo estudiar si estas influyen o no en el resultado final y la manera como lo hacen.

En nuestro caso y posterior a una amplia investigación, se decide evaluar los siguientes aspectos:

- **Tipo de emulsión presente:** Es el estudio del tipo de emulsión que contiene la muestra, así como las características y propiedades de la misma. La obtención de estos datos ayuda a propiciar el ahorro de recursos y esfuerzos con una visión mejor.
- **Temperatura:** Hace referencia a la temperatura a la cual se desarrolló el experimento, teniendo como caso particular optimizar la temperatura, la cual genera una disminución en los costos.
- **Tiempo:** Es el tiempo establecido para evidenciar la separación o rompimiento de la emulsión, teniendo en cuenta las condiciones operacionales del campo, con el objetivo de optimizar el proceso de manera que se pueda disminuir el tiempo de operación.
- **Tamaño de la muestra:** Escoger una muestra representativa para obtener un mejor análisis en los resultados del proceso.
- **Dosificación:** Es necesario evaluar diferentes concentraciones de desemulsificante para encontrar cual es la mejor proporción que se adecua para el rompimiento de la emulsión.
- **Instrumentos utilizados:** Se refiere a los equipos y materiales utilizados en las pruebas, los cuales deben cumplir con los criterios de selección que ayuden a no tener riesgo

durante el proceso, lo cual se logra evitando la evaporación y el aumento de la temperatura, para que así no se modifique durante el proceso.

- **Homogeneización de muestras:** Consiste en la preparación de las muestras, es necesario proporcionar una adecuada homogenización a través de la agitación de las muestras durante la realización de la prueba, sin alterar la estabilidad de la muestra en el momento de la mezcla.
- **Procedimiento de lectura:** Durante la realización de la prueba se toman datos, como el volumen de agua libre, el grado de turbidez de esta y la limpieza de las paredes del tubo de zanahoria.
- **Revisión de la cantidad de agua turbia:** Es importante una verificación de la cantidad de agua que se está separando, para así evaluar si se necesita modificar la concentración del desemulsificante.
- **Características de la prueba:** Se analizan los datos de laboratorio que se llevan a cabo en el tratamiento químico de la emulsión, para llevarlo a una escala mayor que es utilizada en campo de acuerdo al procedimiento planteado.
- **Número de repeticiones:** La mayor cantidad de repeticiones que se puede lograr son muy importantes para garantizar la medición de la reproducibilidad y repetitividad de la prueba y así se logren mejores resultados.
- **Selección del valor de las variables:** Basados en la norma ASTM D96, que plantea que la prueba se debe llevar a 140°F de temperatura y un tiempo de 10 minutos, se decide tomar tres valores de temperatura, teniendo en cuenta un aumento y disminución de 20°F. Por otra parte se toman tres valores del tiempo 10, 20 y 30 minutos, los cuales fueron combinados con los diferentes valores de temperatura.

Tabla 3.

Diferentes grados de temperatura y tiempo para la prueba.

TEMPERATURA		
120°F	140°F	160°F
TIEMPO		
10 Minutos	20 Minutos	30 Minutos

TEMPERATURA	120 °F	10
Y TIEMPO		Minutos
		20 Minutos
		30 Minutos
	140°F	10 Minutos
		20 Minutos
		30 Minutos
	160°F	10 Minutos
		20 Minutos
		30 Minutos

El siguiente diseño experimental se desarrolló con el objetivo de determinar el contenido de agua para la muestra de crudo del campo rubiales pozo RB55-OH que presenta una emulsión inversa fuerte, el cual se realizó haciendo ajustes en la norma ASTM 96-88 y teniendo en cuenta el método de agua libre.

A continuación, se muestra en la **Figura 8** el diseño experimental realizado y posteriormente cada uno de los pasos.

4.2. Equipos requeridos

- Horno termostático
- Baño maría
- Cronómetro
- Centrifuga con capacidad de tubos de 100 ml

4.3. Materiales y sustancias

- Frasco decantador
- Muestra de emulsión
- Tubos de vidrio tipo pera para centrifuga con capacidad de 100 ml
- Gotero
- Stock de productos desemulsificantes

5. METODOLOGÍA PLANTEADA PARA DETERMINAR BSW PARA POZOS PRODUCTORES CON ALTO CORTE DE AGUA.

En este capítulo 5 se realiza una descripción detallada de la metodología planteada para determinar BSW en pozos productores con alto corte de agua.

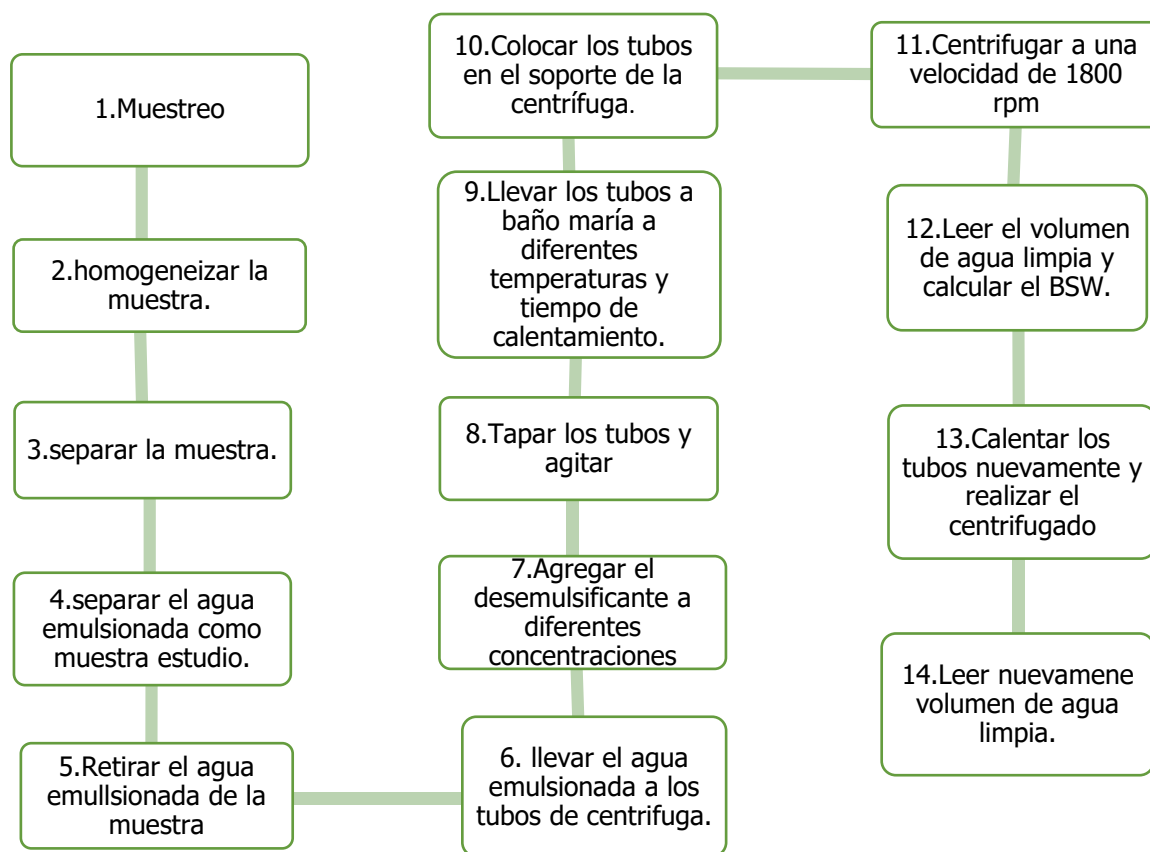


Figura 8. Procedimiento del diseño experimental para la determinación del corte del agua.

1. **Muestreo:** El muestreo se debe realizar en los puntos de cabeza de pozo, tanque residual, a la salida de los FWKO y a la salida de los tratadores electrostáticos. Las muestras deben tomarse aplicando las técnicas de muestreo de la norma ASTM 4057-06.
2. **Homogeneizar la muestra:** realizar un proceso de agitación que garantice que las condiciones iniciales de la muestra, es decir, que no altere la estabilidad de la misma o genere un cambio en la emulsión.
3. **Separar la muestra:** Añadir la cantidad de muestra al decantador teniendo en cuenta el número de muestras que se quiere estudiar.

4. **Separar el agua emulsionada como muestra de estudio:** Dejar asentar la muestra para que se observe la separación de las fases durante un tiempo de 40 a 50 minutos.
5. **Retirar el agua emulsionada de la muestra:** Retirar del decantador la cantidad de agua emulsionada, se recomienda que por cada 500 ml de muestra emulsionada se analicen 400 ml, ya que el restante contiene la mayor cantidad de crudo presente en la emulsión.
6. **Llevar el agua emulsionada a los tubos de centrifuga:** Adicionar a los tubos de centrifuga 100 ml de agua emulsionada para su respectivo análisis.
7. **Agregar el desemulsificante:** La muestra de emulsión que se quiere analizar, se debe tratar con diferentes tipos y concentración de desemulsificante con el fin de hacer una correcta selección del mismo, y en efecto garantizar el mejor cálculo de BSW.
8. **Tapar los tubos y agitar:** después de agregar el desemulsificante y agitarlos con movimientos de arriba hacia abajo, en un tiempo de 40 a 60 segundos y así asegurar que la mezcla que este homogeneizada.
9. **Llevar los tubos a baño maría a diferentes temperaturas y tiempos de calentamiento:** Llevar las muestras al baño maría, a diferentes tiempos y temperaturas, teniendo en cuenta que para concentración del desemulsificante.
10. **Colocar los tubos en el soporte de la centrifuga:** se deben tener los tubos en los soportes de la centrifuga bien tapados y a una velocidad de 1800 rpm y tiempo de 10 minutos.
11. **Leer el volumen de agua limpia:** hacer la lectura del de volumen de agua limpia para posteriormente calcular el BSW.

12. **Calentar los tubos nuevamente:** Este último paso se hace con el fin de garantizar la lectura de agua limpia, ya que permite que haya una buena separación de las fases y menor grado de turbidez.
13. **Leer nuevamente volumen de agua limpia:** Realizar una lectura de la cantidad de agua libre.

5.1. APLICACIÓN AL CAMPO RUBIALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Realizado el proceso de la investigación se procede a describir cada uno de los pasos llevado a cabo en el laboratorio sobre el comportamiento de los diferentes desemulsificantes probados en una emulsión inversa presente en el Campo Rubiales.

El presente método fue realizado teniendo en cuenta que es una emulsión inversa (o/w) presente en un crudo pesado.

Referencias

Norma ASTM D96. Contenido de agua y sedimentos en petróleo crudo por el método de la centrifuga.

Norma ASTM D1796. Contenido de agua y sedimentos en Fuel Oil por el método de la centrifuga.

- **Preparación de la muestra:** Se adquirió la muestra (1 galón de emulsión) del campo Rubiales pozo RB-55OH- la cual se encontraba con un 97% de agua emulsionada y 3% de crudo.



Figura 9. Galón de muestra de emulsión.

- **Calentamiento:** Se calentó la muestra a una temperatura de 90 °F por un tiempo de 10 minutos para que sea más efectiva la separación.



Figura 10. Horno de calentamiento del laboratorio de fluidos UIS.

- Se añadió 500 ml de la muestra en un frasco decantador para su respectiva preparación en los tubos tipo pera.



Figura 11. Decantador del laboratorio de fluidos UIS.

- **Asentamiento:** Se dejó asentar la emulsión en un frasco decantador por un tiempo de 40 a 50 minutos.
- **Retirar el agua el agua emulsionada:** Se retiró el agua emulsionada de la muestra para el cálculo de BSW.



Figura 12. Agua emulsionada.

- **Recolección de muestra:** Se añadió 100 ml de muestra de agua el libre en la cual sigue presente la emulsión, en cada uno de los tubos tipo pera.



Figura 13. Contenido de la muestra en tubos tipo pera.

- **Dosificación de desemulsificantes:** Se llevó a cabo la dosificación de desemulsificantes a diferentes concentraciones presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 4.

Diferentes tipos de concentraciones de desemulsificantes.

PL2124P	150 ppm	200 ppm	250 ppm
RP2122H	150 ppm	200 ppm	250 ppm
BNO	150 ppm	200 ppm	250 ppm



Figura 14. Dosificación de desemulsificante.

- **Agitación de botellas:** Se agitaron las botellas enérgicamente para que se mezclara el contenido en un tiempo de 40 a 60 segundos.



Figura 15. Agitación de los tubos tipo pera.

- **Baño maría:** Se llevaron los tubos a baño maría durante a una temperatura de 120,140,160 $\pm 5^{\circ}\text{F}$, para cada desemulsificante y concentración (ver **tabla 5**) en los siguientes tiempos: 10, 20 y 30 minutos de la siguiente manera:

Tabla 5.

Temperatura y tiempo de los diferentes tipos de desemulsificantes utilizados en la prueba.

Temperatura y	120°F	PL2124P	150 ppm
Tiempo	10, 20, 30 min.		200 ppm
			250 ppm
		RP2122H	150 ppm
			200 ppm
			250 ppm
		BNO	150 ppm

			200 ppm
			250 ppm
Temperatura	140°F	PL2124P	150 ppm
y tiempo	10, 20, 30		200 ppm
	min.		250 ppm
		RP2122H	150 ppm
			200 ppm
			250 ppm
		BNO	150 ppm
			200 ppm
			250 ppm

Tabla 6.

Temperatura y tiempo de los diferentes tipos de desemulsificantes utilizados en la prueba.

Temperatura	160°F	PL2124P	150 ppm
Y tiempo	10, 20, 30		200 ppm
	min.		250 ppm
		RP2122H	150 ppm
			200 ppm
			250 ppm
		BNO	150 ppm
			200 ppm
			250 ppm



Figura 16. Muestra en el baño María.

- **Centrífuga:** Se colocaron los tubos en el soporte de la centrifuga, (ver **Figura 17**) a una velocidad de 1800 rpm durante 10 minutos, para permitir la separación de las fases.



Figura 17. Centrifuga del laboratorio de fluidos UIS.

- **Lectura del volumen de agua:** se leyeron los volúmenes de agua para cada uno de las concentraciones, temperaturas y tiempos propuestos.



Figura 18. Lectura del volumen desplazado de agua libre.

- **Repetición de centrifugado:** Se dejó calentar la muestra 5 minutos en baño maría y 5 minutos en la centrifuga, para dar mejor caracterización de las fases.



Figura 19. Calentamiento de la muestra en la centrifuga.

5.2. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de la fase experimental que se desarrollaron con el fin de evaluar cada una de las sustancias y bases ensayadas. A partir de estos resultados se seleccionó el desemulsificante y concentración optima teniendo en cuenta variables como la temperatura y el tiempo.

Como primer criterio se hizo una evaluación y desempeño del desemulsificante tomando cada uno de ellos a diferentes temperaturas, tiempo y concentraciones teniendo en cuenta el volumen de agua limpia y grado de turbidez de la misma.

Para la presente investigación se probaron tres desemulsificantes PL2124P, RP2122H y BNO a tres concentraciones diferentes, (ver **Tabla 7**) cada una de estas a un tiempo y temperatura asignada como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 7.

Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 10 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	150	200	250
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	5 ml	7 ml	10 ml
RP2122H	4 ml	5 ml	6 ml
BNO	2 ml	2 ml	3 ml

Tabla 8.

Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 20 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
------------------	----------	----------	----------

	150	200	250
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	8 ml	9 ml	10 ml
RP2122H	5 ml	5 ml	7 ml
BNO	3 ml	3 ml	3 ml

Tabla 9.

Volumen de agua a Temperatura de 120 °F Y 30 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	150	150	150
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	8 ml	10 ml	11 ml
RP2122H	5 ml	7 ml	7 ml
BNO	4 ml	4 ml	5 ml

Tabla 10.

Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 10 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	150	200	250
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	15 ml	15 ml	16 ml
RP2122H	10 ml	12 ml	12 ml
BNO	4 ml	5 ml	6 ml

Tabla 11.

Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 20 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	150	200	250
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	20 ml	22 ml	25 ml
RP2122H	10 ml	11 ml	12 ml
BNO	4 ml	5 ml	6 ml

Tabla 12.

Volumen de agua a Temperatura de 140 °F Y 30 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	150	200	250
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	20 ml	28 ml	35 ml
RP2122H	10 ml	13 ml	15 ml
BNO	5 ml	6 ml	6 ml

6. Análisis de los Resultados

Una vez obtenidos los resultados mostrados anteriormente, se logra hacer un análisis detallado de las características y propiedades que debe tener el desemulsificante para cumplir los objetivos

propuestos en esta investigación. El estudio de la emulsión presente en el Campo Rubiales se llevó a cabo de la siguiente manera:

Como primer paso se calculó el porcentaje de BSW de los diferentes tipos de desémulsificantes que fueron llevados a cabo a diferentes tiempos y temperaturas (Tablas 13 a 18) para posteriormente hacer los análisis respectivos, se llevó a cabo en base a la siguiente ecuación:

$$BSW = \frac{VOL\ AGUA(mL) + VOL\ SEDIMENTOS}{VOL\ TOTAL} * 100$$

$$BSW = \frac{5(mL) + 0}{100} * 100$$

$$BSW = 5\%$$

Tabla 13.

BSW a Temperatura de 120 °F Y 10 minutos.

Desémulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	150 ppm	200 ppm	250 ppm
PL2124P	5%	7%	10%
RP2122H	4%	5%	6%
BNO	2%	2%	3%

Tabla 14.

BSW a Temperatura de 120 °F Y 20 minutos.

Desémulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	150 ppm	200 ppm	250 ppm
PL2124P	8%	9%	10%
RP2122H	5%	5%	7%
BNO	3%	3%	3%

Tabla 15.

BSW a Temperatura de 120 °F Y 30 minutos.

Desemulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	150 ppm	150 ppm	150 ppm
PL2124P	8 %	10 %	11 %
RP2122H	5 %	7 %	7 %
BNO	4 %	4 %	5 %

Tabla 16.

BSW a Temperatura de 140 °F Y 10 minutos.

Desemulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	150 ppm	200 ppm	250 ppm
PL2124P	15 %	15 %	16 %
RP2122H	10 %	12 %	12 %
BNO	4 %	5 %	6 %

Tabla 17.

BSW a Temperatura de 140 °F Y 20 minutos.

Desemulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	150 ppm	200 ppm	250 ppm
PL2124P	20 %	22 %	25 %
RP2122H	10 %	11 %	12 %
BNO	4 %	5 %	6 %

Tabla 18.

BSW a Temperatura de 140 °F Y 30 minutos.

	% BSW	% BSW	% BSW
Desemulsificante	150 ppm	200 ppm	250 ppm
PL2124P	20 %	28 %	35 %
RP2122H	10 %	13 %	15 %
BNO	5%	6 %	6 %

En la **Tabla 19**. Se muestra los resultados de las diferentes pruebas realizadas y se hace una comparación de estos con respecto a los valores establecidos por la Norma ASTM-D96 como los son la temperatura de 140 °F y el tiempo de calentamiento de 10 minutos.

Tabla 19.

Cuadro comparativo entre el método propuesto y la norma ASTM-D96.

TEMPERATURA		120 °F			140°F			160 °F		
Tiempo	Desemulsificante	% BSW			% BSW			% BSW		
		150 ppm	200 ppm	250 ppm	150 ppm	200 ppm	250 ppm	250 ppm	300 ppm	350 ppm
10 MINUTOS	PL2124P	5 %	7 %	10%	15%	15%	16%	40 %	45 %	70 %
	RP2122H	4%	5 %	6 %	10%	12%	12%			
	BNO	2 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %			
20 MINUTOS	PL2124P	8%	9%	10%	20%	22%	25%	40 %	55 %	75 %
	RP2122H	5%	5%	7%	10%	11%	12%			
	BNO	3%	3%	3%	4 %	5 %	6 %			
30 MINUTOS	PL2124P	8 %	10%	11%	20%	28%	35%	50 %	65 %	90 %
	RP2122H	5 %	7 %	7 %	10%	13%	15%			
	BNO	4 %	4 %	5 %	5%	6 %	6 %			

Se puede observar el BSW de cada uno de los desemulsificantes, evaluados a diferentes concentraciones, temperatura y tiempo, igualmente se puede apreciar que a medida que se aumenta la temperatura se puede obtener un mejor porcentaje de BSW, y a que al contrario con una disminución de esta se obtendría un BSW más bajo, esto muestra que se trata de una emulsión fuerte ya que se necesita de mayor cantidad de tiempo y temperatura para obtener una mejor separación de las fases.

6.1. Evaluación de desempeño desemulsificante y concentración.

6.1.1. Homogeneización de las muestras. La selección del desemulsificante y su concentración se considera una prioridad en el análisis de la investigación, la cual se hace mediante el proceso de homogeneización de la muestra, que se realiza con la inyección y mezclado del desemulsificante. En el tratamiento de las emulsiones el mecanismo que garantiza la mejor selección para el rompimiento de la emulsión, es aquel que logra una dispersión del químico y permite una mejor caracterización de las fases, asegurando el éxito de la prueba.

Teniendo en cuenta que esta variable es importante para la realización del experimento se llevó a cabo la agitación del desemulsificante, agitando los frascos con movimientos de arriba y abajo de manera enérgica en un tiempo de 60 a 90 segundos. Esta agitación manual resultó ser eficaz con respecto a la disolución del desemulsificante ya que gracias a esta se obtuvo mayor separación de las fases.

En las figuras 20 a 25, se observa el comportamiento de los diferentes desemulsificantes después de ser agregado a distintos grados de temperaturas y rangos de tiempo, como se muestra a continuación:

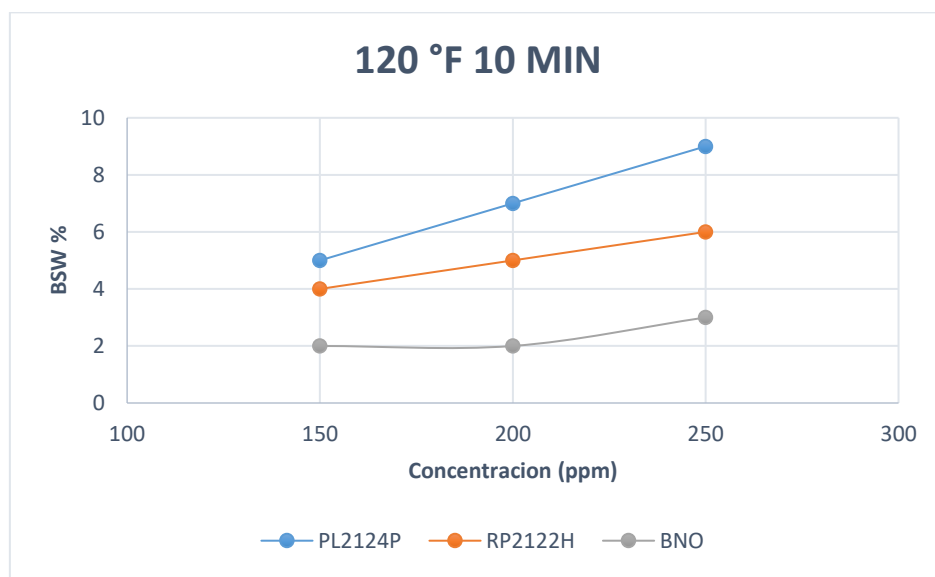


Figura 20. Diferentes tipos de concentraciones y desemulsificantes a 120 °F y 10 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

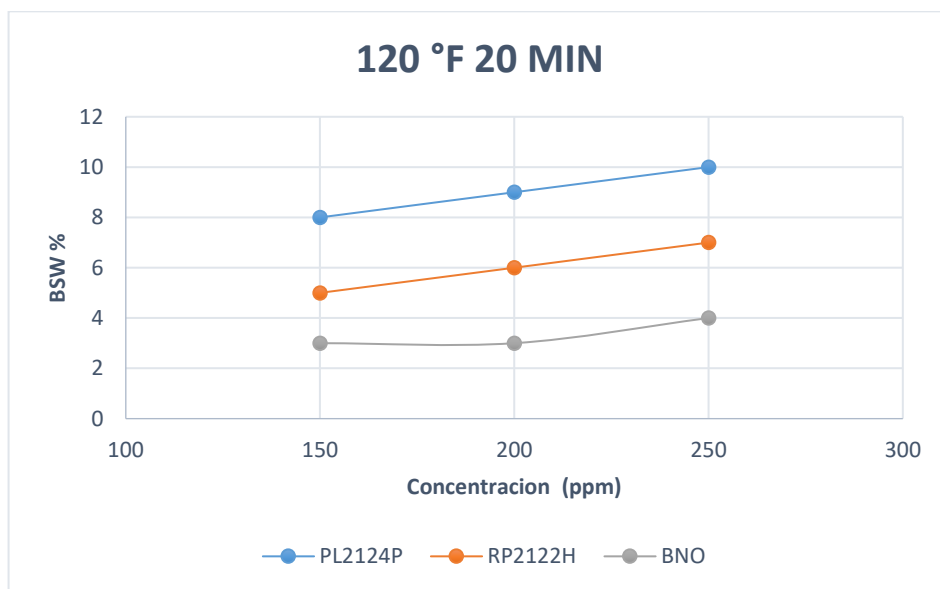


Figura 21. Diferentes tipos de concentraciones y desemulsificantes a 120 °F y 20 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

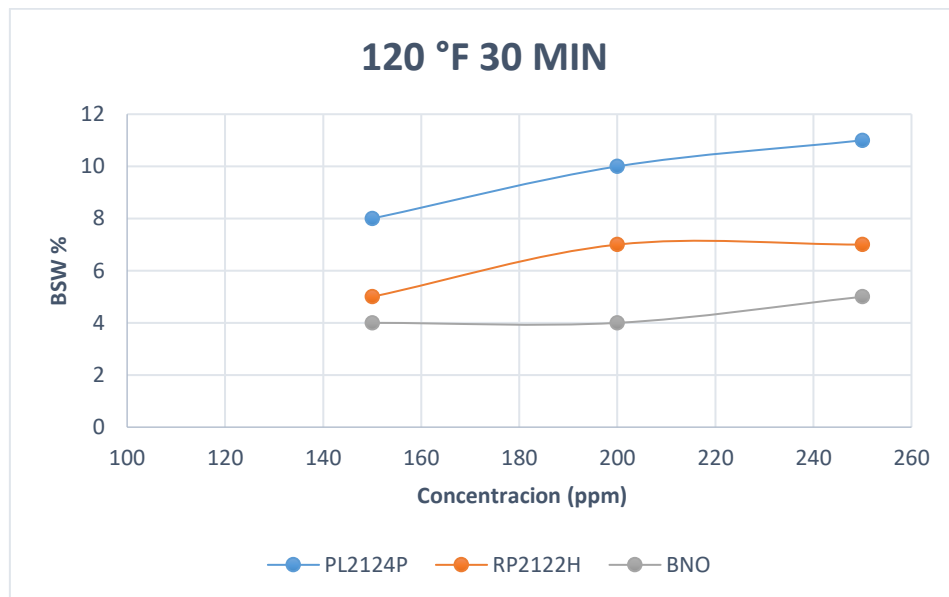


Figura 22. Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 120° F y 30 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

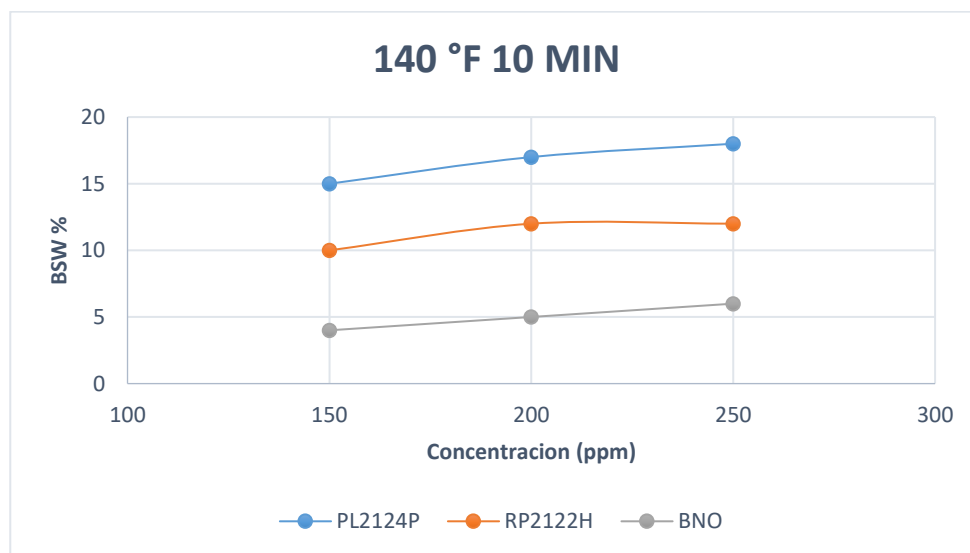


Figura 23. Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 10 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

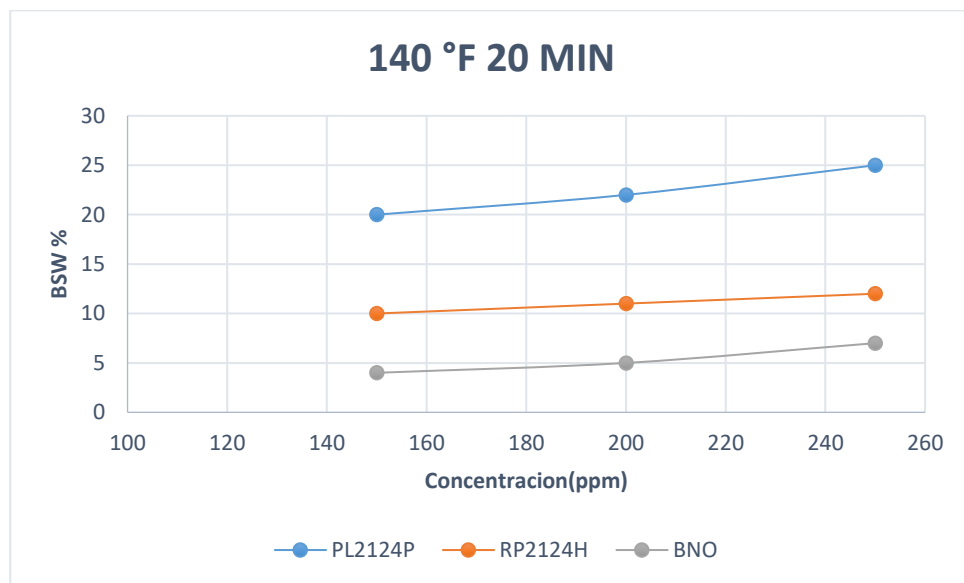


Figura 24. Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 20 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

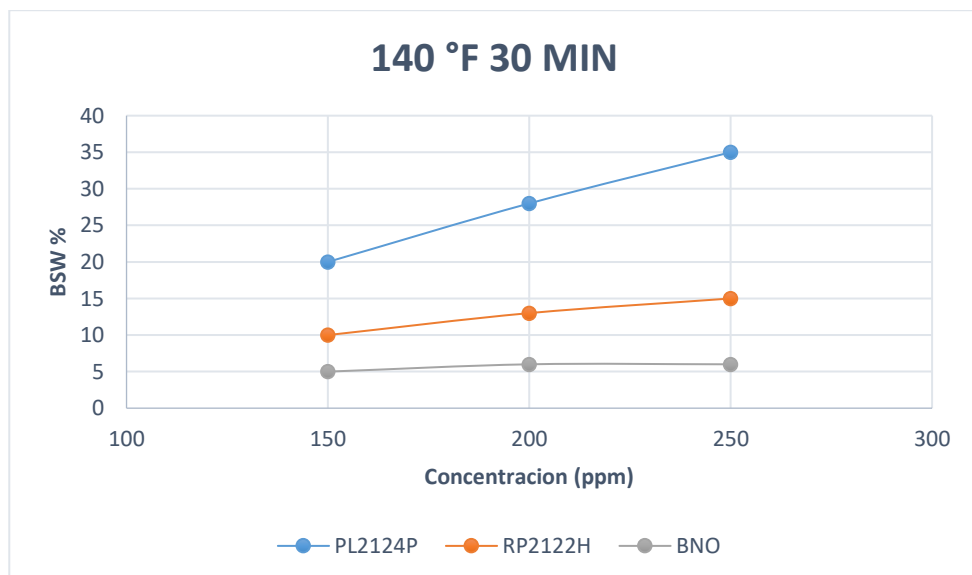


Figura 25. Diferentes concentraciones y desemulsificantes a 140 °F y 30 minutos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

Como se puede observar en las figuras el desemulsificante que tuvo mejor desempeño con respecto a la concentración fue el PL2124P, ya que tiene un comportamiento de mejor separación de agua, buena interfase y menor grado de turbidez.

Del mismo modo de la temperatura 140°F, se puede decir que este desemulsificante tuvo buen desempeño en los tres tiempos ya que se comportan directamente proporcional, es decir, a mayor temperatura y tiempo mayor cantidad de agua separada. (Ver **Figura 25**).

6.1.2. Evaluación de desempeño tiempo y temperatura. Al de estudiar las variables que

Intervienen en la realización de las pruebas, se mostrara los efectos que causaron y los parámetros que se tuvieron en cuenta para mejorarlos.

Como se vio anteriormente las variables identificadas, fueron tabaladas de manera que se pudiera hacer un estudio detallado. Las variables estudiadas fueron:

- **Temperatura de calentamiento:** Para el rompimiento de la emulsión es relevante conocer el valor de la temperatura ya que es indispensable para que el proceso se lleve a cabo de manera eficiente. Sin embargo, en algunas de las pruebas de laboratorio utilizadas en la industria la temperatura es impuesta, pues están reguladas por la norma ASTM como es el caso de la prueba BSW. Para la presente investigación se trabajó con los siguientes valores de temperatura (120°F,140°F,160°F), disminuyendo y aumentando la temperatura establecida en la norma ASTM D96; con el fin de que los resultados fueran más notorios, y así lograr evaluar la estabilidad de la emulsión ya que esta reduce el valor de la

viscosidad de la fase continua y favorece el movimiento de las gotas dispersas y por lo tanto su separación.

Para observar el comportamiento de la emulsión se somete a diferentes temperaturas, concentración y tiempo. (Ver figuras).

- **Tiempo de calentamiento:** Es una de las variables más importantes del desarrollo de la prueba, pues de esta depende que el éxito o fracaso de la mayoría de investigaciones en lo que respecta el rompimiento de la emulsión, por estar directamente relacionada con los costos.

Asimismo, se puede decir que un tiempo muy corto durante la prueba implicaría resultados insuficientes, ya que el desemulsificante necesita un tiempo adecuado para lograr el rompimiento.

Para esta investigación se tomaron tiempos de 10,20 y 30 minutos, buscando analizar y optimizar el proceso de manera que se pudiera seleccionar el que más se ajustara al proceso de separación de fases y buenos resultados de BSW, ya que se requiere determinado tiempo para que las gotas de aceite puedan ascender y también que las gotas de agua puedan descender.

- **Tiempo de agitación:** Para el tipo de emulsión estudiado se llevó a cabo cierto tiempo en el cual la muestra se aplicó 60 a 90 segundos de agitación logrando así una buena homogenización(mezclado) de la misma, después de haber disuelto el respectivo tipo de desemulsificante.
- **Tiempo total de las pruebas:** La mayoría de las pruebas fueron hechas a tiempos entre 1 hora y 1.5 horas, en las cuales se llevaron a cabo lecturas una vez finalizada cada prueba. Aunque no exista un límite de tiempo estandarizado para la realización de cada prueba, se

puede concluir que al llevar a cabo un estudio comparativo de los diferentes tiempos y tipos de desemulsificantes, pues dicho tiempo se ajustara a un proceso específico, que será un factor de decisión a favor o en su contra dependiendo de los resultados.

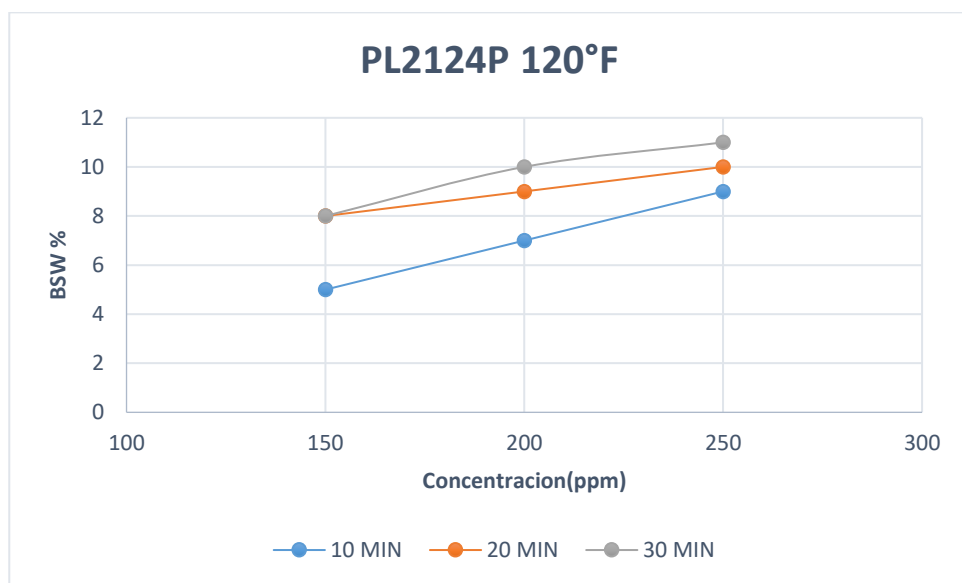


Figura 26. Diferentes concentraciones de desemulsificantes tipo PL2124P a 120 °F y diferentes tiempos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

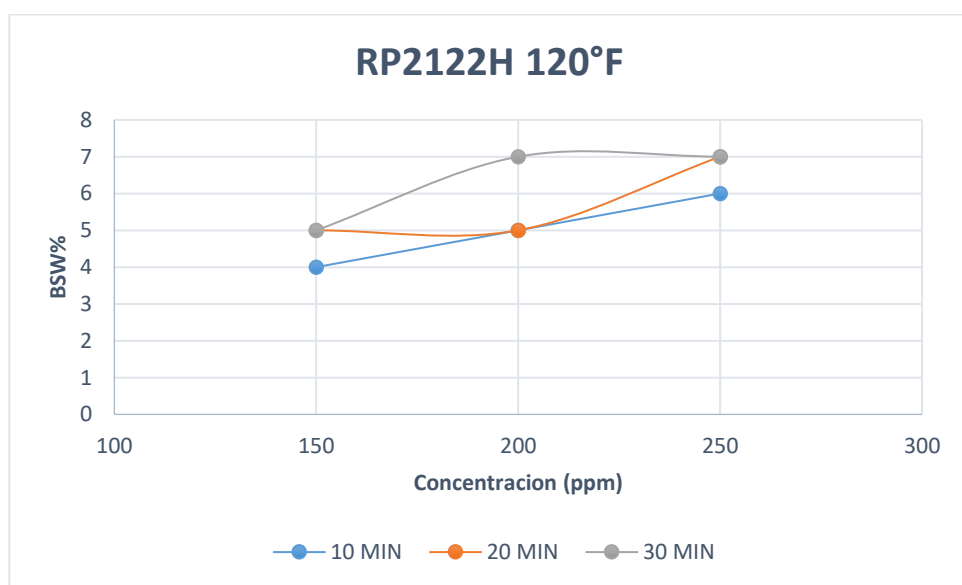


Figura 27. Diferentes concentraciones de desemulsificantes tipo RP2122H a 120 °F y diferentes tiempos de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

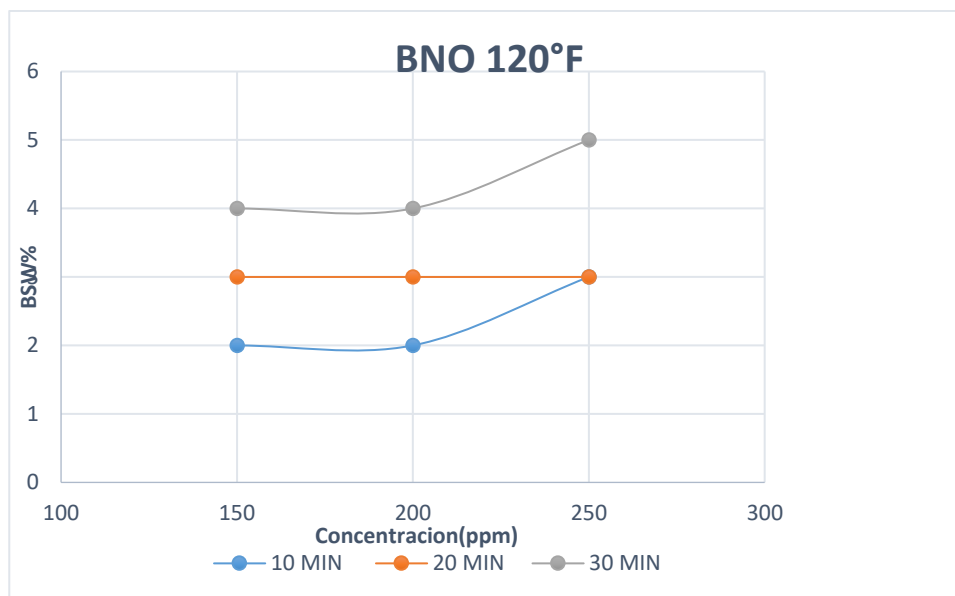


Figura 28. Desemulsificante BNO a 120° F y diferentes concentraciones y tiempos de retención de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

Se puede evidenciar que una temperatura de 120°F aunque se le aumente el tiempo no presenta un mayor valor significativo, por lo que se entiende que este parámetro influye solo un poco en la selección. De igual manera se observa de manera general que la dosificación a la cual se ve un mejor cambio es en la de 250 ppm ya que muestra una tendencia más significativa con respecto al aumento de la temperatura y el tiempo. (Ver **Figura 25**).

Otro aspecto que se puede apreciar es que el desemulsificante probado mostro un comportamiento estable en los diferentes grados de temperatura y tiempo.

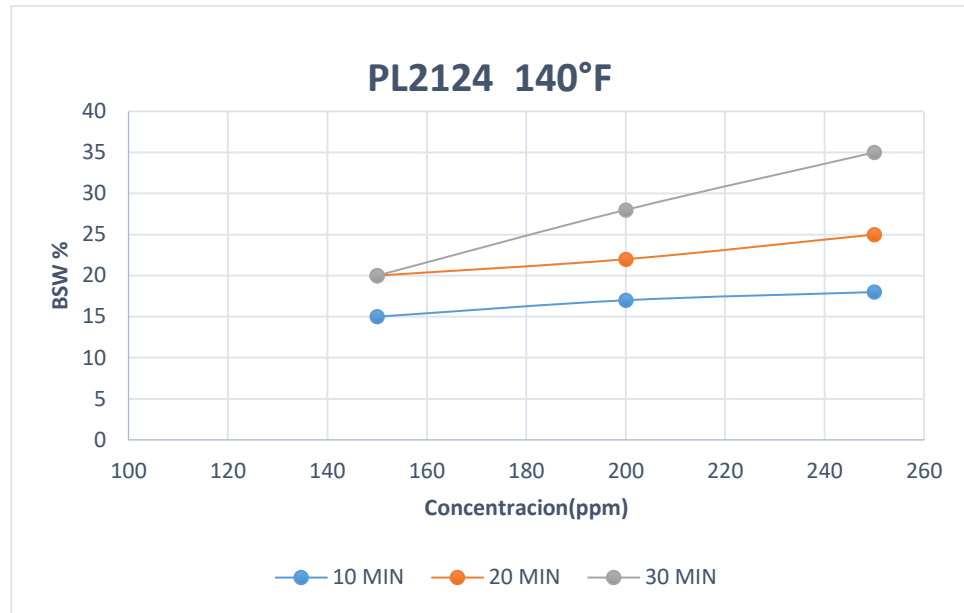


Figura 29. Desemulsificante PL21244 a 140° F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

Fuente: Autores

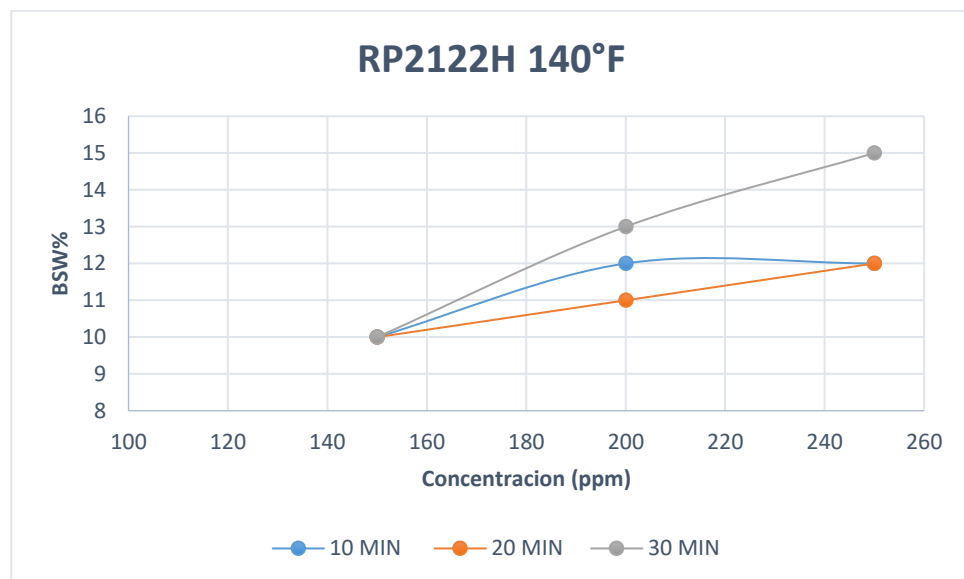


Figura 30. Desemulsificante RP2122H a 140°F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

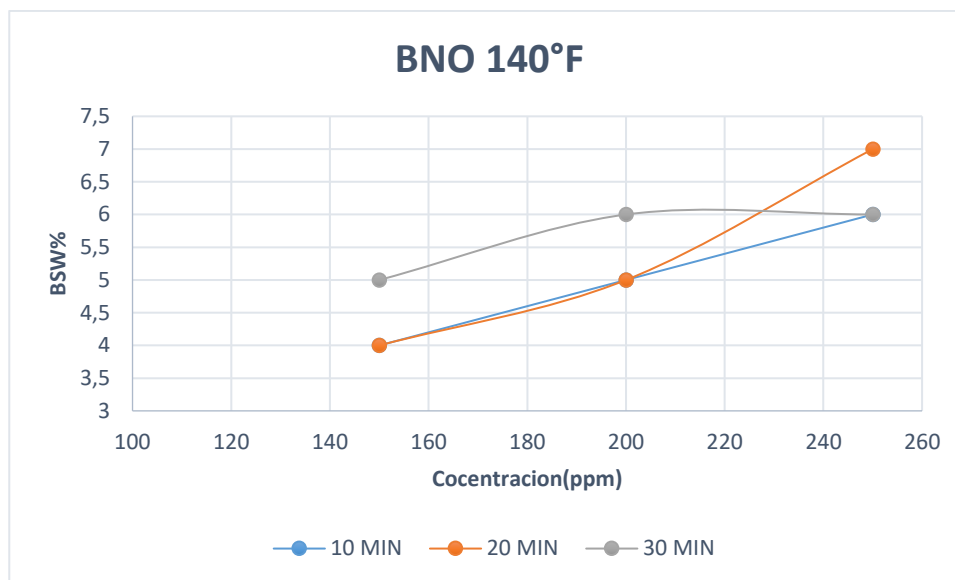


Figura 31. Desemulsificante BNO a 140°F, diferentes concentraciones y tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

En las figuras 29 a 31 se observa que la temperatura 140°F tiene una mejor influencia en el tiempo, ya que esta presenta mayor cantidad de agua separada comparada con la que se obtuvo a 120°F. Aunque estas no logran cumplir con el volumen máximo de desplazamiento se entiende que este aumento de temperatura es una variable importante a tener en cuenta en los posteriores análisis.

Para este tipo de emulsión analizada la separación no se logra con estos parámetros ya mencionados anteriormente, por lo que se decide utilizar el desemulsificante PL2124P a una temperatura y dosificación mayor para que así lograr el objetivo propuesto.

En las siguientes tablas 20 a 25 se muestra los resultados de la prueba utilizada a concentraciones de 250,300 y 350, temperatura de 160°F y tiempo de 10, 20 y 30 minutos.

Tabla 20.

Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 10 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	250	300	350
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	40 ml	45 ml	70 ml

Tabla 21.

Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 20 minutos.

Desemulsificante	vol.agua	vol.agua	vol.agua
	250	300	350
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	40 ml	55 ml	75 ml

Tabla 22.

Volumen de agua a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.

	vol.agua	vol.agua	vol.agua
Desemulsificante	250	300	350
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	50 ml	65 ml	90 ml

Tabla 23.

BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.

	% BSW	% BSW	% BSW
Desemulsificante	250	300	350
	ppm	ppm	ppm
PL2124P	40 %	45 %	70 %

Tabla 24.

BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.

Desemulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	250 ppm	300 ppm	350 ppm
PL2124P	40 %	55 %	75 %

Tabla 25.

BSW a Temperatura de 160 °F Y 30 minutos.

Desemulsificante	% BSW	% BSW	% BSW
	250 ppm	300 ppm	350 ppm
PL2124P	50 %	65 %	90 %

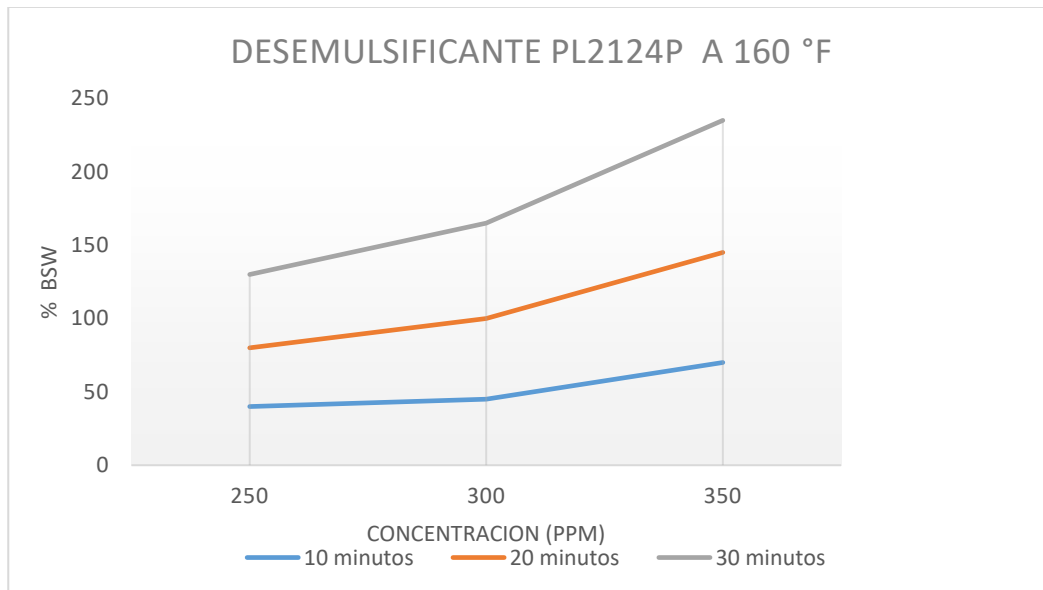


Figura 32. Concentración de desemulsifiante PL2124P a 160 ° F y diferentes tiempos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

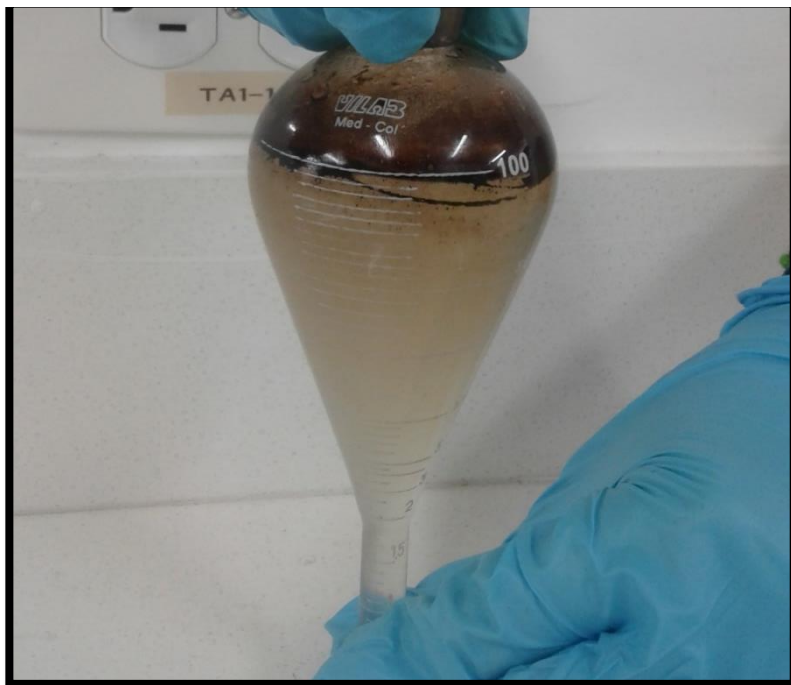


Figura 33. Resultado con desémulsificante PL2124P 350 ppm, temperatura 160°F y 30 minutos de calentamiento de la emulsión inversa Campo Rubiales pozo R55-OH.

Los resultados obtenidos fueron valorados de acuerdo al desémulsificante seleccionado y se sometieron a una temperatura de 160°F con diferentes tiempos de calentamiento.

Al analizar **Figura 32** se tiene una tendencia de mayor BSW cuando se somete la emulsión a un tiempo de calentamiento de 30 minutos, pues fue el que mejor se acercó al porcentaje real de agua de la emulsión, y en mejores condiciones de agua limpia e interface y menor grado de turbidez.

La emulsión inversa o/w con una concentración de 350 ppm presenta un mejor BSW y mayor estabilidad en comparación con la que se obtuvo a la concentración de 250 ppm. En esta también se observa una mayor floculación de las gotas la cual favorece el proceso de sedimentación haciendo que el índice de estabilidad aumente.

En todo momento de la evaluación el agua separada tuvo un aspecto turbio (arrastre de aceite) y a medida que pasa el tiempo de evaluación el aspecto del agua fue mejorando logrando así separar 90% del volumen de BSW.

Con base en los datos suministrados (**ver anexo 1**) en el laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH el rango de BSW durante varios meses 96,79% en comparación con el valor obtenido mediante pruebas del laboratorio de fluidos de la UIS que fue del 90%, se puede deducir que al aplicar la metodología propuesta en esta investigación se obtiene un mejor el cálculo de BSW, ya que con esta se logra recuperar mayor cantidad de crudo , en las pruebas realizadas en el laboratorio de fluidos de la UIS se logró conocer con exactitud la sustancia y la concentración que se puede agregar para el rompimiento de la emulsión que presenta en el Campo Rubiales . Además, se pudo calcular una desviación estándar con un valor de 4,018% el cual representa un valor satisfactorio comparado con el que se logra en el laboratorio del campo, teniendo en cuenta que en este se tienen factores extras en los equipos, sin embargo, está expuesto a fallas en la manera en que realizan las pruebas de BSW lo cual afecta tanto la estabilidad de la emulsión como el rompimiento de la misma.

$$\% \text{ Desviacion} = \sqrt{\frac{\sum (x_i - x)^2}{N - 1}}$$

$$\% \text{ Desviacion} = \sqrt{\frac{(BSW C - x)^2 + (BSW L - X)^2}{N - 1}}$$

$$\% \text{ Desviacion} = \sqrt{\frac{(96,79 - 93,4)^2 + (90 - 93,4)^2}{2 - 1}}$$

$$\% \text{ Desviacion} = 4,8 \%$$

BSW C = Valor de BSW calculado en e laboratorio de campo

BSW L = Valor de BSW calculado en e laboratorio UIS

X = Valor BSW promedio

N=Numero de datos evaluados

6.1.3. Precisión de los resultados. Con base a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio con una escalar menor se quiere hacer análisis general respecto a 350 muestras que son producidas a diario en el campo Rubiales pozo RB55-OH.

Teniendo en cuenta el desemulsificante seleccionado durante la prueba de laboratorio, la concentración sugerida para el campo es de 350 ppm, la temperatura es de 160°F y el tiempo de 30 minutos de calentamiento.

Para implementar una nueva metodología en la que se aplicara para 350 pruebas que son la que se hacen en el campo Rubiales pozo R55-OH, la propuesta seria la siguiente:

- **Tiempo:** Siendo una de las variables importantes y evaluadas en las pruebas, se considera que para la realización del diseño experimental en el campo se emplearía un tiempo de 7,5 horas sabiendo que para un solo ensayo se emplea un tiempo de 1,5 horas (40 minutos en el decantador y 50 minutos en la prueba BSW), conociendo que en campo se utiliza un set de 10 equipos de centrifuga y 10 de decantadores.

Se espera que sea un proceso efectivo al implementarlo en campo utilizando la cantidad de equipos mencionados anteriormente.

- **Temperatura:** La temperatura implementada para la realización de estas pruebas en el laboratorio de campo es de 140°F, en los análisis obtenidos la temperatura optima fue de

160°F; por lo tanto, se sugiere que se tenga en cuenta esta temperatura ya que se tendría un mejor resultado de BSW y mayor caracterización de las fases.

Con base a los resultados ilustrados en la figura 31 el rango de temperatura que muestra un mejor resultado es el de 160°F, esta temperatura tiene la finalidad de acelerar la segregación del agua de la emulsión.

De manera simultánea se espera que para la prueba de laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH se optimice este valor provocando la rápida coalescencia de las gotas de crudo.

- **Concentración del desemulsificante:** La selección del desemulsificante y concentración óptima para el rompimiento de la emulsión se hace en base a la mayor cantidad de agua limpia y menor grado de turbidez.

Para las pruebas que se realizaran en campo se aplicaría un total de 122.500 ppm para los 350 tubos de centrifuga, teniendo calculado en la metodología propuesta 350 ppm para una sola prueba. En base a las dosificaciones obtenidas a nivel de laboratorio, sirve como herramienta para la toma de decisiones, la cual hace que muestre los posibles valores que se implementen para su dicho tratamiento.

7. Conclusiones

Se estructuró una metodología para determinar el BSW presente en una emulsión inversa teniendo en cuenta las variables de temperatura, tiempo y concentración desemulsificante.

Se presentó un diseño experimental que puede orientar la toma de decisiones en la implementación de una alternativa para el tratamiento de emulsiones inversas del campo Rubiales pozo RN55-OH, con resultados de BSW 90% de agua y 10% de crudo observándose buena interfase y menor grado de turbidez.

La metodología propuesta permitió seleccionar el tipo de desemulsificante PL2124P el cual obtuvo mejores resultados en cuanto a la mejor caracterización de las fases al terminar cada una de las pruebas, con una temperatura de 160°F y un tiempo de calentamiento de 30 minutos.

Se logró determinar la dosificación óptima de 350 ppm para en la aplicación del desemulsificante, así como una temperatura 160° f y un tiempo de calentamiento de 30 minutos para las pruebas del laboratorio, pues a estas condiciones se logro una cuantificación más efectiva del volumen de las fases presentes en la emulsión del Campo Rubiales pozo R55-OH.

8. Recomendaciones

A partir del estudio de las emulsiones se recomienda continuar estudiando las emulsiones inversas presentes en los diferentes campos con crudos pesados con el fin de optimizar los procesos que allí se presenten.

Realizar una comparación puntual de las propiedades físicas químicas presentes en el Campo Rubiales pozo R55-OH de la emulsión inversa mediante pruebas de laboratorio.

Se sugiere realizar un diseño experimental donde se utilicen rangos de temperatura 30°F y rangos de tiempo de calentamiento de 20 minutos.

Se recomienda hacer un análisis de microscopia al agua libre encontrada en cada una de las pruebas realizadas en base a la metodología propuesta para cuantificar la cantidad de crudo presente.

Se recomienda estudiar la manera de optimizar la temperatura de los tratadores del campo R55-0H, con base al método de medición logrado en esta investigación donde se evidencia que el desemulsificante Pl2124P rinde mejor efecto en la forma de la interfase de la emulsión.

Referencias Bibliográficas

- Cubides L. N. & Peña P. (2009) Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado. Proyecto pregrado. UIS.
- Delgado Parra N. (s.f.) Estabilización de emulsiones crudo pesado en agua con mezclas de surfactantes iónicos y anios y aminos como co- surfactantes. Proyecto maestría Universidad de Zulia.
- Emuchai D. (2013) Onyekonwu. Breaking of emulsions using locally formulated demulsifiers. Department of Petroleum and gas Engineering, University of Port Harcourt. SPE167528.
- Enríquez Hernández O H., (2016) Fundamentos de las emulsiones agua- aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera. Ciudad Universitaria Cd. Mx.
- Iván A. (2012) Análisis teórico y práctico del comportamiento hidráulico de sistemas de emulsión inversa, tesis de grado. Ciudad Universitaria. México.
- Guzman Lopez D. J. (2018) Análisis del comportamiento de las emulsiones y su influencia en la cadena de producción de hidrocarburos. Trabajo de pregrado. UIS.
- Kokal S. L. (2003) Petroleum engineering handbook. Crude oil Emulsions. SPE
- Lendínez Gris C. (2015) Estudio de emulsiones altamente concentradas de tipo W/O: relación entre el tamaño de gota y propiedades. Tesis de posgrado. Universidad de Barcelona.
- Martínez A. (2017) Determinación de la temperatura de operación para el tratamiento térmico de crudo pesado con el uso de calentadores directos e indirectos. Proyecto de pregrado. UIS.
- Martínez Bazán J. L. (2012) Proceso para la selección de alternativas de deshidratación de aceite del complejo Cantarell, tesis de pregrado en México
- Mendez D. & Gil Y. (2015) Determinación de una correlación para el cálculo de viscosidad de las emulsiones en crudos extrapesados: aplicación a un campo colombiano. Proyecto pregrado. UIS.

Montez E. (2010) Tecnologías del tratamiento de emulsiones en campos petroleros. Proyecto de pregrado.UIS.

Peñuela Muñoz J. (2017) Crudos pesados la realidad del sector de hidrocarburos en Colombia Revista Virtual PRO. Mayo.

Pineda C.A. (2009) Practica #1. Gravedad API, BSW & Salinidad. Guía de laboratorios de fluidos. UIS.

Soto R. & Camargo M. (2012) Formulacion de producto desemulsificante para deshidratación de petróleo crudo en las facilidades de producción del campo Entrerrios. Proyecto pregrado. UIS.

Sunil K. and Martin W. (s.f.) Emulsion separation index:From laboratory to field case studies.(SPE 63165)

T.J. Jones, E.L.Neustader and K.P.Whittingam. . (s.f.) Water in crude oil emulsion stability and emulsion destabilization by chemical demulsifiers.The journal of Canadian petroleum.

Torres M. (2014) Metodologia para la evaluation y seleccion de rompedores en un tratamiento quimico de emulsiones. Proyecto pregrado.UIS.

Uñate Morales J. A. & Rodríguez Navas R. F. (2012) Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: caso aplicado a campos rubiales. Proyecto pregrado.UIS.

Velázquez I. & Pereira J. C. (s.f.) Emulsión de agua crudos pesados articulo realizado por de Departamento de Física. Estudios Básicos, facultad de ingeniería. Universidad de Carabobo. Laboratorio de Petróleo. Hidrocarburos y Derivados. Facultad Experimental de Ciencia y Tecnología, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.

Velázquez I. & Pereira J. C, (2014) Emulsiones de agua en crudo aspecto generales. Revista Ingeniería uc vol 21.

Lista de Apéndice

Apéndice 1: Datos reportados del laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-0H

A continuación, se presentan los valores obtenidos de BWS en el laboratorio de Campo Rubiales pozo R55-OH a diferentes fechas de medición, suministrados por el Campo.

Tabla 26. *Datos de BSW obtenidos en el laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH desde la fecha 13/02/2019 hasta 16/04/2019.*

Pozo R55-0H					
DESDE 01/06/2018 HASTA 15/07/2019					
Fecha de Toma	Fecha del Análisis	BSW (%)	Prueba valida PIP (psig)	PIP [psig]	Frecuencia/RPM [Hz]
13/02/2019 8:00	14/02/2019	97,544	✓	621	58,6
16/02/2019 7:00	17/02/2019	95,644	✓	622	58,6
20/02/2019 7:00	21/02/2019	95,982	✓	623	58,6
23/02/2019 7:00	24/02/2019	97,321	✓	625	58,6
27/02/2019 6:00	28/02/2019	97,064	✓	627	58,6
2/03/2019 6:00	3/03/2019	97,642	✓	627	58,6
6/03/2019 6:00	7/03/2019	96,875	✓	628	58,6
16/03/2019 7:00	17/03/2019	97,156	✓	649	58,6
20/03/2019 6:00	21/03/2019	96,491	✓	640	58,6
23/03/2019 6:00	24/03/2019	95,856	✓	638	58,6
27/03/2019 8:00	28/03/2019	95,682	✓	559	58,6
30/03/2019 6:00	31/03/2019	95,057	✓	594	58,6
2/04/2019 6:00	3/04/2019	95,631	✓	570	58,6
5/04/2019 5:00	6/04/2019	95,526	✓	589	58,6
9/04/2019 6:00	10/04/2019	96,711	✓	654	58,6
10/04/2019 11:00	11/04/2019	96,735	✓	646	58,6
16/04/2019 6:00	17/04/2019	97,113	✓	635	58,6

DESDE 01/06/2018 HASTA 15/07/2019							
Fecha de Toma	Prueba valida PIP (psig)	Tasa de liquido [bbls/d]	Tasa de Aceite [bbls/d]	Tasa de Agua [bbls/d]	BSW (%)	Velocidad de la bomba	PIP [psig]
17/04/2019	✓	7908,27	228,31	7679,96	97,113	586,00	635
20/04/2019		7958,77	159,18	7799,59	98	58,90	631
24/04/2019		7973,18	251,79	7721,39	96,842	59,40	627
27/04/2019	✓	8016,1	154,15	7861,95	98,077	59,40	628
4/05/2019	✓	8005,21	142,97	7862,24	98,214	58,90	586
8/05/2019		7994,78	333,14	7661,64	95,833	58,90	610
15/05/2019	✓	7969,52	184,97	7784,55	97,679	58,90	623
18/05/2019		7999,78	250,47	7749,31	96,869	59,00	626
22/05/2019	✓	8004,05	222,43	7781,62	97,221	59,00	574
25/06/2019	✓	8038,85	209,73	7829,12	97,391	59,00	586
29/05/2019	✓	8016,27	194,8	7821,47	97,57	59,00	586
5/06/2019		8026,41	272,64	7755,77	96,604	59,00	611
8/06/2019	✓	8020,53	229,15	7791,38	97,143	59,00	616
12/06/2019		7905	386,48	7518,52	95,111	59,00	610
15/06/2019	✓	7930,72	240,46	7690,26	96,968	59,00	623
26/06/2019	✓	8300,45	249,76	8050,69	96,991	61,90	619

Tabla 27. Datos de BSW obtenidos en el laboratorio del Campo Rubiales pozo R55-OH desde la fecha de 19/04/2019 hasta 25/06/2019.

Fecha de toma	Fecha de Análisis	BSW %	Prueba valida PIP (psig)	PIP [psig]	Frecuencia/RPM [Hz]
19/04/2019	20/04/2019	98	✓	631	58,9
23/04/2019	24/04/2019	96,842	✓	627	59,4
26/04/2019	27/04/2019	98,077	✓	628	59,4
30/04/2019	1/05/2019	96,465	✓	629	54,1
3/05/2019	4/05/2019	98,214	✓	586	58,9
7/05/2019	8/05/2019	95,833	✓	610	58,9
14/05/2019	15/05/2019	97,679	✓	623	58,9
17/05/2019	18/05/2019	96,869	✓	626	59
21/05/2019	22/05/2019	97,221	✓	574	59
24/04/2019	25/05/2019	97,391	✓	586	59
28/05/2019	29/05/2019	97,57	✓	586	59
4/06/2019	5/06/2019	96,604	✓	611	59
7/06/2019	8/06/2019	97,143	✓	616	59
11/06/2019	12/06/2019	95,111	✓	620	59
14/06/2019	15/06/2019	96,968	✓	623	59
18/06/2019	19/06/2019	97,938	✓	624	61
25/06/2019	26/06/2019	96,991	✓	619	61,9

Fecha de prueba	Prueba valida	Tasa de liquido [bbls/d]	Tasa de aceite [bbls/d]	Tasa de agua [bbls/d]	BSW %	Velocidad de la bomba	PIP
17/01/2019	✓	8114,09	200,9	7913,19	97,524	58,6	618
21/01/2019	✓	8097,39	336,53	7760,86	95,844	58,6	618
23/01/2019	✓	8085,43	273,13	7812,3	96,622	58,6	619
2/02/2019		8142,62	332,06	7810,56	95,922	58,6	618
7/02/2019	✓	8210,91	212,91	7998	97,407	58,6	619
14/02/2019		8130,36	199,68	7930,68	97,544	58,6	621
17/02/2019		8130,34	354,16	7776,18	95,644	58,6	622
21/02/2019		8157,35	327,76	7829,59	95,982	58,6	623
28/03/2019	✓	8108,05	238,05	7870	97,064	58,6	627
3/03/2019	✓	8099,25	190,98	7908,27	97,642	58,6	627
7/03/2019		8074,14	252,32	7821,82	96,875	58,6	628
17/03/2019	✓	8074,29	229,63	7844,66	97,156	58,6	649
21/03/2019	✓	8027,82	281,7	7746,12	96,491	58,6	640
31/03/2019		7993,07	395,1	7597,97	95,057	58,6	594
10/04/2019	✓	7888,61	259,46	7629,15	96,711	58,6	654
11/04/2019	✓	7888,61	257,56	7631,05	96,735	58,6	646