



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PDVSA División Boyacá. Gerencia de Tratamiento y Calidad de Fluidos.

AUTORES: Camacho Fabian

C.I: 24.128.521

Escalante Brenda

C.I: 20.479.566

Tutor Académico: MSc. Escalante Sharon

Tutor Industrial: MSc. Javier Arteaga

Barinas, octubre de 2018.



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS FASES DE EMULSIONES AGUA/CRUDO
EN LOS SISTEMAS DE DESHIDRATACIÓN, PDVSA DIVISIÓN BOYACÁ,
2018.**

Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar por el título
de: Ingeniero de Petróleo.

AUTORES: Camacho Fabian
C.I: 24.128.521
Escalante Brenda
C.I: 20.479.566

Tutor Académico: MSc. Escalante Sharon

Tutor Industrial: MSc. Javier Arteaga

Barinas, octubre de 2018.



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

APROBACIÓN DEL TUTOR INDUSTRIAL

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Especial de Grado presentado por los ciudadanos **CAMACHO FABIAN, C.I: 24.128.521** y **ESCALANTE BRENDA 20.479.566**, para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que estos reúnen los requisitos y méritos suficientes para ser sometidos a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los _____ días del mes de _____ de _____.

Tutor: Msc. Javier Arteaga.

C.I.: 12.553.643



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

APROBACIÓN DEL TUTOR ACADÉMICO

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Especial de Grado presentado por los ciudadanos **CAMACHO FABIAN, C.I: 24.128.521** y **ESCALANTE BRENDA 20.479.566**, para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que estos reúnen los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los _____ días del mes de _____ de _____.

Tutor: MSc. Escalante Sharon.

C.I: 5.683.344



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS FASES DE EMULSIONES AGUA/CRUDO
EN LOS SISTEMAS DE DESHIDRATACIÓN, PDVSA DIVISIÓN BOYACÁ,
2018.**

POR AUTORES: CAMACHO FABIAN

C.I: 24.128.521

ESCALANTE BRENDA

C.I: 20.479.566

Trabajo Especial de Grado aprobado en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora” por el siguiente jurado, a los _____ días del mes de _____ de _____.

Jean Jiménez C.I: V-15.072.348

Aira Solis C.I: V-12.623.798

DEDICATORIA

*Mi tesis de grado se la dedico con todo mi amor a mis queridos padres **Richard Escalante y Doris Zambrano** por su infinito apoyo incondicional, sacrificio y esfuerzo por darme la oportunidad de formarme en una carrera profesional para mi futuro y creer en mi capacidad, fueron el pilar durante toda mi carrera, este logro es gracias a ustedes y no me alcanzará la vida para agradecerles tanto amor, apoyo y cariño.*

A mis hermanos Daniela, Daniel, Rosa por el apoyo cada día en el transcurso de todos estos años.

A mis tíos queridos José Escalante y María Zambrano por creer en mí, por su apoyo infinito durante todo este tiempo gracias son unos segundos padres para mí. Y a toda mi familia Escalante Zambrano gracias por el cariño y apoyo espero contar siempre con todos ustedes.

A mi gran amor y compañero de vida Adonis Márquez por todo su amor, comprensión y paciencia durante estos últimos años eres la persona que alegra mi vida, gracias por formar parte de este logro. También gracias a mis suegros Alfredo y Antonieta por quererme como una hija más.

A mis grandes amigos Wendy Tarazona, Nelson Becerra, Karolaynn Sánchez, Jhonny Arjona, Fabian Camacho por ser buenos amigos que han demostrado estar en los buenos y malos momentos.

Escalante Brenda.

Dedico este trabajo a todo aquel que se encuentre interesado en adquirir conocimiento;

a aquellos en cuyas manos este trabajo pueda ser tratado con la importancia que posee;

a las personas que puedan valorar como se lo merece esta obra, donde hemos puesto dedicación, esfuerzo y hemos invertido tiempo de nuestra vida;

a fin de que el fruto que aquí les presentamos, les sea de mucha ayuda.

Quienes se sientan identificados, sepan que, este trabajo es dedicado a ustedes.

Fabian Camacho.

RECONOCIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme dado vida y salud para culminar uno de mis propósitos que es ser Ingeniero de Petróleo, y otorgado una familia maravillosa quienes han creído en mí siempre, dándome ejemplo de superación, humildad y sacrificio; enseñándome a valorar todo lo que tengo, a todos ellos gracias en especial a mis padres Richard y Doris porque han fomentado en mí, el deseo de superación y de triunfo en la vida.

Gracias a mi casa de estudios la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora” por la oportunidad de formarme profesionalmente y todos los profesores que contribuyeron a ello, especialmente a la profesora Sharon Escalante gracias por brindarme sus conocimientos cada día y por su colaboración y apoyo para la realización de este trabajo de grado.

A la empresa PDVSA por abrirme sus puertas y permitirme la oportunidad de aprender un poco más cada día durante este año, aún faltan muchas cosas por aprender de esta maravillosa empresa.

Al MSc. Javier Arteaga por su apoyo, colaboración, conocimiento y paciencia para poder realizar este trabajo. A todos los profesionales que integran gerencia de Tratamiento y calidad de fluidos; en especial al Analista de laboratorio Richard León gracias por todos tus conocimientos brindados, espero seguir aprendiendo de ti eres un profesional excelente.

Escalante Brenda

A DIOS, por ser mi VIDA, LUZ, GUIA y FORTALEZA.

*A mi amada madre **Carmen García**, y mi padre **Francisco Camacho**, por la crianza que me han dado y la educación en que me han instruido.*

A mis hermanos José Ángel, Luis Eduardo, Francisco Alejandro, Freddy Alberto y Yolanda del Carmen, por su constante apoyo y motivación.

A la UNELLEZ por abrirme sus puertas y permitir mi formación universitaria como Ingeniero de Petróleo.

A PDVSA División Boyacá, por brindarme la oportunidad de realizar mis prácticas profesionales en sus instalaciones.

A nuestro tutor industrial MSc. Javier Arteaga, gerente de Tratamiento y Calidad de los Fluidos, y a nuestra tutora académica MSc. Sharon Escalante, por la constante atención y la gran ayuda que nos han prestado para realizar este trabajo, les damos mil gracias.

A todo el equipo de trabajadores y trabajadoras de la Gerencia de Tratamiento y Calidad de los Fluidos, especialmente a Richard Leon, Leonel Uzcategui, Aris Peña y Karoline Carrasquero por todo su apoyo.

A mis fieles amigas y compañeras Nazareth Bertiz, Karoline Carrasquero y Escalante Brenda, quienes me han ayudado en muchos momentos de dificultad, permitiéndome superar obstáculos en la vida.

A todos los mencionados, les amo en el amor de Cristo, muchas gracias por su apoyo, consejos y amistad, que DIOS les BENDIGA.

Fabian Camacho.

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiv
RESUMEN.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL Problema.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos de la Investigación.....	5
Objetivo General.....	5
Objetivos Específicos.....	5
Justificación de la Investigación.....	5
Alcances, Limitaciones.....	7
Alcances.....	7
Limitaciones.....	8
CAPÍTULO II: Marco Contextual.....	9
Área de la Investigación.....	9
Estación de Flujo Guafita.....	9
Formaciones productoras asociadas a la EF Guafita.....	10
Estación de Flujo Silván.....	12
Formaciones productoras asociadas a la EF Silván.....	13
Antecedentes del Estudio.....	14
Marco Teórico.....	16
Composición del petróleo crudo.....	16
Principales Propiedades del Petróleo Crudo.....	18
Clasificación de los crudos según su Gravedad API.....	19
Agua de Formación.....	19
Problemas ocasionados por el agua.....	20
Sólidos.....	20
El sistema de producción.....	20
Métodos de levantamiento artificial.....	22
Teoría de emulsiones.....	23
Clasificación de las emulsiones.....	24
Elementos necesarios para la formación de las emulsiones.....	26
Agentes emulsionantes.....	26
Efecto de los agentes emulsionantes.....	28
Propiedades que intervienen en la estabilidad de las emulsiones.....	30
Deshidratación de crudo.....	34
Métodos de deshidratación de crudo.....	34
Sistema de deshidratación de crudo.....	36
Matriz de criticidad.....	41

Sistema de Variables.....	44
Variables Independientes.....	44
Variables Dependientes.....	44
Mapa de Variables.....	45
Normativa y Aspectos Legales.....	46
CAPÍTULO III: Marco Metodológico	48
Nivel de la Investigación.....	48
Diseño de la Investigación.....	48
Metodología.....	49
Población y Muestra.....	59
Técnicas, Instrumentos y Materiales Aplicados en la Recolección de Datos.....	60
Glosario de Términos.....	64
CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados	66
Jerarquización de pozos.....	66
Caracterización de las fases que componen la emulsión.....	71
Evaluación de la influencia que poseen las diferentes variables en la formación y estabilidad de las emulsiones, y su impacto en el sistema de deshidratación.....	83
CAPÍTULO V: Conclusiones y Recomendaciones	95
Conclusiones.....	95
Recomendaciones.....	96
Referencias Bibliográficas.....	99
Anexos.....	103

LISTA DE TABLAS

	pp.
1. Efecto del pH sobre los tipos de emulsión y su estabilidad.....	32
2. Escalas de ponderación para un sistema, basado en la frecuencia en que se repite un evento y el impacto económico que este genera.....	43
3. Mapa de Variables.....	45
4. Categorías de las variables consideradas inicialmente para el diseño de la matriz de criticidad, destinada a la jerarquización de pozos.....	52
5. Ponderación de las variables seleccionadas para el análisis de criticidad en EF Guafita.....	55
6. Ponderación de las variables seleccionadas para el análisis de criticidad en EF Silván.....	56
7. Análisis de laboratorio realizados en el CAS a la muestra de fluidos producidos por los pozos con mayor criticidad, asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván.....	62
8. Principales 10 pozos críticos jerarquizados en la EF Guafita, con sus respectivos comportamientos en las matrices de criticidad implementadas....	66
9. Datos de producción de los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita.....	68
10. Propiedades del crudo producido por los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita.....	68
11. Principales 10 pozos críticos jerarquizados en la EF Silván, con sus respectivos comportamientos en las matrices de criticidad implementadas....	69
12. Datos de producción de los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.....	70
13. Propiedades del crudo producido por los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.....	71
14. Pozos asociados a la EF Guafita caracterizados inicialmente.....	72
15. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa en los pozos seleccionados para mezcla representativa de la EF Guafita.....	73
16. Pozos asociados a la EF Silván caracterizados inicialmente.....	74
17. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa en los pozos seleccionados para mezcla representativa de la EF Silván.....	75
18. Propiedades determinadas mediante análisis de crudo, pozos EF Guafita..	75
19. Propiedades determinadas mediante análisis de crudo, pozos EF Silván...	76
20. Propiedades determinadas mediante los análisis de agua, pozos EF Guafita.....	77
21. Propiedades determinadas mediante los análisis de agua, pozos EF Silván.....	78

22. Aporte de los pozos seleccionados a la mezcla representativa de la EF Guafita.....	79
23. Aporte de los pozos seleccionados a la mezcla representativa de la EF Silván.....	79
24. Cortes de agua y emulsión de las mezclas representativa.....	80
25. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa, mezclas representativas.....	80
26. Propiedades que presenta el crudo obtenido de las mezclas representativas de la EF Guafita y EF Silván.....	81
27. Parámetros medidos al agua de las mezclas representativas de los Distritos Apure y Barinas.....	82
28. Principales datos de las propiedades de los yacimientos donde producen los pozos seleccionados de la EF Guafita.....	84
29. Variables de pozo y completación de los pozos seleccionados en la EF Guafita.....	85
30. Principales datos de las propiedades de los yacimientos donde producen los pozos seleccionados de la EF Silván.....	90
31. Variables de pozo y completación de los pozos seleccionados en la EF Silván.....	91

LISTA DE FIGURAS

	pp.
1. Ubicación geográfica del campo Guafita.....	10
2. Ubicación geográfica de los campos productores del Distrito Barinas....	13
3. Principales series químicas de los hidrocarburos del petróleo.....	17
4. Ilustración general del sistema de producción.....	21
5. Caracterización de una muestra de crudo emulsionado en el Distrito Apure.....	24
6. Tipos de emulsiones según la fase dispersa.....	25
7. Tipos de emulsiones según la concentración de la fase dispersa.....	25
8. Representación de un surfactante y su doble afinidad.....	27
9. Formación de las micelas en diferentes medios.....	27
10. Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.....	29
11. Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.....	37
12. Procesos de separación realizadas por un separador vertical bifásico.....	38
13. Elementos de un separador de agua libre para la separación de la mezcla trifásica en sus componentes básicos.....	39
14. Recorrido de los fluidos en un tanque de lavado durante el proceso de deshidratación.....	40
15. Matriz de criticidad representativa para el modelo de análisis de criticidad semi-cuantitativo.....	42
16. Diagrama de flujo, procedimiento implementado para el desarrollo de la investigación.....	50
17. Matriz de criticidad que resume la criticidad total de los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita.....	67
18. Matriz de criticidad que resume la criticidad total de los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.....	70
19. Mapa de los pozos productores en el campo Guafita.....	87
20. Distribución geográfica de los pozos perforados en el campo Silván....	92



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”

VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL

PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA

SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS FASES DE EMULSIONES AGUA/CRUDO
EN LOS SISTEMAS DE DESHIDRATACIÓN, PDVSA DIVISIÓN BOYACÁ,
2018.**

AUTORES: Camacho Fabian, C.I: 24.128.521
Escalante Brenda, C.I: 20.479.566

TUTOR (Académico): MSc. Escalante Sharon
TUTOR (Industrial): MSc. Javier Arteaga.

Septiembre, 2018.

Resumen

La formación de emulsiones agua/crudo suelen ocurrir durante algunas etapas de la vida productiva de un campo petrolero siendo necesario el uso de productos químicos desemulsionantes para facilitar la separación de las fases. En PDVSA División Boyacá, específicamente en las estaciones de flujo (EF) “Guafita” y “Silván” (distritos Apure y Barinas, respectivamente) se presentan emulsiones muy estables que ameritan de mejoras en los procesos de deshidratación. Siendo necesario conocer los factores responsables de promover la formación y estabilidad de estas emulsiones se plantea el presente trabajo de investigación que servirá de base para el proyecto destinado a la formulación de productos químicos para el tratamiento de crudo en PDVSA División Boyacá. La investigación se enfocó en identificar los pozos que a la fecha presentan alto porcentaje de emulsión y de tipo fuerte, determinar las propiedades de los fluidos de estos pozos y, analizar la influencia de las variables encontradas desde el yacimiento hasta la estación de flujo para formar y estabilizar la emulsión, así como su efecto en el sistema de deshidratación. Implementando un tipo de investigación descriptiva, explicativa, documental y de campo, se identificaron los pozos GF-165, GF-175 y GF-192, como los más críticos para la EF Guafita y, BEJ-13ST, BOR-11, BOR-48 y TOR-17, para la EF Silván. La caracterización de las fases de la emulsión y el análisis de datos (variables encontradas desde el yacimiento hasta la estación de flujo), permiten concluir en la EF Guafita los finos de formación junto con el pH, salinidad y dureza del agua, son los responsables de estabilizar la emulsión ;, mientras que en la EF Silván, las bajas temperaturas de operación, favorecen la estabilidad de la emulsión, y la viscosidad del crudo y los cationes de calcio y magnesio tienen una influencia menor.

Descriptores: Emulsión, Deshidratación de Crudo, Caracterización, influencia.

E-mail de autores: fabianalexiscamacho@gmail.com, brendaescalante23@gmail.com.

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FOP) “Hugo Chávez”, ha sido dividida en cuatro Divisiones: "Ayacucho", "Boyacá", "Carabobo" y "Junín"; por su parte, PDVSA División Boyacá está conformada por tres Distritos Operacionales: Apure, Barinas y Guárico. En conjunto, el Distrito Apure y el Distrito Barinas, acumulan una producción diaria de aproximadamente 21.209 BNPD de crudo, asociadas a un total de fluidos de 445.085 BFPD, lo cual implica un corte de agua y sedimentos promedio mayor de 95 %AyS, según cierre de producción de enero 2018.

A fin de disminuir la presencia de agua en el crudo, a un valor por debajo de 0,5 %AyS, la producción de los pozos es dirigida hasta las instalaciones de la estación de flujo, en donde se emplean diferentes métodos para lograr el objetivo de deshidratar el crudo hasta lo especificado. El método más común es la inyección de productos químico desemulsificante, unido a un tiempo de residencia que permite la separación de fases.

Actualmente, PDVSA División Boyacá presenta dificultades para la adquisición de los productos químicos para el tratamiento del crudo, como los desemulsionantes, debido a factores de guerra económica tanto externos como internos. Entre las opciones de solución que se presentan, se encuentra el proyecto de creación de una planta local para la formulación y fabricación de productos químicos, la cual permitiría suplir la demanda de desemulsionantes y otros productos para el tratamiento del crudo en la División. A fin de formular un producto desemulsionante se requiere conocer como los elementos del sistema de producción y recolección de fluidos, las condiciones de operación y las propiedades de los fluidos contribuyen a formar y estabilizar la emulsión.

En PDVSA División Boyacá durante el periodo 2013 – 2017 se han presentado los mayores problemas asociados a emulsiones estables en en los tanques de lavado de las estaciones de Flujo “Guafita” (EF Guafita) del Distrito Apure y la Estación de Flujo “Silván” (EF Silván) del Distrito Barinas. Es importante resaltar

que los productos eficientes en estas estaciones de flujo presentan una mayor eficiencia en las instalaciones vecinas.

A fin de realizar un desarrollo adecuado de la investigación, el estudio se estructura en cinco (V) capítulos, donde se describe y ejecutan las etapas que permiten llegar al cumplimiento de los objetivos deseados; la organización se encuentra establecida de la manera siguiente:

En el capítulo I, se plantea el problema, los objetivos, la justificación, alcances, delimitaciones y limitaciones de la investigación.

En el capítulo II, se presenta el marco contextual, área de la investigación, exponiéndose los antecedentes de la investigación, marco teórico, sistema de variables, mapa de variables, normativa y aspecto legales.

El capítulo III, está definido por el marco metodológico, metodología, nivel y diseño de investigación, la población y muestra seleccionada, las técnicas e instrumentos de recolección de datos y procedimientos.

En el capítulo IV, se muestran los resultados obtenidos de las técnicas e instrumentos aplicados, así como también los análisis de datos para llegar a las conclusiones del trabajo especial de grado (TEG).

Finalmente, en el capítulo V, se presentan las conclusiones y las recomendaciones del TEG para la empresa y la universidad.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El agua es un agente indeseado para la venta y refinación de petróleo, debido a que disminuye el precio del crudo, causa daños de corrosión en las instalaciones de refinerías y oleoductos. Las emulsiones de agua en crudo, W/O, son un problema muy común en la producción de hidrocarburos, ya que, “pocas veces se obtiene producción de petróleo sin la producción de agua” (Paris, 2010).

Para disminuir la presencia de agua en el crudo, se utilizan diferentes métodos, entre ellos, la adición de productos químicos desemulsionante; sobre éstos, Salager (1987), señala que “se han patentado y comercializado miles de productos para tales fines desde los trabajos pioneros de William Barnikel y su Tret-O-Lite”. Esto ha permitido a las compañías productoras de petróleo, un método simple pero efectivo para lidiar con los problemas de emulsiones.

En Venezuela, Petróleos de Venezuela S.A., PDVSA, es la empresa estatal encargada de planificar, coordinar, supervisar y controlar los procesos de exploración, perforación, extracción, transporte y comercialización del petróleo. Sin embargo, PDVSA no cuenta con algunos servicios y productos necesarios para el desarrollo de sus actividades, dependiendo de empresas contratistas para su adquisición; los productos desemulsionantes se encuentran en la lista de vital importancia para el tratamiento del crudo, que son adquiridos con empresas contratistas.

Durante los últimos cinco años (2013 – 2017), factores como la caída de los precios del barril de crudo (anexo 1), la guerra económica contra Venezuela, expresada en el bloqueo de cuentas de la nación y de PDVSA, ha dificultado la adquisición de productos desemulsionantes con empresas extranjeras; además, las contratistas nacionales, han presentado retraso en la entrega de productos, lo cual incrementa la dificultad para deshidratar el crudo.

Al mismo tiempo, la EF Guafita y EF Silván, han presentado problemas relacionados a emulsiones estables en sus tanques de lavado, tal como se plasma en los informes técnico IT-GTCF-DA-03, IT-GTCF-DB-06, entre otros. Por otro lado, se han realizado trabajos de investigación y de pasantías, destinados a establecer una dosis de producto químico eficiente en estas estaciones de flujo (Rodríguez, 2015; Mora, 2016, y otros). Sin embargo, en la actualidad se está realizando la inyección química a los valores más bajos posibles, debido al déficit de producto químico, por lo cual se requiere de otras soluciones.

Dicho lo anterior y, a fin de optimizar el proceso de deshidratación, se requiere conocer las propiedades de los fluidos, ya que, esto permitirá determinar cuáles de ellas son las responsables de brindar estabilidad a la emulsión, además, es necesario identificar las condiciones responsables de formar la emulsión o “condiciones críticas”.

En relación con lo explicado hasta este punto, con el desarrollo del presente trabajo de investigación se busca dar respuesta a las siguientes interrogantes:

a) ¿Cuáles son los pozos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván, con las condiciones o parámetros más favorables a la formación emulsiones?

b) ¿Qué propiedades posee la mezcla de los fluidos pertenecientes a los pozos más críticos que convergen en las estaciones de flujo Guafita y Silván?

c) ¿Cómo influyen las propiedades de los fluidos y las diferentes variables encontradas desde el yacimiento hasta la estación de flujo, en la estabilidad de la emulsión y esta, a su vez, en los sistemas de deshidratación de las estaciones de flujo estudiadas?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Analizar las distintas fases de emulsión agua/crudo (W/O), en los sistemas de deshidratación de los campos que pertenecen a los Distritos Apure y Barinas de PDVSA División Boyacá.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Jerarquizar de acuerdo a condiciones críticas los pozos activos asociados a la estación de flujo Guafita en el Distritos Apure y estación de flujo Silván en el Distrito Barinas - PDVSA División Boyacá.
2. Caracterizar experimentalmente las distintas fases de los pozos activos con presencia de emulsión en la estación de flujo Guafita y la estación de flujo Silván - PDVSA División Boyacá.
3. Analizar el sistema agua/crudo de los fluidos caracterizados y su influencia en los sistemas de deshidratación donde convergen.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación se encuentra justificado desde los aspectos: estratégico, tecnológico, social y económico, a continuación se describe la relación que este posee con los ámbitos mencionados.

Tecnológicamente, ya que, se encuentra ligado al proyecto “*Diseño de planta destinada a la formulación y fabricación de productos químicos para el tratamiento de crudos en la División Boyacá*”, dirigido por personal de la gerencia de Tratamiento y calidad de Fluidos (TCF), y personal de INTEVEP; los datos obtenidos en el presente estudio, ayudaran el desarrollo del mencionado proyecto.

En relación a lo anterior, Salager (1998), menciona que para realizar la formulación de un producto con determinado efecto, es muy importante conocer la

naturaleza de los sistemas, donde el producto será implementado, desde los elementos que lo componen hasta las proporciones en que se encuentran y la forma en que se distribuyen, además, se debe considerar el efecto de la temperatura; a fin de seleccionar los componentes más adecuados para el producto.

En lo social, tal como lo indica el PLAN DE LA PATRIA (2013-2019), a fin de “consolidar el papel de Venezuela como Potencia Energética Mundial”, establece entre los Objetivos Estratégicos y Generales: “Fortalecer y expandir la industria petroquímica nacional”, “Fortalecer y profundizar la soberanía tecnológica del sector de hidrocarburos”, por lo tanto, proyectos destinados a la formación de tecnologías con esfuerzo propio, son de mucha importancia para el cumplimiento de tales metas.

La producción de la División Boyacá representa, aproximadamente 1,5% del total nacional; no obstante, los barriles de crudo obtenidos son de tipo mediano, con gravedad API promedio de 28,8 °API; este fluido es transportado a la refinería “El Palito”, donde se extrae la gasolina que suplente la demanda en la parte sur-occidental del país; por ello, es necesario asegurar la calidad y aumentar la cantidad de barriles de petróleo bombeados a esta refinería, desde la División Boyacá.

En lo económico, el plan de producción de PDVSA División Boyacá, se estima producir para el año 2018, una tasa de 21.294BBL de crudo al día, 10.249BBL del Distrito Apure, 10.184BBL del Distrito Barinas y 861BBL del Distrito Guárico; para asegurar la calidad del petróleo es necesario realizar un óptimo proceso de deshidratación y, por esto mismo, se debe conocer cuáles son los factores responsables de formar y estabilizar la emulsión.

Los registros sobre el consumo de producto químico desemulsionante para el tratamiento del crudo en los distritos Apure y Barinas, indican que existe una relación muy estrecha entre la tasa de producción y el consumo de desemulsionante; en los últimos cinco años (2013 – 2017), se han utilizado alrededor de 133.171 galones de desemulsionante, para tratar una producción promedio de 60,65 MMBBL de crudo.

El punto expuesto anteriormente, realza la importancia de mantener el suministro constante de los productos químicos para el tratamiento del crudo; además, esta misma razón justifica el desarrollo de proyectos destinados a suministrar estos productos o investigaciones que faciliten su desarrollo, justo como el presente trabajo de grado.

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

Este trabajo de investigación, se ha enfocado en los pozos activos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván según cierre Centinela de enero de 2018, en adición, se evalúa su comportamiento de producción y procesos relacionados durante los últimos cinco (5) años (2013-2017).

Uno de los objetivos principales es determinar cuáles son los pozos que a la fecha presentan los casos de emulsión más compleja. Dichos pozos serán sometidos a un proceso de caracterización individual y en mezclas de los pozos que convergen en cada estación de flujo, a fin de obtener datos sobre los aspectos que se mencionan a continuación.

- Emulsión: tipo, porcentaje, concentración de la fase dispersa.
- Agua: pH, conductividad, turbidez, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, alcalinidad, cloruros, dureza total y dureza cálcica.
- Crudo: gravedad API, densidad, viscosidad.

Para realizar la caracterización, los análisis se efectuarán siguiendo las indicaciones señaladas en normas internacionales, nacionales y empíricas del Centro de Análisis Silvestre, CAS.

Para finalizar, se realizará un análisis de las propiedades mostradas en la caracterización de los fluidos y de las variables encontradas desde el yacimiento hasta

la estación de flujo, a fin de determinar, cómo la relación entre estas influye en la estabilidad de la emulsión que se forma en los tanques de lavado.

LIMITACIONES

Para el desarrollo de este trabajo, se presentan una serie de factores que impiden profundizar la investigación en aspectos que también pueden ser de importancia, entre los más relevantes se encuentran los siguientes.

- La investigación se enfoca a los pozos activos según cierre Centinela de enero de 2018. Pozos que puedan ser activados posteriormente no serán estudiados y su efecto no se tendrá en consideración.
- Pozos fuera de producción al momento de realizar el muestreo. Situación que puede ocurrir por daños en los equipos de levantamiento artificial, trabajos de reparación, mantenimiento y optimización.
- Disponibilidad de los reactivos, en el CAS. Aunque se cuenta con reactivos necesarios para realizar los análisis, la cantidad de los mismos se ha reducido por el constante uso durante varios años y muchos son de difícil adquisición; por lo tanto, no se podrá realizar una mayor repetitividad de análisis que requieran su uso.
 - Limitaciones logísticas para la toma de muestras, debido al déficit en recursos de transporte adecuados para tal fin.

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se desarrolla en PDVSA División Boyacá, Distrito Apure y Distrito Barinas, en la Gerencia de Tratamiento y Calidad de los Fluidos (TCF), cuya sede está en el estado Barinas. El estudio se centra en los pozos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván; en esta sección se describen datos de ubicación, producción, formaciones productoras y condiciones de operación actual en que se encuentran estas estaciones de flujo.

Estación de Flujo Guafita (EF Guafita).

Recibe la producción de todos los pozos activos en el campo Guafita y se ubica dentro de los límites del mismo, específicamente, en el Municipio Páez del Estado Apure a 48 Km. al suroeste de Guasualito, colindando a 3 Km. al norte del Río Arauca y 25 Km. al norte del Campo Caño Limón en Colombia.

Según el cierre Centinela enero de 2018, cuenta con 78 pozos activos asociados, recibe 194.815 BFPD (barriles de fluido por día), de los cuales solo se obtienen 7.584 BNPD (barriles normales por día) y 187.231 BAPD (barriles de agua por día), esto indica un corte de agua promedio igual a 96% y una razón de 25 barriles de agua por cada barril de crudo producido; no obstante, su producción neta representa el 70% del total obtenido en Apure.

Posee dos tanques de lavado principales con capacidad para 100 MBBL cada uno, llamados TK-100-1 y TK-100-2, y dos tanques de almacenamiento de 40 MBBL cada uno, TQ-40-1 y TQ-40-2; sin embargo, desde inicios del 2018 no se encuentra operativo el TK-100-1, por la acumulación de sólidos y en espera de limpieza, en consecuencia uno de los tanques de almacenamiento fue activado como tanque de lavado, este es ahora el TK-40-2.

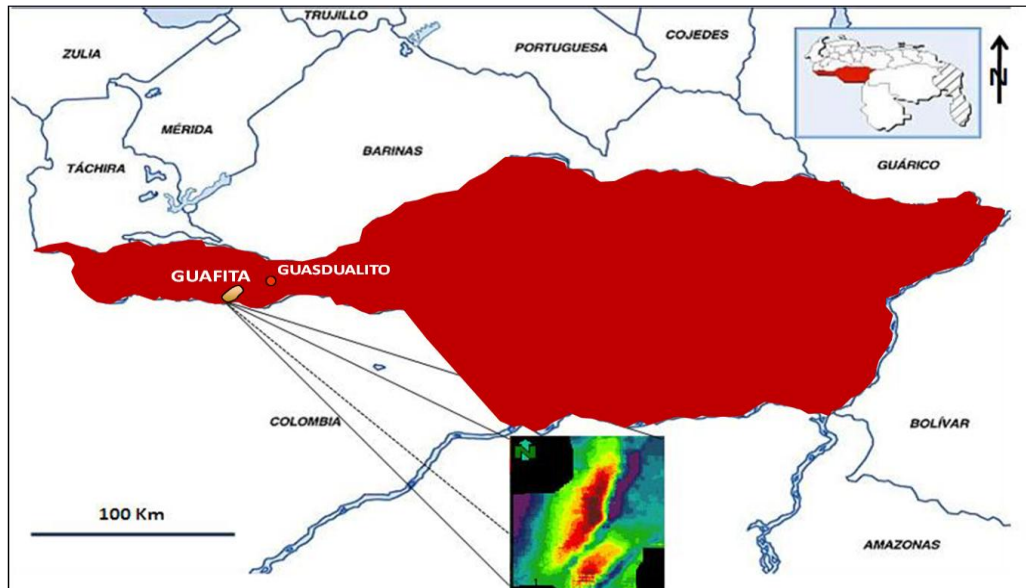
Los históricos de producción operada y fiscalizada, señalan que la gravedad API del crudo bombeado desde la EF Guafita se encuentra entre 28 y 30

°API, (ver anexo 4). Es importante resaltar que esta segregación es conocida como “Guafita Blend” y es utilizada como marcador para establecer los precios referenciales del crudo a nivel mundial.

Formaciones productoras asociadas a la EF Guafita.

La EF Guafita solo posee un campo productor asociado a ella, el cual recibe el mismo nombre que la estación de flujo y sus formaciones productoras son “Guafita”, específicamente en los miembros Arauca y Guardulio; y formación “Navay” en el miembro Quevedo. En la figura N° 1 se puede observar la ubicación geográfica del campo Guafita.

Figura N° 1. Ubicación geográfica del campo Guafita.



Fuente: Modificado por Camacho, F. y Escalante, B., de Maita, G. (2010).

Como se puede apreciar en la figura N° 1, el campo Guafita, se encuentra en el Estado Apure, a 180 Km de la ciudad de Barinas y 40 Km al Sudoeste de la población de Guasdualito, colindando con los Campos La Yuca-Caño Limón-Mata Negra en Colombia. Está limitado al Norte y al Sur por los ríos Sarare y Arauca respectivamente; una falla transcurrente dextral de carácter regional divide el campo en dos bloques, denominados “Guafita Sur” y “Guafita Norte”, el segundo posee la mayor extensión de terreno y la mayor cantidad de reservas probadas.

Formación Guafita.

Se compone de una alternancia de areniscas, arenas, wacas cuarzosas y arcósicas, lutitas, arcilitas, limolitas y algunas capas delgadas de lignito. El ambiente de sedimentación de la Formación Guafita es propio de un sistema deltaico constructivo de llanura baja progradante, basado en la presencia de fauna diversificada, restos de plantas, icnofauna y por la abundancia de flora. En los Campos Guafita y La Victoria, se pueden reconocer dos miembros, siendo Arauca el inferior y más litoral, y Guardulio es el superior además de ser el más marino.

- ✓ Miembro Arauca: compuesto de un 75% de arenas, areniscas de color gris claro, pardo, lechoso a traslúcido, matriz arcillosa-caolinítica, comúnmente con pirita, nódulos de hematita y esferulitas de siderita, frecuentemente con restos de plantas y peces. Las limolitas representan el 20% del miembro y las lutitas entre el 5 al 10%, son de color gris claro, gris oscuro a negro, con abundantes concreciones de pirita y esferulitas de siderita, restos de plantas, palinomorfos y escasa fauna bentónica.
- ✓ Miembro Guardulio: representado por un 40% de lutitas, gris oscuro a verdoso, masivas a laminares, con abundantes restos de plantas y otra flora. Otro 40% son arcilitas, generalmente abigarradas y manchadas de óxido de hierro; entre 10-20% del miembro presenta caoliníticas, mal compactadas, plásticas, con fragmentos aislados de ftanita y wacas cuarzosas, de color gris, gris claro a blanquecinas, con matriz arcillosa-coalinítica, con concreciones de hematita, esferulitas de siderita y escasos nódulos de glauconita.

Formación Navay.

Compuesta de lutitas silíceas, friables a no friables, blandas, duras, quebradizas, amarillo claro a crema y blanco; lutitas muy porosas, pardo claro a gris claro, y unas ftanitas no porosas, lenticulares, pardo claro, y lutitas calcáreas, carbonáticas, gris a gris oscuro. El miembro de mayor importancia para la producción de petróleo es el miembro Quevedo.

- ✓ Miembro Quevedo: una secuencia de rocas silíceas, duras, quebradizas, de fractura concoidea, predominantemente lutíticas, de color gris claro que meteorizan a blanco, que incluye además intercalaciones de areniscas gruesamente estratificadas, con estructura flaser en su parte media, lutitas negras, calizas fosfáticas y capas de ftanita. Los restos de peces forman más del 50% de las capas de areniscas, y aunque la Formación es en general muy fosilífera, las faunas están muy mal preservadas y por consiguiente son de difícil identificación.

Estación de Flujo Silván (EF Silván).

Recibe la producción de los pozos activos en los campos Bejucal, Borburata, Caipe, Maporal, Obispo, Palmita, Silván y Torunos; su ubicación se encuentra dentro de los límites del campo Silván, específicamente en el Municipio Barinas del Estado Barinas, a 24 Km. al sureste de la ciudad de Barinas y a 5 Km. de la carretera Nacional Barinas – San Silvestre.

Según cierre Centinela de enero de 2018, la EF Silván cuenta con 29 pozos activos asociados a ella, recibe 44.076 BFPD, de los cuales se obtienen 4.908 BNPD, esto indica un corte de agua promedio de 89% y una razón de 8 BA/BN; su producción representa 44% del total obtenido en Barinas.

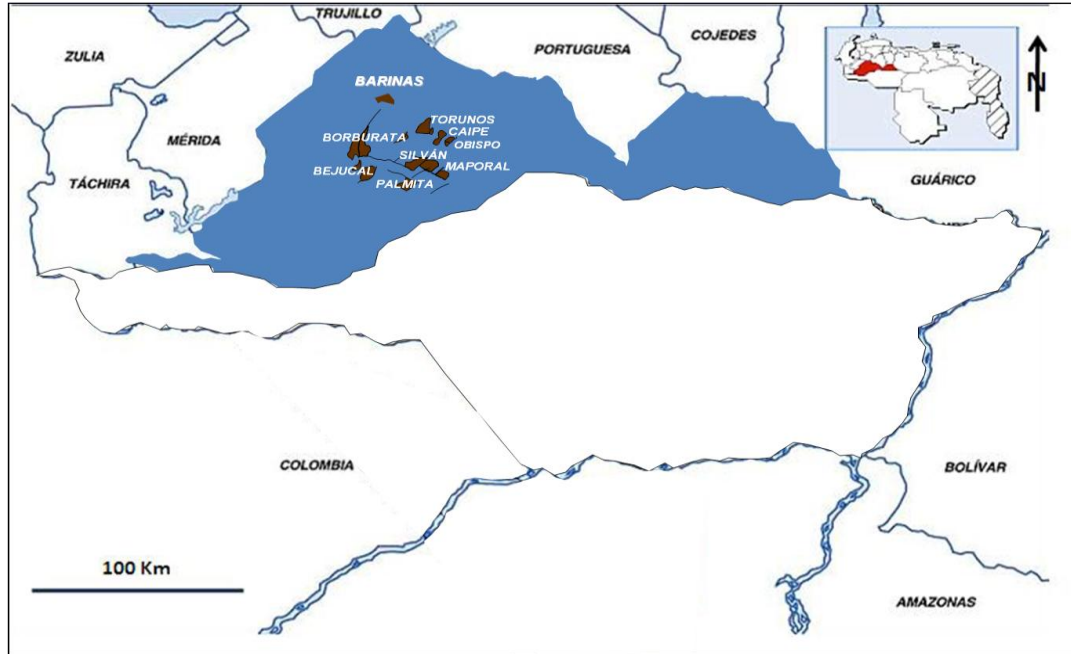
Posee dos tanques de lavado principales, uno de 14.000 BBL (TK-14), y otro de 6.700 BBL (TK-6,7), para almacenamiento cuenta con los tanques: TQ-5007, TQ-5008 y TQ-5009, además de un tanque de prueba de 1.500 BBL; desde diciembre de 2017 opera únicamente con el TK-14, para aumentar la temperatura de los fluidos que llegaban al TK-6,7 con la corriente de fluidos del TK-14.

Los históricos de producción operada y fiscalizada, señalan que la gravedad API del crudo bombeado desde la EF Silván se encuentra entre 27 y 29 °API.

Formaciones productoras asociadas a la EF Silván.

Aunque la EF Silván posee ocho campos productores asociados a ella, las formaciones productoras en estos campos son la formación “Escandalosa” y la formación “Gobernador”. En la figura N° 2 se observa la distribución de los campos productores que convergen en la EF Silván.

Figura N° 2. Ubicación geográfica de los campos productores del Distrito Barinas.



Fuente: Modificado por Camacho, F. y Escalante, B., de Maita, G. (2010).

Formación Escandalosa.

Compuesta por areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. Las areniscas son de color gris, gris oscuro a marrón claro y verdoso, de grano fino a medio, bien escogidas, micáceas y carbonáceas. Se presentan en capas delgadas a masivas, con estratificación cruzada en las capas más gruesas. Las lutitas son gris oscuro, algo arenosas, calcáreas y carbonáceas. Los miembros productores de esta formación han sido identificados como “O” y “P”, el primero es una caliza de unos 4 m de espesor, gris oscura, masiva, aura, cristalina y coquinoidea, con manchas de dolomita microcristalina, ubicada en el tope de la sección, el segundo miembro es de tipo deltaico.

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

Rodríguez (2015), Título: **“Optimización del Tratamiento Químico Desemulsificante en el Campo Guafita del Distrito Apure de la División Boyacá”**. El objetivo de la investigación fue establecer una dosis de producto químico desemulsionante y humectante de sólidos que, en conjunto, presentara la mayor eficiencia en la deshidratación del crudo recibido en la EF Guafita.

La metodología empleada fue de tipo explicativa con diseño de campo; fue tomada una población de 66 pozos con presencia de emulsión y reducida a una muestra de 6 pozos con mayor presencia de emulsión; con los fluidos producidos por estos pozos se realizaron pruebas de botella para determinar la dosis de producto desemulsionante y humectante de sólidos más adecuada.

Rodríguez concluyó que el “sobre-tratamiento” era el principal responsable de la formación de emulsiones estables, acompañado de la alta cantidad de sólidos producidos con doble mojabilidad.

La utilidad del trabajo realizado por Rodríguez para la presente investigación, se debe a que, señala los factores responsables de estabilizar la emulsión en aquel tiempo y permite realizar conjeturas de ellos en la actualidad; en cuanto al sobre tratamiento, se puede descartar dadas las condiciones actuales donde se inyecta la dosis mínima de todos los productos químicos; por otro lado, la presencia de sólidos producidos, es un factor que aun se mantiene debido al tipo de formación productora y es de esperar su influencia en la estabilidad de la emulsión.

Celis (2010), Título: **“Integrated Analisis to Improve Current Dehydration Process in Silvan Flow Station Barinas-Venezuela”**, ó **“Análisis Integrado para Mejorar el Proceso Actual de Deshidratación en la Estación de Flujo Silván, Barinas-Venezuela”**. Su objetivo principal fue realizar un análisis integrado en busca de mejorar el proceso de deshidratación del crudo recibido en la EF Silván, de tal forma que el crudo despachado cumpliera con los requerimientos de calidad

apropiados, antes de ser transportados a los tanques de almacenamiento principal.

Implementando una metodología basada en un tipo de investigación explicativa, con un con un diseño de campo, evaluó en sistemas de simulación y de forma directa, los tanques de lavado TK-6700 y TK-14000, lo cual representó su población y muestra.

Determinó como problema mayor, el sedimento acumulado en los tanques de lavado, los cuales, ocasionan que el tiempo de residencia resulte en un plazo menor del que verdaderamente puede ofrecer el tanque; por otro lado, muchas partículas de ese sólido, se ubican en la interfase y contribuyen al aporte de agua libre hacia el tanque de almacenamiento. La principal recomendación fue realizar limpieza a los tanques, sin embargo, no existen registros de que tal acción fuera realizada.

El trabajo presentado por Celis permite analizar el problema actual a nivel de tanque, considerando que anteriormente ya existía el problema de los sólidos en los tanques de lavado; además, dado que el estudio se realizó hace 7 años y no se ha realizado un trabajo de limpieza en el tanque, se puede considerar que, este es un factor que contribuye a dificultar la deshidratación de crudo.

Pachón (2003), Titulo: “Caracterización del Crudo y Agua de Formación del Campo Guafita”, cuyo objetivo fue realizar la caracterización del crudo y agua de formación de los yacimientos del campo Guafita, a fin de analizar la composición del crudo y determinar los principales iones que se encuentran en el agua y la resistividad de la misma.

Para el cumplimiento de sus metas, se basó en el estudio de las interrelaciones entre las especies iónicas mayoritarias, diagrama de Stiff, análisis integrado de mapas y gráficos mediante la aplicación Oil Field Manager (OFM), por último, un análisis de distribución SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos).

Concluyó que las aguas presentes en el campo Guafita son, en su mayoría, de

origen meteórico con pocas excepciones, la baja dureza de la misma indica que no es capaz de producir incrustaciones en la tubería; además, se halló que el crudo posee una gravedad API promedio de 28,16°, con un alto porcentaje de saturados (55%) y aromáticos (30%), mientras que su porcentaje de resinas (9,7%) y asfaltenos (5,3%) son relativamente bajos.

Los resultados de la investigación efectuada por Pachón, son de mucha utilidad para el trabajo actual, ya que, permite tener una referencia de de las propiedades del agua y el crudo en la formación Guafita. Por otro lado, es una adecuada referencia para los procedimientos de recolección de datos y de los análisis a realizar en la investigación presente.

MARCO TEÓRICO

Munch (1993), señala que el marco teórico “es la exposición y análisis de la teoría o grupo de teorías que sirven como fundamentos para explicar los antecedentes e interpretar los resultados”, y Santalla (2003) expresa que “está constituido por un conjunto de teorías, enfoques teóricos, investigaciones y antecedentes que se consideran válidos para el encuadre de la investigación que se quiere realizar”.

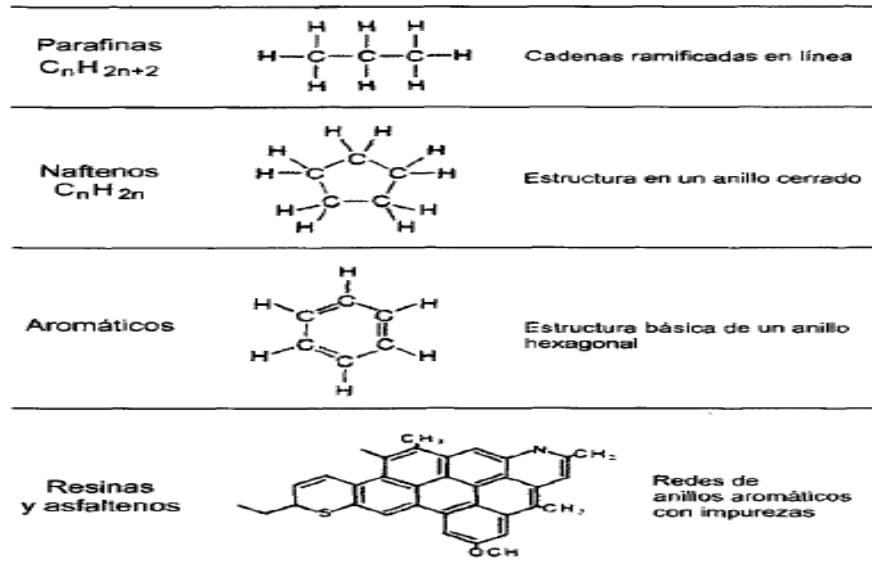
En esta sección se exponen y definen los aspectos relacionados a la formación y estabilidad de las emulsiones durante la producción de hidrocarburos, tomando en cuenta las condiciones operacionales en los campos productores asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván, los cuales serán de ayuda para los análisis de resultados y conclusiones de la presente investigación.

Composición del petróleo crudo.

De acuerdo a Paris (2010), los componentes principales del petróleo son el carbono (C), y el hidrogeno (H); además, posee un grupo contaminante llamado “grupo NSO”, por el nitrógeno (N), azufre (S), y oxigeno (O). Aunque la composición del crudo es elementalmente simple, son muchas las formas en que los

átomos se pueden combinar para formar diferentes estructuras, siendo las de mayor importancia el grupo formado por las parafinas, los naftenos, aromáticos y las resinas y asfaltenos. La figura N° 3 muestra los grupos principales de la composición del crudo.

Figura N° 3. Principales series químicas de los hidrocarburos del petróleo.



Fuente: Paris, M. (2010).

Las Parafinas: su estructura se basa en cadenas y cumplen la formula general C_nH_{2n+2} . El gas metano es el compuesto de parafina más sencillo, tiene 1 átomo de carbón; los gases húmedos poseen hasta 5 átomos, con más de 5 átomos son líquidas y su viscosidad aumenta en relación al peso molecular, llegando incluso a ser solidas que se conocen como ceras. Los átomos de carbono en las parafinas llegan hasta 40.

Los Naftenos: cumplen la formula general C_nH_{2n} y forman estructuras cerradas o de anillos. Los compuestos de esta serie tienen propiedades químicas y físicas similares a las estructuras parafínicas con los mismos átomos de carbono. Junto con las parafinas, son los principales componentes de la mayoría de los crudos petrolíferos.

Los Aromáticos: basan su estructura en un anillo de carbonos en forma

hexagonal, con enlaces simples y dobles alternados. La molécula de benceno es la más simple. Otros compuestos aromáticos se forman sustituyendo algunos hidrógenos con cadenas parafínicas o anillos nafténicos, o por la fusión de varias moléculas de benceno.

Las Resinas y Asfaltenos: químicamente este grupo no es considerado como hidrocarburo, lo forma la fusión de redes de anillos bencénicos que contienen impurezas. Estas impurezas son los compuestos de alto peso molecular refinados conocidos como NSO (nitrógeno, azufre y oxígeno).

Principales propiedades del petróleo crudo.

Gravedad API ($^{\circ}$ API): “Escala de gravedad específica desarrollada por el American Petroleum Institute, API, para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados”, Schlumberger Oilfield Glossary.

Viscosidad absoluta (μ): de acuerdo a Rodríguez (2007) y Escobar (2009), es la resistencia interna ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes, se genera por la fricción entre las moléculas del fluido cuando tratan de desplazarse una sobre otras.

Presión de Burbuja (P_b): es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, por encima de esta el gas se mantiene en solución en el petróleo y por debajo, se desprende una mayor cantidad de gas, generándose un sistema de dos fases, líquido-gas.

Gas en Solución (R_s): también llamado solubilidad del gas en petróleo, razón gas disuelto y relación gas petróleo, RGP o GOR en inglés, es la cantidad de gas en pies cúbicos normales, PCN, de gas que se disuelven en un barril normal, BN, de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Clasificación de los crudos según su Gravedad API.

Condensado: hidrocarburos líquidos con una gravedad API mayor de 40,1°, generalmente se presentan en asociación con el gas natural.

Crudos Livianos: grados API en el rango de 30,0 a 40,0 °API, contienen gran concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular

Crudos Medianos: con grado API entre a 29.9 y 22,0 contiene concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo se busca obtener combustible y materias primas para polímeros y parafinas. El crudo producido en los campos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván son, en su mayoría, de tipo mediano.

Crudos Pesados: con grado API entre 21.9 y 10, contiene gran concentración de hidrocarburos de mediano peso molecular, lo cual lo hace complicado de transportar.

Crudos Extrapesados: de API igual o inferior a 10,0 °API, contiene mayor concentración de hidrocarburos con alto peso molecular, lo cual lo hace más pesado y difícil de transportar. La faja petrolífera del Orinoco contiene la mayor reserva de crudo extrapesados en el mundo.

Agua de Formación.

También llamada salmuera, es un fluido que normalmente está asociado a las acumulaciones de petróleo, por ello, pocas veces se obtiene la producción de crudo sin la presencia de agua, (Paris, 2010); dependiendo del tipo de formación geológica en donde se encuentre, el agua puede contener sales disueltas en mayor o menor proporción, tal como cloruro de sodio, calcio, magnesio y potasio; además, algunos hidrocarburos gaseosos, dióxido de carbono, CO₂, sulfuro de hidrogeno, H₂S, y nitrógeno, N, también se disuelven en ella. Es importante disponer de un análisis de las propiedades físicas y químicas de esta agua, ya que, esto permitirá predecir

posibles problemas en el futuro.

Problemas ocasionados por el agua.

Durante la producción de crudo, el agua puede ocasionar problemas de corrosión en los equipos de levantamiento artificial, tuberías y líneas de producción; de igual forma un alto contenido de calcio, potasio y/o magnesio disueltos pueden generar la incrustación de los mismos en diferentes zonas del sistema de producción, otro problema es la formación de emulsiones, tema que se explica en páginas siguientes, lo cual aumenta la dificultad para el transporte del petróleo crudo.

Durante los procesos de refinación, las sales disueltas forman cloro que es un agente muy corrosivo, afectando negativamente las instalaciones de la refinería, por tal razón, muchas refinerías y compradores tienen como norma recibir petróleo con un contenido de agua menor de 1%, además, el dinero que se paga es por el barril de petróleo, en consecuencia, el contenido de agua reduce su valor. PDVSA tiene como norma, el despacho de petróleo con menos de 0,5% de agua ($<0,5\% \text{AyS}$), desde las estaciones de flujo adscritas a su jurisdicción.

Sólidos.

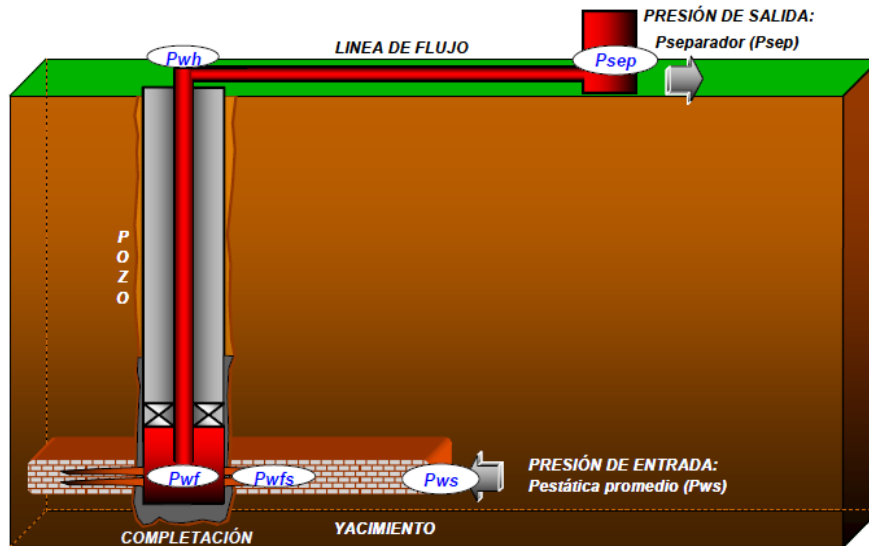
Son partículas cuyo origen puede ser orgánico o inorgánico, son producidos en conjunto con los fluidos; según su naturaleza y tamaño se pueden clasificar en disueltos y suspendidos (Ocando, 2012). Los sólidos disueltos se encuentran en estado iónico en el agua y son determinados por análisis químico, formaciones calcáreas influyen en el contenido de este tipo de sólidos; los sólidos suspendidos poseen mayor tamaño en relación a los disueltos, alcanzando diámetros de 100 μm hasta 0,8 μm (Ocando, 2012; Chávez y Jiménez, 2005).

El sistema de producción.

Comprende todos los elementos naturales y artificiales por donde fluye el fluido durante el proceso de producción, estos son: el medio poroso o yacimiento, la

completación, el pozo y la línea de producción. Como se puede apreciar en la figura N° 4, los fluidos inician el recorrido desde el yacimiento con una presión, desplazándose hasta llegar al separador en superficie, presentando una presión menor debido a las pérdidas que se generan a lo largo del sistema.

Figura N° 4. Ilustración general del sistema de producción.



Fuente: Maggiolo, R. (2008).

El yacimiento: es una trampa subterránea compuesta por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de hidrocarburo líquido y/o gaseoso dentro de su espacio poroso, (Paris, 2010; Craft y Hawkins, 1997). La litología del yacimiento puede influir en la producción de pequeñas partículas de sólidos o finos de formación, cuando es una formación de tipo no consolidada; y en las propiedades del agua tales como la salinidad, cuando son formaciones compuestas por calizas y/o contienen material carbonático, aunque ello también depende de las propiedades del acuífero

La completación: comprende los elementos fijados en el intervalo productor, esto puede incluir revestimiento con tubería lisa o ranurada, empaque con grava o cañoneo del revestidor; el diseño de la completación es seleccionado debido a la tasa de producción deseada, mecanismo de producción en las zonas o yacimientos a

completar, necesidades futuras de estimulación, control de arena, entre otras.

El pozo: es el medio que comunica el subsuelo con la superficie, comprende el trayecto que va desde el fondo hasta el cabezal, el principal elemento que posee es la tubería de producción, si la presión de los fluidos al salir de la completación no es suficiente para completar el recorrido hasta la superficie a una tasa rentable, se instalan equipos de subsuelo para optimizar la producción tales como bombas, motores de fondo, separadores de gas y de sólido, entre otros.

La línea de producción en superficie: es una tubería cuyo diámetro puede variar en diferentes trayectos; completa la entrega de los fluidos desde el pozo hasta el separador en la estación de flujo, por lo general existe una tubería principal que recibe el aporte de cada pozo y lo dirige al punto final; en el trayecto pueden existir equipos para añadir energía o temperatura si las condiciones lo ameritan, además de válvulas y equipos para medir presión y temperatura.

Métodos de levantamiento artificial.

Son el conjunto de soluciones ingenieriles implementadas para añadir energía al fluido y lograr vencer las caídas de presión existentes desde el fondo del pozo hasta el separador y lograr una tasa de producción económicamente rentable, Magiolo (2008). Entre los más destacados se encuentran el bombeo electrosumergible, BES, Bombeo de cavidad progresiva, BCP, bombeo mecánico, BMC, levantamiento artificial por gas, LAG, y el bombeo hidráulico tipo jet, BHJ. En los Distritos Apure y Barinas de PDVSA División Boyacá, solo se aplican el BMC y BES en los pozos que requieren una adición de energía.

Principio de funcionamiento del BMC: funciona según el concepto del desplazamiento positivo, consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara. La bomba reciprocante conectada y accionada en superficie por una sarta de cabilla, transmite la energía a los fluidos dentro de la tubería, la finalidad de este proceso es confinar y desplazar los fluidos a

través de la bomba de una zona de baja presión a una zona de alta presión, lo cual permite bajar la presión de fondo, (PDVSA-INTEVEP, 2012). La velocidad en que funciona un equipo de BMC se identifica con los viajes por minuto (VPM), stroke por minuto, entre otros.

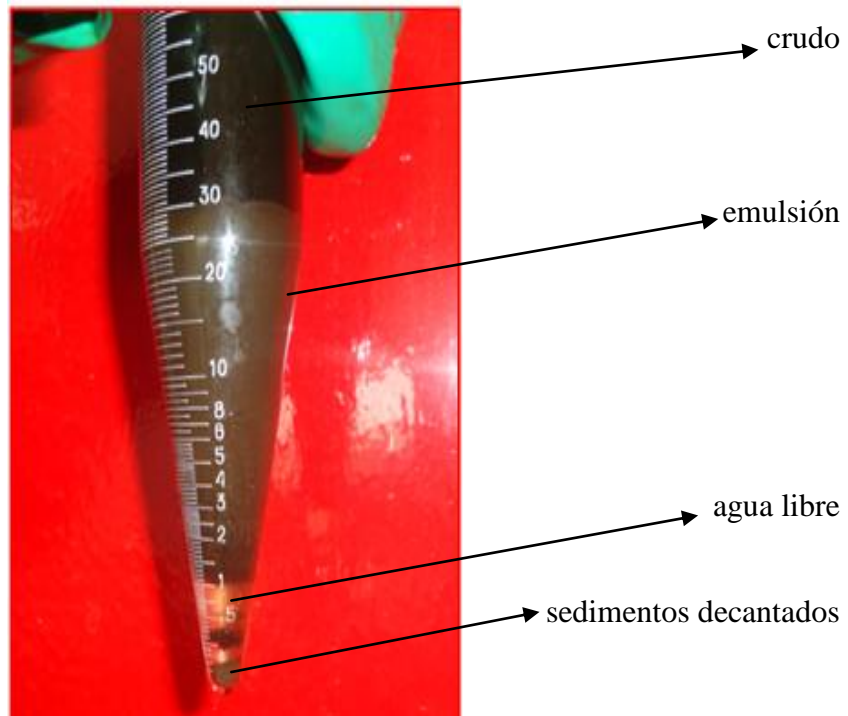
Principio de funcionamiento del BES: suministrar energía a los fluidos dentro de la tubería a través de la conversión de energía cinética a potencial, presión. La energía cinética es transferida por el movimiento rotativo de la bomba la cual a su vez es impulsada por un motor eléctrico de fondo que es energizado por un cable desde superficie, (PDVSA-INTEVEP, 2012). Para hacer alusión de la velocidad en que funciona la bomba, se suele usar el Herz (Hz), como unidad de medida.

Teoría de emulsiones.

Becher (1977), explica que una emulsión es un sistema heterogéneo, que consiste en al menos un líquido inmiscible íntimamente disperso en otro en forma de gotas, cuyos diámetros, en general, exceden 0.1 micras, dicho sistema posee una estabilidad mínima, que puede ser acentuada por algún aditivo como un surfactante, sólidos finamente divididos, entre otros.

La figura N° 5 muestra una emulsión de agua en crudo proveniente de un proceso de caracterización en el Distrito Apure; en ella se puede notar la división de las fases producidas, siendo estas: crudo, emulsión, agua y sedimentos. Cabe destacar que en algunos casos la producción puede ser totalmente emulsionada, en otros, solo una parte emulsiona; el agua que decanta durante los primeros cinco minutos es llamada agua libre.

Figura N° 5. Caracterización de una muestra de crudo emulsionado en el Distrito Apure.



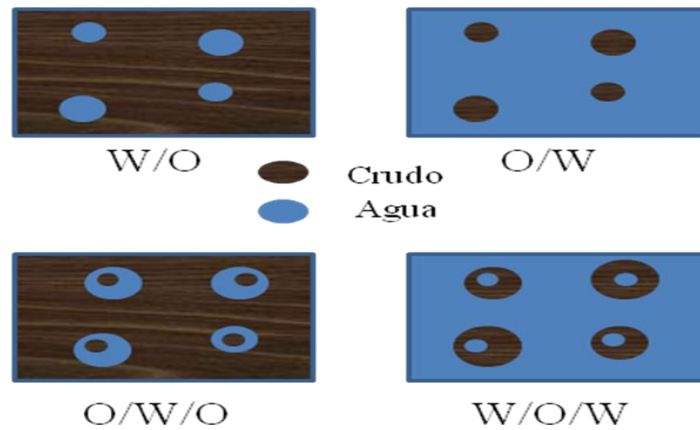
Fuente: PDVSA (2015).

Debido a la amplia aplicación de emulsiones, en diferentes industrias, algunos conceptos pueden variar ligeramente dependiendo del área de estudio a la que se haga referencia o a la industria donde se aplique; en tal sentido, para la presente investigación se hace énfasis en los conceptos relacionados a la industria petrolera.

Clasificación de las emulsiones.

Lendínez (2015), Rodríguez (2011), Salager y Marfisi (2004), y otros, mencionan varios tipos de emulsión; para la presente investigación son de interés las “emulsiones estables”; Loayza (2016), explica que estas son emulsiones donde luego de formadas, las fases no se separan aun después de cinco minutos y requieren de un tratamiento especial para tal fin; este tipo de emulsión se pueden diferenciar considerando cual de los fluidos es la fase dispersa, ver figura N° 6.

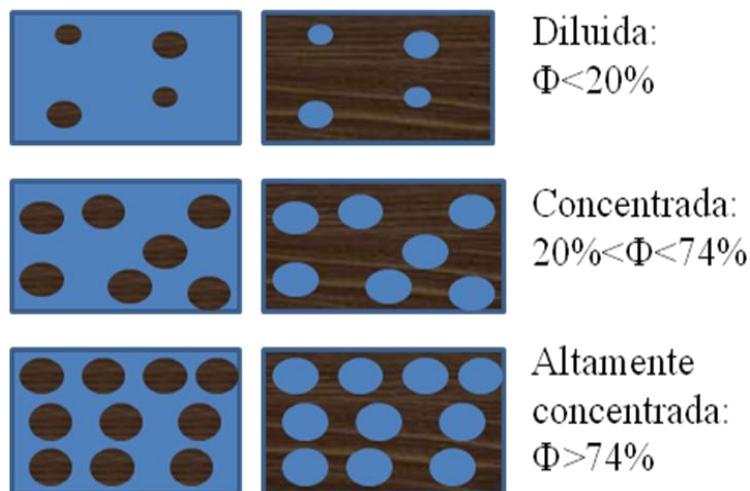
Figura N° 6. Tipos de emulsiones según la fase dispersa.



Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se observa en la figura N° 6, las emulsiones pueden ser de agua en aceite (W/O), aceite en agua (O/W), aceite en agua en aceite (O/W/O), y agua en aceite en agua (W/O/W); en la industria petrolera las más común es W/O llamada emulsión directa, en escasas situaciones se presenta O/W llamada emulsión inversa, las dos últimas se les llama emulsiones complejas, son un caso muy extraño y solo pocos casos se han reportado, (Rodríguez, 2011). Lendínez (2015) señala otra clasificación, en base a la concentración de la fase dispersa, ver figura N° 7.

Figura N° 7. Tipos de emulsiones según la concentración de la fase dispersa.



Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se muestra en la figura N° 7, cuando la concentración de la fase dispersa es menor de 20%, se le llama emulsión diluida, entre 20 – 74% es concentrada, y mayor de 74% es altamente concentrada.

Elementos necesarios para la formación de las emulsiones.

- Dos fluidos inmiscibles: en este caso, el agua y el petróleo.

- Suficiente agitación: durante la producción, el petróleo y el agua se desplazan por el medio poroso a una velocidad de 1 pie/día, esto no es suficiente para formar la emulsión; en el recorrido que realizan los fluidos por los elementos artificiales tales como bombas de fondo, motores, válvulas y otros, se produce una mayor agitación que genera el cizallamiento de las fases y la dispersión de un fluido en el otro, (Salager y Marfisi, 2004).

- Agente emulsionante: su función es proporcionar estabilidad a la emulsión, evitando o retrasando la separación de las fases.

Agentes emulsionantes.

Durante la producción de petróleo estos agentes son numerosos, no obstante, Salager y Marfisi (2004), los clasifican como se muestra a continuación.

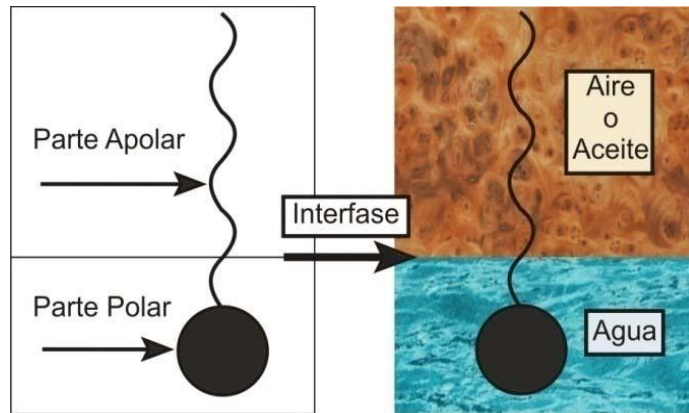
Compuestos naturales surfactantes.

Los surfactantes o agentes tensoactivos, son sustancias química que en su estructura molecular poseen un grupo polar o hidrofílico y un grupo apolar o lipofílico, lo cual le confiere una doble afinidad y actividad interfacial; en la figura N° 8 se muestra la ilustración general de un surfactante. Se puede apreciar que la parte polar siempre busca adherirse al agua y la parte apolar con aceite o aire.

La composición de la parte polar, típicamente contiene N, S, O y/o fosforo, P, encontrados en grupos alcohol, ácido, sulfato, amina y otros; mientras que la parte apolar suele ser un grupo hidrocarbonado de tipo alquil o alquil benceno, y que puede

contener eventualmente átomos de halógeno u oxígeno

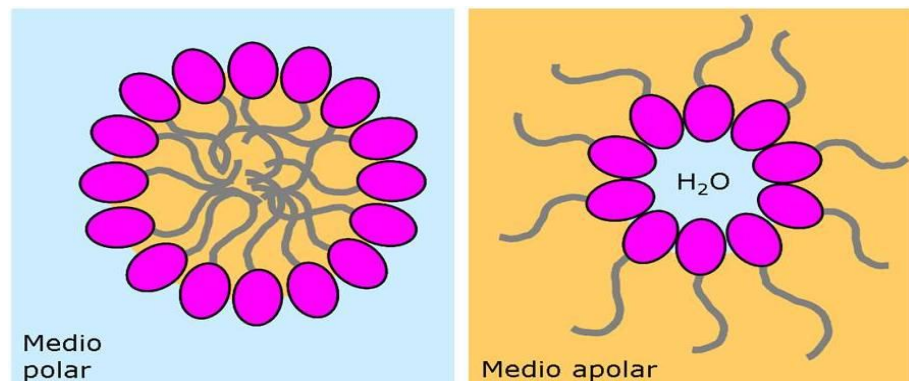
Figura N° 8. Representación de un surfactante y su doble afinidad.



Fuente: Revista "Química Viva". (2010).

Debido a su doble afinidad, los surfactantes, tienen la propiedad de adsorberse a la interfase y luego de una determinada concentración forman micelas, estas cubren totalmente la superficie de contacto entre las fases, la figura N° 9 ilustra este efecto.

Figura N° 9. Formación de las micelas en diferentes medios.



Fuente: Carrero, I. y Herráez, A. (2013).

Cuando se forman las micelas, se reduce la tensión interfacial y por lo tanto, se dificulta el acercamiento entre las gotas que han sido saturadas, es por ello que la emulsión puede permanecer estable sin que se separen las fases. Cabe destacar que

dependiendo del uso o aplicación de un surfactante, estos pueden ser llamados jabones, detergentes, emulsionantes, espumantes, desemulsionantes, inhibidores de corrosión, entre otros.

En la producción de petróleo, los surfactantes naturales están representados por macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas. Tales como asfaltenos y resinas, contenido de ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular, Salager y Marfisi (2004).

Sólidos finamente divididos.

Este es un segundo mecanismo de estabilización, aunque no es extraño de encontrar en los procesos de producción de petróleo, para que esto ocurra, las partículas de sólido deben ser más pequeñas que las gotas dispersas y deben ser mojadas por el crudo y el agua; tales partículas pueden ser arena, arcilla, finos de formación, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, parafinas, asfaltenos precipitados, productos de la corrosión, por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos, entre otros.

Químicos de producción añadidos.

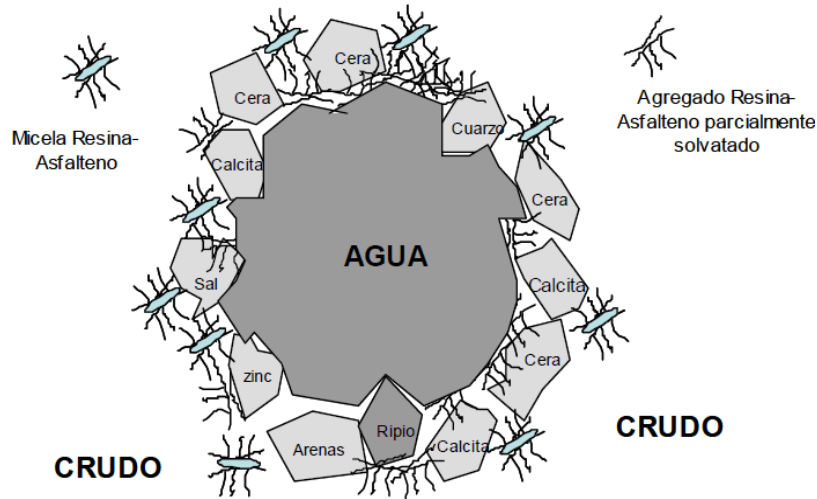
Los productos químicos utilizados durante trabajos de estimulación, reacondicionamiento, entre otros, pueden reaccionar para formar emulsiones; tales productos son inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Efecto de los agentes emulsionantes.

Tal como se mencionó con los surfactantes naturales, los agentes emulsionantes saturan la superficie de la fase dispersa, llegando a cubrir totalmente sus zonas de contacto evitando así la unión entre gotas; Salager y Marfisi (2004)

ofrecen una ilustración representativa de este efecto, figura N° 10.

Figura N° 10. Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.



Fuente: Salager, J. y Marfisi, S. (2004).

En la figura N° 10 se ilustra el efecto conjunto de todos los agentes emulsionantes, no obstante, existen casos donde no todos están presentes, o uno de estos tenga un mayor efecto. Cabe destacar que en distintas investigaciones, se ha concluido que las resinas y los asfaltenos son los principales causantes de estabilizar las emulsiones de agua en crudo, W/O, Velásquez y Pereira (2014).

Papel de las resinas y los asfaltenos

Fingas y Fieldhouse (2009), señalan que la emulsión W/O se estabiliza principalmente por efecto de los asfaltenos, estos tienen una alta tendencia a asociarse y acumularse en la interfase, forman capas rígidas y elásticas en torno a las gotas de agua en el crudo, aun en ausencia de otros agentes emulsionantes; no alteran significativamente la tensión interfacial en relación con los surfactantes comerciales, pero presentan una gran elasticidad en la interfase.

Por otro lado, las resinas han sido identificadas como las responsables de facilitar la agregación de los asfaltenos, su adsorción y estabilidad en la interfase.

“El grado de formación de la emulsión agua en crudo está fuertemente limitado por la cantidad y composición de los asfaltenos y resinas”, Velásquez y Pereira (2014); estudios han demostrado que especialmente cuando existe una relación resina: asfaltenos de 2:1, se presentan los casos de emulsión más estables, (Kilpatrick y Spiecker, 2001).

Propiedades que intervienen en la estabilidad de las emulsiones.

Salager y Marfisi (2004), explican que la estabilidad de una emulsión se refiere a la capacidad de evitar la coalescencia de la fase dispersa o separación de las fases. Dicha estabilidad está sujeta a la relación existente entre diferentes variables, donde una sola no es determinante, sino que, es la combinación de todos los factores lo que ocasiona que una emulsión sea más duradera o presente mayor dificultad para romper. Las principales propiedades son:

Tamaño de gota.

Se encuentra asociado a la intensidad de la agitación aplicada durante el proceso de formación de la emulsión, mientras la agitación sea mayor se obtendrán gotas dispersas de menor tamaño, esto estimula una mayor estabilidad de la emulsión por varias razones, principalmente porque las partículas dispersas tendrán una menor capacidad de movimiento vertical, ya sea, para decantar o para flotar, en el primer caso se debe al poco peso y en el segundo se debe a menor fuerza de flotación, recuérdese que Arquímedes señala que a mayor volumen sumergido, la fuerza de flotación es mayor. Este efecto se ha notado con mayor intensidad cuando las gotas tienen un tamaño menor de 10 μ m, cabe destacar que estos valores son un promedio general, ya que, todas las partículas dispersas varían en sus tamaños.

Tensión interfacial.

En el seno de un líquido, las moléculas se atraen entre sí, cuando este líquido está en contacto con el aire o un gas, las fuerzas no estarán balanceadas en la

superficie, ya que, no hay moléculas del líquido en la parte superior, resultando en una fuerza perpendicular a la superficie; dicha fuerza es conocida como tensión superficial y se considera que por su acción la superficie del líquido tiende a contraerse. Cuando se presenta el caso de una interfase, es decir, dos fases líquidas en contacto, el término aplicado a esta fuerza es tensión interfacial, se suele medir en mN/m o Din/cm.

Mientras el valor de la tensión interfacial sea menor, el tamaño de las gotas se hace menor con más facilidad, lo cual se traduce en una mayor estabilidad; no obstante, tal como señalan Salager y Marfisi (2004), se han encontrado sistemas con tensiones ultra-baja donde se forman emulsiones inestables, lo cual señala que solo reducir la tensión interfacial no es suficiente para estabilizar la emulsión.

Relación de volumen de fases.

Aumentando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número y/o tamaño de gota, además del área interfacial; de esta forma, la distancia de separación se reduce y aumenta la probabilidad de colisión entre gotas, causando menor estabilidad de la emulsión. Sin embargo, Velásquez y Pereira (2014), señalan que las emulsiones estables contienen de 65 a 85% de agua

Viscosidad de la fase externa.

A mayor viscosidad de la fase externa, el coeficiente de difusión será reducido con mayor intensidad y la frecuencia de colisión de las gotas también será menor, contribuyendo a estabilizar la emulsión.

Diferencia de densidad.

La fuerza neta de gravedad que puede actuar en una gota dispersa es directamente proporcional a la diferencia de densidad entre esa gota y la fase continua. Cuando el crudo posee una densidad menor que la del agua, mientras mayor sea la diferencia de densidades, las gotas de agua pueden decantar con mayor

facilidad; en otras palabras, mientras la gravedad API del crudo sea mayor, la estabilidad de la emulsión será menor.

Tipo de crudo.

Dependiendo del tipo de crudo, se determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales; comúnmente los crudos de base parafínica no forman emulsiones estables, mientras que crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen.

Salinidad de la salmuera.

La concentración de sales en el agua de formación también contribuye en la formación de emulsiones estables, una menor salinidad del agua tiende a promover la formación de emulsiones estables, caso contrario cuando la concentración de sal aumenta.

pH.

Gómez y colaboradores (1987), presentan una tabla comparativa donde se el efecto del pH sobre los tipos de emulsión y su estabilidad, ver tabla N° 1.

Tabla N° 1. Efecto del pH sobre los tipos de emulsión y su estabilidad.

pH	Tipo de emulsión	Estabilidad de la emulsión
3,0	agua-aceite	alta
6,0	agua-aceite	alta
10,0	agua-aceite	baja
10,5	ninguna	inestable
11,0	aceite-agua	baja
13,0	aceite-agua	baja

Fuente: Gómez, J. (1987).

Como se puede apreciar en la tabla N° 1, a medida que el pH aumenta la estabilidad de la emulsión es menor, por lo tanto, mientras el agua de formación sea más ácida tendrá mayor influencia en la estabilidad de la emulsión, caso contrario si

su tendencia es básica.

Presencia de cationes.

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

Propiedades reológicas interfaciales.

Cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni.

Envejecimiento de la interfase.

A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias, (Salager y Marfisi, 2004).

Temperatura.

Es considerado como el agente de mayor influencia en la estabilidad de las emulsiones, el incremento de la temperatura afecta o disminuye los valores de otras propiedades como la viscosidad y densidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial, la adsorción de surfactantes y la tensión interfacial. En otras palabras, el incremento de temperatura disminuye la estabilidad de la emulsión.

Deshidratación de crudo.

Se llama “proceso de deshidratación de crudo” o simplemente “proceso de deshidratación”, al conjunto de acciones u operaciones realizadas a fin de reducir la presencia de agua en el crudo, hasta un valor indicado por las especificaciones de un comprador, o en las especificaciones que oferta la empresa, dicho valor suele ser menor de 1% (<1 %AyS), (Salager y Marfisi, 2004); en PDVSA División Boyacá la especificación es crudo con menos de 0,5% AyS.

Métodos de deshidratación de crudo.

En relación a lo explicado con anterioridad, las emulsiones se forman en el aparataje de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento; por tal razón, una de las recomendaciones que se plantea para evitar la formación de emulsiones es reducir esta turbulencia, sin embargo, la demanda de producción exige que se implementen técnicas y métodos que permitan aumentar la extracción de crudo.

Las soluciones ingenieriles suelen ser equipos de levantamiento artificial, inyección de productos químicos para fracturar la formación, estimulación de pozos, inhibidores de corrosión y otros; en el 90% de los casos estas técnicas generan o agravan los problemas de emulsión. Dado que es casi inevitable la formación de emulsiones, también se han desarrollado métodos para desestabilizarlas y separar el agua del crudo, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento, Bansbach y Bessler (1975), Loayza (2016), Gómez y colaboradores (1987); en los Distritos Apure y Barinas, se implementa una combinación del método químico y mecánico, aprovechando la temperatura que poseen los fluidos producidos.

Método químico.

Consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, Salager y

Marfisi (2004); además, debido a que las características de las emulsiones varían de campo en campo y debido a los cambios de producción o alteraciones realizadas por los ingenieros, se han desarrollado diferentes productos cada uno destinado a una segregación de crudo particular, Marfisi (2005); actualmente es el método de mayor aplicación en el mundo.

Entre las teorías que tratan de explicar el efecto de los productos desemulsionantes, las consideradas más importantes, se describen a continuación.

- Con la adición de productos químicos se trata de invertir la emulsión; es decir, una emulsión de agua-petróleo se trataría de convertir en una emulsión de petróleo-agua. Durante este proceso se alcanzaría la condición intermedia de separación completa de las dos fases.
- La acción de los compuestos químicos desemulsionantes hace que la película del agente emulsionante, que rodea las gotas de agua, adquiera una rigidez quebradiza hasta provocar una contracción que causa el rompimiento de la película, con lo cual las gotas de agua se ajuntan y decantan.
- La adición de surfactantes a una emulsión causa una reducción notable de la tensión superficial entre otros líquidos en contacto, permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decantan. Esta es la teoría que se considera más importante, por ser la más moderna y aceptada.

Otra propiedad deseable en un desemulsionante es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, de manera que sean incorporados en el agua separada, (Gómez y colaboradores, 1987).

La química desemulsionante puede ser inyectada en el fondo del pozo, cabezal, múltiples de producción, o en la estación de flujo específicamente en el tanque de lavado, dependiendo de las volumetrías de química requerida y la rentabilidad económica, además de permitir un adecuado mezclado entre el producto

y la emulsión tratada.

Método mecánico.

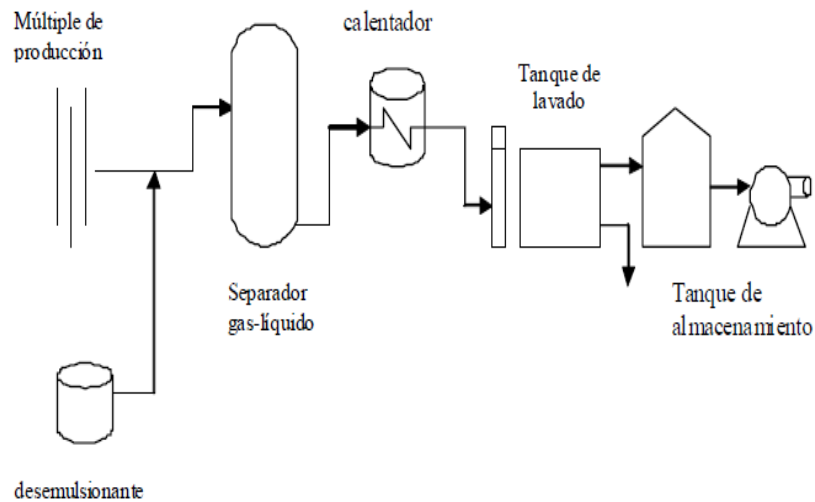
El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado, Salager y Marfisi (2004).

Aunque existen variados métodos para la deshidratación de crudo (eléctrico, térmico, químico,...), la práctica más común en la industria es inyectar desemulsionantes y permitir un tiempo de reposo en los tanques de lavado cuando los crudos son livianos a medianos, mientras que con los crudos pesados y extrapesados es necesario la aplicación de calor, en adición a la química y tiempo de reposo. En el caso de las estaciones de flujo Guafita y Silván, donde se reciben crudos medianos, solo se implementa la inyección de química y tiempo de reposo, dado que históricamente ha sido un método que arroja los resultados deseados.

Sistema de deshidratación de crudo.

Antes de definir el sistema de deshidratación, se debe saber que una estación de flujo es un conjunto de equipos interrelacionados para recibir, separar, almacenar momentáneamente y bombear los fluidos provenientes de los pozos productores de petróleo ubicados en su vecindad; el agua es vertida al ambiente luego de asegurar que cumple con las especificaciones establecidas por las leyes ambientales, mientras que los hidrocarburos son enviados a sus respectivos tanques de almacenamiento. La figura N° 11 ilustra los equipos principales para deshidratar crudo en una estación de flujo.

Figura N° 11. Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.



Fuente: Salager, J. y Marfisi, S. (2004).

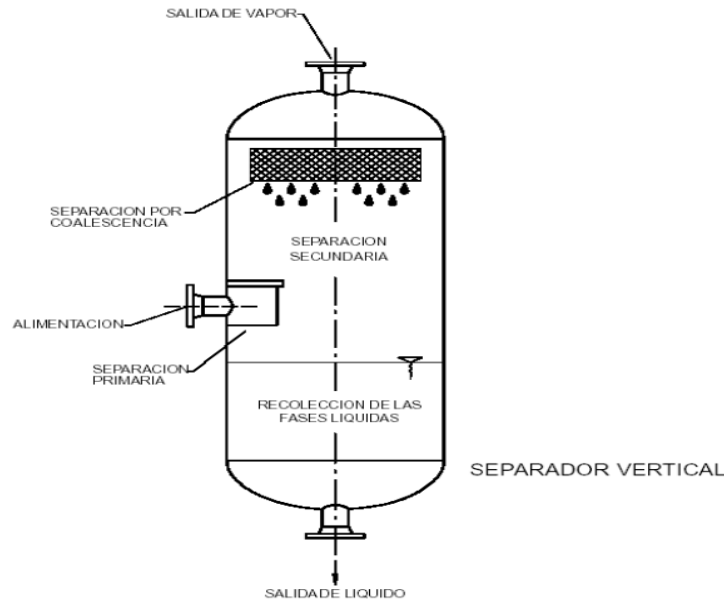
El sistema de deshidratación de crudo está compuesto principalmente por los tanques de lavado y los separadores, cuando son de tipo trifásico.

Separadores.

Son cilindros de acero que por lo general se utilizan para disgregar la mezcla de hidrocarburos y agua en sus componentes básicos: gas, petróleo y agua, a determinada presión y temperatura; pueden ser bifásico o trifásicos. La figura N° 12 ilustra un separador vertical bifásico y los procesos de separación que este realiza.

En la figura N° 12, se aprecia que justo a la entrada del separador ocurre la primera separación, donde los gases más livianos se dirigen rápidamente a la parte superior arrastrando una parte de hidrocarburos líquidos y/o agua, en estado gaseoso, que se condensan en forma de pequeñas gotas, descendiendo luego de unirse y formar gotas de mayor tamaño; otros gases de mayor peso requieren un tiempo más prolongado para separarse.

Figura N° 12. Procesos de separación realizadas por un separador vertical bifásico.



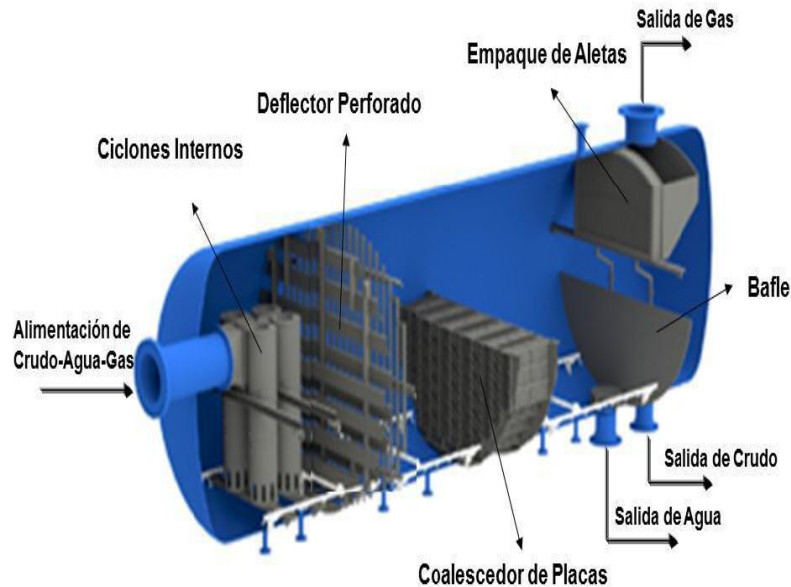
Fuente: Rodríguez, L. (2015).

Los separadores bifásicos o “separadores gas-líquido”, son utilizados para la separación de un fluido en sus fases líquida y gaseosa; por otro lado, los separadores trifásicos o “separadores líquido-líquido-gas”, son empleados para separar la mezcla de hidrocarburos y agua en: agua, crudo y gas; dicha separación es muy positiva cuando el crudo no se ha emulsionado con el agua; entre estos tipos de separadores se encuentran, los “separadores de agua libre” o “free water knock out o FWKO”, ver figura N° 13.

En la figura N° 13, se puede notar que dentro de los FWKO se encuentran una serie de dispositivos que permiten la separación de fases, iniciando con los ciclones que disgregan el gas del líquido aprovechando la velocidad con que entran los fluidos; seguidamente, un deflector perforado que disipa la energía cinética del fluido, de esta forma se genera un ambiente adecuado para la desgasificación y optimiza la separación líquido-líquido; los fluidos líquidos, agua y crudo, que salen del deflector ingresan al coalescedor de placas, el cual funciona según el principio de diferencias de densidades, ellas gotas de crudo en la fase acuosa ascenderán a la interfase

mientras que las gotas de agua en la fase crudo decantarán.

Figura N° 13. Elementos de un separador de agua libre para la separación de la mezcla trifásica en sus componentes básicos.



Fuente: Rodríguez, L. (2015).

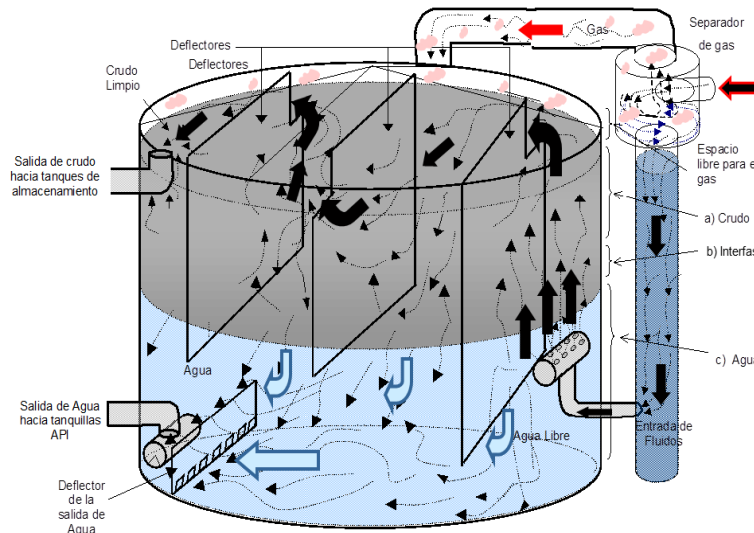
En cuanto a la corriente de gas, antes de salir, pasa por un empaque de aletas, la función de este es recolectar los restos de líquido que esta corriente arrastró; el paso por el empaque obliga que la corriente de gas cambie de dirección en muchas ocasiones, debido a que las partículas de líquido son más pesadas y viscosas que el gas, estas se adhieren a las paredes formando una película de líquido, la aglomeración de este se almacena en un colector y es enviada al fondo del separador.

Tanques de lavado.

Son los equipos en donde se culmina el proceso de deshidratación del crudo, consisten en un recipiente que por lo general es cilíndrico, de dimensiones y capacidad diseñada acorde a la producción de fluidos de los pozos asociados a la estación de flujo. Estos tanques funcionan bajo el principio de diferencia de densidad, poseen una serie de dispositivos internos que permiten separa la mezcla agua/crudo y recolectar el gas que aun se desprende del crudo. En la figura N° 14 se ilustra un

tanque de lavado con deflectores paralelos y el recorrido que realizan los fluidos a fin de separar las fases.

Figura N° 14. Recorrido de los fluidos en un tanque de lavado durante el proceso de deshidratación.



Fuente: Rodríguez, L. (2015).

En un tanque de lavado se pueden diferenciar tres zonas: a) crudo, b) interfase y c) agua; la zona de la interfase suele caracterizarse por la presencia de un colchón de emulsión o también llamado “zona de transición”, mientras esta zona sea de menor tamaño, es señal que la emulsión no es muy estable y existe una deshidratación óptima, en caso que el espesor supere el promedio del tanque, indica deficiencia en el proceso de deshidratación de crudo.

La mezcla agua/crudo proveniente de los separadores ingresa a los desgasificadores ambientales, donde se libera el gas aun presente en el fluido, dicho gas es expulsado al ambiente a través de un dispositivo de venteo; las fases líquidas ingresan por la parte baja del tanque y fluyen a través del agua de lavado, continúan su movimiento ascendente y penetran la zona de emulsión donde disminuye la velocidad de ascenso, esto permite que el agua libre remanente se asiente en la parte baja del tanque y el petróleo deshidratado, por ser más liviano, pasa a la parte superior, permitiendo que rebose por el nivel más alto del tanque a través de la

tubería de descarga hacia los tanques de almacenamiento. (Fernández, 2002).

A fin de asegurar que el proceso de deshidratación ha ocurrido de forma correcta, se realizan mediciones periódicas del corte de agua o porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), al petróleo que rebosa del tanque, el cual deberá poseer un valor menor de 0,5%AyS, según las especificaciones de PDVSA División Boyacá. En el caso del agua, es expulsada por una tubería en la parte baja del tanque con dirección a las taquillas API.

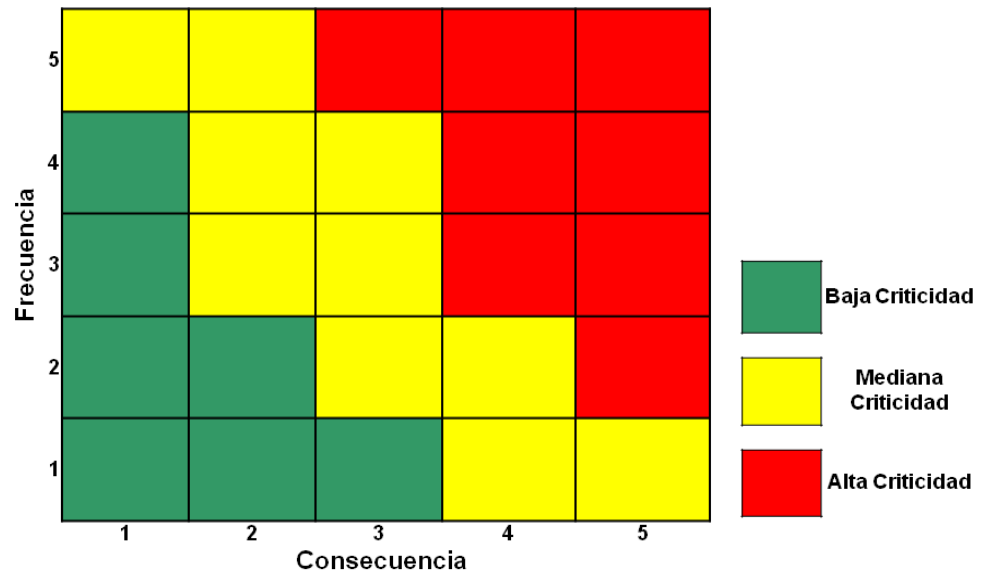
Matriz de criticidad.

“Las técnicas de análisis de criticidad son herramientas que permiten identificar y jerarquizar por su importancia los activos de una instalación sobre los cuales vale la pena dirigir recursos humanos, económicos y tecnológicos”, (Parra y Crespo, 2012). El análisis de criticidad permite determinar la importancia y las consecuencias de los eventos susceptibles a fallas de un sistema, dentro del contexto propio donde este se desempeña. Una matriz de criticidad es una representación de la jerarquización realizada por medio de un análisis de criticidad, pudiendo ser un flujograma, una gráfica o un esquema.

Los autores Parra y Crespo (2012), señalan tres modelos principales de criticidad (cualitativo, semi-cuantitativo y cuantitativo), entre ellos se encuentra el modelo semi-cuantitativo; su principio de operación es “cuantificar las consecuencias o impacto de las fallas de los componentes de un sistema, y la frecuencia con que se presentan”, (Romero, 2013); para dicho fin, la criticidad se presenta como el resultado de multiplicar la frecuencia de un fallo por la consecuencia del mismo.

La figura 15 muestra una matriz de criticidad correspondiente al modelo semi-cuantitativo; en ella se puede observar que la matriz de criticidad está compuesta por dos ejes, donde las variables reflejadas son la frecuencia en que ocurre un evento y su consecuencia. Para un evento determinado, estas dos variables reciben una ponderación acorde al contexto operacional del sistema que se está evaluando.

Figura 15. Matriz de criticidad representativa para el modelo de análisis de criticidad semi-cuantitativo.



*Cabe aclarar que los mapas de criticidad semi-cuantitativo también suelen variar, ya que, están ligados a la forma en que se diseña el análisis de criticidad.

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018)

La matriz mostrada en la figura 15 posee tres zonas de colores distintos: “baja criticidad” representada por el color verde, en esta zona se sitúan los eventos de menor relevancia o que poseen menor impacto en el sistema; “mediana criticidad” representada por el color amarillo, o zona de transición, en esta zona se sitúan los eventos con influencia intermedia, pero que al cambiar el valor de una variable se puede situar en zona de baja o alta criticidad; “alta criticidad” representada por el color rojo, también puede ser referida como zona crítica, en ella se sitúan los eventos que ocasionan la mayor afectación al sistema, por lo tanto, refleja los eventos a los cuales se les debe prestar mayor atención.

Nótese que el resultado de multiplicar la frecuencia por la consecuencia será similar a graficar un punto en un plano de coordenadas, solo que en este caso es un recuadro y no un punto, dependiendo de la zona en que se ubique, el evento será considerado de baja, mediana o alta criticidad. La ventaja de este modelo es que

permite reflejar, inclusive, aspectos cualitativos de una forma cuantitativa.

Debido a su flexibilidad y sencillez de aplicación, existen diversos modelos de criticidad desarrollados por diferentes empresas a nivel mundial, (Parra y Omaña, 2001). Su principio es el mismo y simplemente son ajustados a las características de la industria en donde se desea implementar, Woodhouse (1996); de esta forma se refleja otra de sus ventajas, ya que, no es exclusiva para jerarquizar la criticidad de los eventos, sino que, también es aplicable para jerarquizar o determinar la importancia, influencia o criticidad de los mismos elementos de un sistema.

El proceso simple para ajustar el análisis de criticidad semi-cuantitativo, consiste en seleccionar dos aspectos, factores o propiedades que puedan ser relacionadas entre sí; seguidamente, evaluar si pueden ser medidos, es decir, si poseen un comportamiento variado; luego se establece una escala de ponderación, la más sencilla es del 1 al 5, donde el valor más bajo representa los impactos menores y los impactos mayores se representan con el número más alto, Romero (2013); y se determina un rango para los valores medidos, dichos rangos serán representados por la escala de ponderación para ser plasmados en la matriz de criticidad.

La tabla 2 muestra un ejemplo para realizar una ponderación sencilla, sobre un determinado evento considerando la frecuencia en que ocurre y las pérdidas monetarias que ocasiona.

Tabla 2. Escalas de ponderación para un sistema, basado en la frecuencia en que se repite un evento y el impacto económico que este genera.

Variable	Ponderación				
	1	2	3	4	5
Frecuencia (fallas/año)	$0,002 \leq F$	$0,002 < F \leq 0,02$	$0,02 < F \leq 0,2$	$0,2 < F \leq 2$	$F > 2$
Pérdidas (Bs.S)	$\leq 1 \text{ M}$	$> 1 \text{ M}; \leq 5 \text{ M}$	$> 5 \text{ M}; \leq 15 \text{ M}$	$> 15 \text{ M}; \leq 50 \text{ M}$	$> 50 \text{ M}$

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se puede apreciar en la tabla 2, la escala de ponderación facilita el manejo de cifras muy amplias reduciéndolas valores puntuales, que permiten una establecer valores para cada variable.

SISTEMA DE VARIABLES

Para Behar (2008, p. 53), las variables “significa características, aspecto, propiedad o dimensión de un fenómeno y puede asumir distintos valores”; mientras que para Arias (2012, p. 57) es una “característica o cualidad; magnitud o cantidad, que puede sufrir cambios, y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación”; de acuerdo a su función en una relación causal, son variables independientes y dependientes; en tal sentido, la presente investigación se rige por las siguientes variables:

- **Variables independientes:** propiedades de yacimiento, propiedades de los fluidos, completación de pozos, condiciones de operación en superficie.
- **Variables dependientes:** caudal de fluidos, porcentaje de emulsión.

MAPA DE VARIABLES.

Tabla 3. Mapa de Variables.

Objetivo General: Analizar las distintas fases de emulsión agua/crudo (W/O), en los sistemas de deshidratación de los campos que pertenecen a los Distritos Apure y Barinas de PDVSA División Boyacá

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores
Jerarquizar de acuerdo a condiciones críticas los pozos activos asociados a la estación de flujo Guafita en el Distritos Apure y estación de flujo Silván en el Distrito Barinas - PDVSA División Boyacá.	Condiciones críticas	Son todos los factores (condiciones o parámetros), que promueven la formación y/o estabilidad de emulsión.	<ul style="list-style-type: none"> • I%E. • ITE. • IBNPD. • I% AyS. • IPF.
Caracterizar experimentalmente las distintas fases de los pozos activos con presencia de emulsión en la estación de flujo Guafita y la estación de flujo Silván - PDVSA División Boyacá.	Propiedades de las fases de la emulsión	Son las propiedades que poseen los fluidos, que sean medibles o apreciables mediante los ensayos de laboratorio efectuados en el CAS, ya sea de forma individual o a ambas fases mezcladas (emulsión).	<ul style="list-style-type: none"> • Corte de agua, porcentaje y tipo de emulsión. • Viscosidad, °API. • Salinidad, sólidos, dureza.
Analizar el sistema agua/crudo de los fluidos caracterizados y su influencia en los sistemas de deshidratación donde convergen.	Condiciones de operación	Se refiere a las condiciones actuales en que se encuentran operando las estaciones de flujo Guafita y Silván.	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de química, completación, temperatura, distancia de los pozos hasta la estación de flujo.

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.

En Venezuela, los hidrocarburos son considerados un recurso estratégico y un bien de interés público; esto se ve reflejado en la máxima ley como lo es la **Constitución de la República Bolivariana de Venezuela**, en su artículo 302.

Artículo 302. “El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo”.

Por otro lado, la **Ley Orgánica de los Hidrocarburos**, en el artículo 5 señala lo siguiente:

Artículo 5. “Las actividades reguladas por esta Ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente. A tal fin se promoverá el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación en el país de materias primas provenientes de los hidrocarburos, así como la incorporación de tecnologías avanzadas. Los ingresos que en razón de los hidrocarburos reciba la Nación propenderán a financiar la salud, la educación, la formación de fondos de estabilización macroeconómica y a la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, todo ello en función del bienestar del pueblo”.

De esta forma, la Ley Orgánica de los Hidrocarburos establece el aprovechamiento del petróleo para el desarrollo nacional, además, señala el fortalecimiento del sector productivo nacional; la presente investigación aporta al cumplimiento de estas indicaciones que establece la ley, ya que, forma parte de

proyecto mayor para la formulación de productos químicos, el cual contribuirá directamente con las consideraciones que menciona el artículo 5.

Considerando la actual situación de crisis económica que atraviesa el país, el ejecutivo nacional ha promulgado una serie de decretos con la intención de contrarrestar la situación y continuar con el funcionamiento de la industria nacional, entre estos se encuentran:

Decreto Presidencial de la República, Decreto N° 3368, Gaceta Oficial N° 41376, Abril 12 de 2018. Este Decreto tiene por objeto establecer un régimen especial, de carácter transitorio, además, autoriza al Ministro del Poder Popular del Petróleo, con una serie de facultades extraordinarias, para aumentar la capacidad de producción.

Dicho el punto anterior, la crisis que atraviesa el país es un evento que queda expuesto y el decreto citado, demuestra la necesidad que existe en la nación de mejorar la producción con esfuerzo propio, aspecto en el que, el presente trabajo contribuirá a lograr.

NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

Arias (2012, p. 24), explica que la investigación descriptiva “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. En tal sentido, la presente investigación se clasifica como descriptiva, ya que, su cometido es analizar las emulsiones que se forman en los sistemas de deshidratación, a fin de identificar las variables que intervienen en la formación y estabilidad de las mismas.

Además Arias (2012, p. 26), sobre la investigación explicativa señala que “se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto”; por otro lado, Hernández (2006), citado por Guerrero (2013, p. 39), explica que los estudios explicativos “van más allá de la descripción de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos” y que están dirigidos a responder por “las causas de los eventos y fenómenos físicos o sociales”, su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta, o por qué se relacionan dos o más variables.

Considerando la definición de los estudios explicativos, la presente investigación se considera en esta categoría, dado que busca identificar como la relación entre las variables encontradas desde el yacimiento hasta la estación de flujo, y las mismas propiedades de los fluidos, se presta para la formación y estabilidad de las emulsiones.

Diseño de la investigación

Atendiendo a los objetivos que se desean alcanzar con el presente estudio, el diseño implementado es documental y de campo; en el primer caso, Arias (2012, p.27), señala que la investigación documental “es un proceso basado en la búsqueda,

recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales”; en adición, Salinas (2008, p. 18), indica que “se basa en asuntos, datos u observaciones ya pasados y que el investigador toma y analiza, asumiendo la veracidad de los datos u observaciones”.

En ese aspecto, para el desarrollo de la presente investigación, parte importante de la información es adquirida en documentos archivados de PDVSA, trabajos de pasantías, tesis, entre otros.

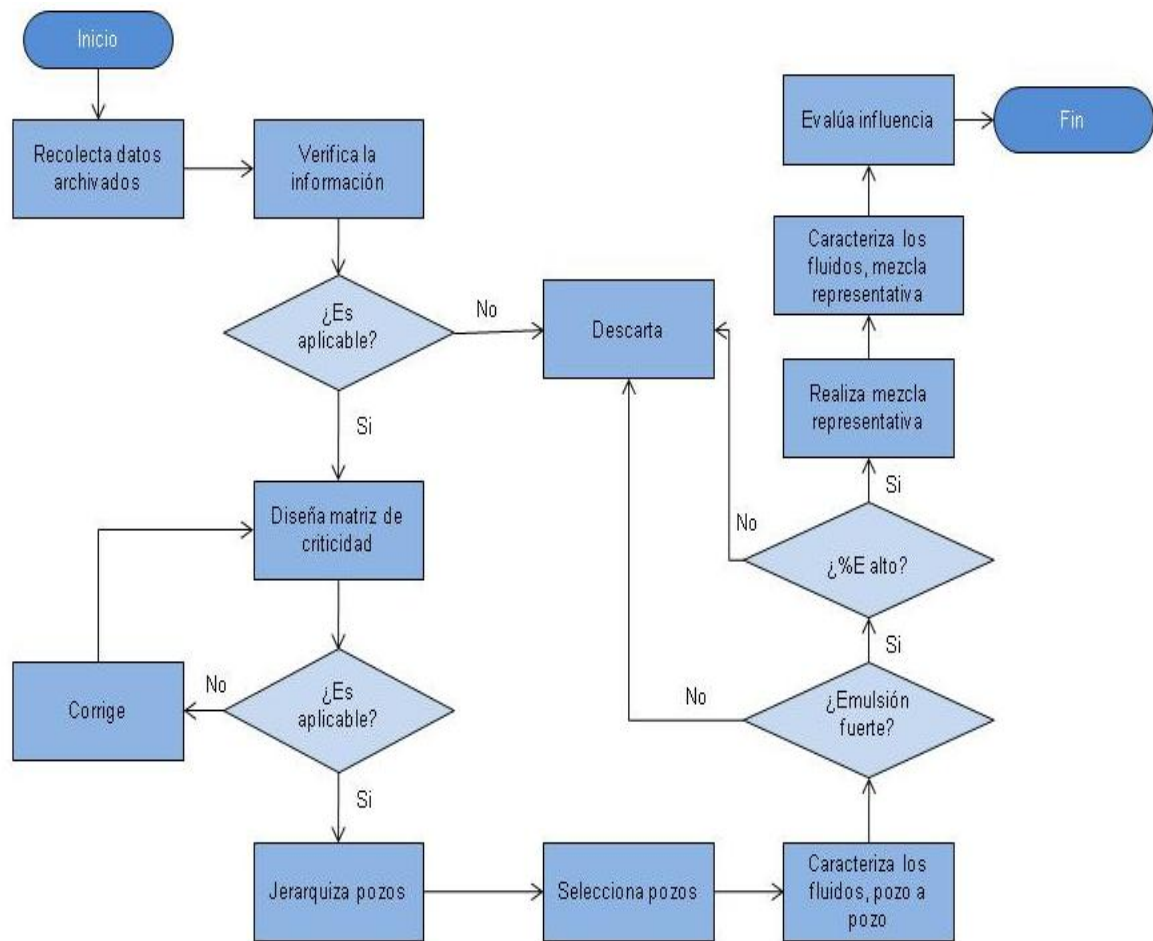
En el caso de la investigación de campo, Palella y Martins (2004, p. 38), indican que “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos sin manipular ni controlar las variables”; en tal sentido, para el estudio presente fue necesario la recolección de datos directamente en los campos estudiados, específicamente la toma de muestras pertenecientes a los pozos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván.

En adición, para efectuar la caracterización de los fluidos, agua y crudo, a fin de determinar las propiedades que estos poseen, los bachilleres realizaron personalmente los análisis de laboratorio en el Centro de Análisis Silvestre, CAS, bajo la supervisión de los analistas que laboran en el mencionado recinto.

METODOLOGÍA

En esta sección se describe el desarrollo de la investigación, detallando los procesos y actividades realizadas para el cumplimiento de de los objetivos planteados. La figura 16 muestra de forma resumida el proceso de investigación que fue seguido en el presente estudio, resaltando los procesos de mayor relevancia, los cuales permitieron adquirir los datos y llegar a las conclusiones del mismo.

Figura 16. Diagrama de flujo, implementado para el desarrollo de la investigación.



Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

En la figura 16, se observa que durante el desarrollo de la investigación, resaltan nueve (9) procesos principales; los cuales reflejan el cumplimiento de los objetivos específicos por los que se rige el presente estudio; por lo tanto y, siguiendo ese orden, son descritos a continuación.

Recolección de datos archivados.

Esta etapa consistió en la revisión de documentos de PDVSA División Boyacá, sobre los comportamientos de producción, inyección de productos químicos desemulsionantes, instalaciones de equipos de levantamiento artificial, cambios de

arena, pozos que han presentado emulsión durante el periodo 2013 – 2017 en las estaciones de flujo Guafita y Silván,

Verificación de la información.

En esta etapa, se evaluó la veracidad o aplicabilidad de los datos obtenidos para el tiempo actual; principalmente pozos con registros de emulsión y que aun produzcan en el mismo yacimiento

Jerarquización de pozos.

El primer objetivo específico de la presente investigación, tiene como finalidad jerarquizar los pozos según el nivel de influencia para formar y estabilizar la emulsión en el sistema de deshidratación al cual están asociados; para concretar dicho objetivo se realizaron los siguientes procesos.

Diseño de la matriz de criticidad.

Como ya se ha explicado en el capítulo anterior, el análisis de criticidad semi-cuantitativo es una técnica que permite la jerarquización de eventos o elementos de un sistema, basado en criterios establecidos según el contexto de operación donde se implementa.

En tal sentido, fue necesario ajustar el modelo de criticidad al contexto operacional de los Distritos Apure y Barinas, para tal fin se procedió a evaluar las variables que intervienen en el proceso de producción de petróleo. La tabla 4, presenta las cuatro categorías en que se clasifican las variables consideradas inicialmente para el diseño de la matriz de criticidad.

Tabla 4. Categorías de las variables consideradas inicialmente para el diseño de la matriz de criticidad, destinada a la jerarquización de pozos.

Categoría	VARIABLES ESPECÍFICAS
VARIABLES DE YACIMIENTO	Tipo de formación, presión de yacimiento, presión de burbuja.
VARIABLES DE COMPLETACIÓN	Tipo de empaque, método de levantamiento artificial.
VARIABLES DE PRODUCCIÓN	Tasa de producción de crudo, corte de agua, porcentaje de emulsión, tipo de emulsión.
VARIABLES POR PROPIEDADES DE FLUIDOS	Gravedad API, viscosidad, relación gas/petróleo.

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Inicialmente, se procuró diseñar la matriz de criticidad considerando todas las variables, sin embargo, las características del análisis de criticidad impidieron que las variables de yacimiento y de completación fueran implementadas; esto se debe a que las variables deben poseer valores distinguibles entre ellos o, en su defecto, una variación en más de dos aspectos.

Las variables descartadas, en sus respectivos distritos, no poseen un comportamiento que permita establecer escalas de diferencia entre ellas; sin embargo, estas variables solo fueron descartadas para el diseño de la matriz de criticidad, pero no para el estudio en general, ya que, no se niega la posibilidad de que las mismas pueden tener influencia en la formación y estabilidad de las emulsiones.

Las variables que finalmente se implementaron en el análisis de criticidad fueron las referidas a la producción y las propiedades de los fluidos, a las cuales se les asignó una escala de ponderación del 1 al 5, según fuese el caso. Se procedió a recolectar el conocimiento del personal de PDVSA División Boyacá, relacionado con el manejo de la producción y al tratamiento de las emulsiones, mediante un proceso de entrevista informal o semi-estructurada, con el objetivo de identificar los criterios que estos poseen sobre los rangos de valores para las variables seleccionadas, señalando los límites altos y bajos.

Luego de obtener la información del personal de PDVSA, estos datos fueron relacionados con los aspectos teóricos referentes a la estabilidad de las emulsiones, con el propósito de establecer una ponderación que se ajuste a las condiciones de operación de las áreas en estudio y a los fundamentos teóricos. A continuación se describe la ponderación de estas variables.

Porcentaje de emulsión, (% E).

Es la variable que señala el impacto directo de la producción de un pozo en el sistema de deshidratación. En el contexto de PDVSA División Boyacá un porcentaje de emulsión mayor a 30% (>30%E) se considera alto, consecuentemente, en el CAS los pozos que presentan este comportamiento suelen usarse para realizar pruebas de eficiencia de productos químicos desemulsionantes. Para su ponderación, los porcentajes de emulsión >30% se establecen con un valor de 5 y, con 1 cuando no existe; estos valores y los demás rangos de ponderación, se muestran en las tablas 5 y 6.

Tipo de emulsión, (Tipo E).

Esta variable tiene relación directa con la criticidad del pozo; consiste en una determinación empírica y de tipo cualitativa que se maneja en PDVSA División Boyacá. En consecuencia no existe un rango cuantitativo de valores específicos para las categorías en que se clasifica el tipo de emulsión, sino simplemente calificativos: débil, media y fuerte; esta clasificación corresponde a la dificultad de movimiento que presenta la emulsión cuando se realiza una determinación del porcentaje de agua y sedimentos; la ponderación se muestra en las tablas 5 y 6.

Tasa de producción neta de crudo, (BNPD).

Esta variable indica principalmente el nivel de importancia económica para un pozo. Dado que en la mayoría de los casos, las emulsiones que se presentan durante la producción de petróleo son de tipo W/O, donde el crudo representa la fase dispersa, a

mayor presencia de esta fase la estabilidad de la emulsión es mayor, (Salager y Marfisi, 2004). Los valores de ponderación se muestran en las tablas 5 y 6.

Porcentaje de agua y sedimentos, (%AyS).

También llamado corte de agua, se refiere a la cantidad de agua y partículas sólidas que van asociadas a la producción de crudo. Dado que, en la mayoría de casos los sólidos no se ven durante una caracterización rutinaria, el término suele usarse únicamente para hacer alusión al contenido de agua asociada al crudo. Comúnmente el agua representa la fase dispersa y a mayor contenido de esta la estabilidad de la emulsión será menor, por consiguiente, altos cortes de agua representan una menor criticidad, esto se puede apreciar en las tablas 5 y 6.

Gravedad API, (°API).

Los pozos asociados a las estaciones de flujo en estudio, segregan crudos clasificados como medianos e inclusive crudos livianos, con gravedad API entre 20 y 35 °API. Mientras los valores de °API sean menores la diferencia de densidades también lo será, contribuyendo a la estabilidad de la emulsión, en este sentido, a menor °API, el pozo posee mayor criticidad.

Viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento (en centipoise).

Velásquez y Pereira (2014), señalan que mientras la viscosidad del crudo sea mayor, evita la coalescencia de las gotas de agua con más facilidad. En este caso se tomo en consideración la viscosidad a condiciones de yacimiento, dado que no se poseían datos de la viscosidad del crudo al momento de entrar o salir de la estación de flujo. La viscosidad a condiciones de yacimiento es influenciada por la relación gas/petróleo y presenta valores más bajos que en la superficie.

Relación gas/petróleo, (RGP).

El contenido de gas en el crudo puede afectar de dos formas, por una parte,

Chew y Connallyel (1959), demostraron mediante una correlación gráfica, que el gas disuelto en el crudo disminuye su viscosidad y mientras este se libera, la viscosidad aumenta; una vez que el crudo llega a los tanques de lavado, la presencia de gas es casi nula, por lo tanto, mientras la RGP inicial de un yacimiento sea mayor, el crudo presentara mayor incremento de viscosidad al llegar a la superficie.

Por otro lado, cuando el gas disuelto en el crudo empieza a liberarse, facilita que se genere turbulencia dentro de la tubería por donde es transportado, lo cual es un factor para la formación de emulsiones. En el Distrito Apure la RGP es muy baja (4 – 50 PCN/BN) en relación a los valores mostrados en el Distrito Barinas (20 – 600PCN/BN), por lo cual, este criterio no tuvo mucha relevancia para jerarquizar los pozos asociados a la EF Guafita.

Las tablas 5 y 6 muestran las ponderaciones definidas para los rangos de valores de cada variable.

Tabla 5. Ponderación de las variables seleccionadas para el análisis de criticidad en EF Guafita.

Variable	Ponderación				
	1	2	3	4	5
% E	0	> 0 ; ≤ 10	> 10 ; ≤ 20	> 20 ; ≤ 30	> 30
Tipo E	No Existe	Débil		Media	Fuerte
BNPD	≤ 50	> 50 ; ≤ 100	> 100 ; ≤ 150	> 150 ; ≤ 200	> 200
%AyS	> 80	> 60 ; ≤ 80	> 40 ; ≤ 60	> 20 ; ≤ 40	> 0 ; ≤ 20
°API	> 29°	> 26° ; ≤ 29°	> 23° ; ≤ 26°	> 20° ; ≤ 23°	≤ 20°
Viscosidad, CY(cp)	< 2	≥ 2 ; < 3	≥ 3 ; < 4	≥ 4 ; < 5	≥ 5

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 6. Ponderación de las variables seleccionadas para el análisis de criticidad en la EF Silván.

Variable	Ponderación				
	1	2	3	4	5
% E	0	> 0 ; ≤ 10	> 10 ; ≤ 20	> 20 ; ≤ 30	> 30
Tipo E	No Existe	Débil		Media	Fuerte
BNPD	≤ 100	> 100 ; ≤ 200	> 200 ; ≤ 300	> 300 ; ≤ 400	> 400
%AyS	> 80	> 60 ; ≤ 80	> 40 ; ≤ 60	> 20 ; ≤ 40	> 0 ; ≤ 20
°API	> 29°	> 26° ; ≤ 29°	> 23° ; ≤ 26°	> 20° ; ≤ 23°	≤ 20°
Viscosidad, CY(cp)	< 2	≥ 2 ; < 3	≥ 3 ; < 4	≥ 4 ; < 5	≥ 5
RGP (PCN/BN)	≤ 100	> 100 ; ≤ 200	> 200 ; ≤ 300	> 300 ; ≤ 400	> 400

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se puede apreciar en las tablas 5 y 6, las diferencias recaen en la tasa de producción neta de crudo y la RGP; en la EF Guafita se decidió establecer los rangos de ponderación en orden de 50 BNPD, mientras que en la EF Silván los rangos van en el orden de 100 BNPD; la RGP no fue considerada para la EF Guafita debido al bajo contenido de gas en el crudo.

Para su representación en la matriz de criticidad, la ponderación de las variables fue llamada “índice”, de esta forma se obtuvieron los siguientes índices:

- Índice de porcentaje de emulsión (I%E).
- Índice de tipo de emulsión (ITE).
- Índice de tasa de producción neta de petróleo (IBNPD).
- Índice de porcentaje de agua y sedimentos (I%AyS).
- Índice de propiedades del fluido (IPF), promedio de los valores de las propiedades de los fluidos.

Jerarquización de pozos mediante análisis de criticidad.

Una vez diseñada la matriz de criticidad a implementar, se procedió a la representación de los pozos en ella, realizándose cinco (5) combinaciones, estas fueron: IBNPD vs IPF, IBNPD vs I%AyS, IBNPD vs I%E, IBNPD vs ITE, para finalizar, ITE vs I%E.

Considerando la repetitividad en que los pozos se ubicaron en la zona de alta criticidad, fueron organizados desde el más crítico hasta el de menor criticidad, resaltando los principales diez (10) pozos críticos.

Cumpléndose de esta forma el primer objetivo específico de la investigación.

Caracterización de las distintas fases de emulsión.

El segundo objetivo consistió en realizar diferentes análisis de laboratorio que permitieron determinar propiedades específicas del agua de formación y del crudo; en el desarrollo de este objetivo se cumplieron los pasos descritos a continuación.

Selección de pozos a caracterizar.

A fin de tomar una muestra representativa para cada estación de flujo, fueron seleccionados los principales 10 pozos críticos y se procedió a realizar un muestreo de cada uno de estos pozos.

Caracterización de fluidos pozo a pozo.

En esta etapa se tomaron muestras de fluidos en el cabezal de cada pozo seleccionado y se pudo corroborar cuales de los pozos presentaron emulsión. Esto permitió descartar aquellos donde no se halló su presencia; en este proceso se determinó el porcentaje de agua y sedimentos, además, el porcentaje y tipo de emulsión.

Una vez identificados los pozos con presencia de emulsión, se procedió a

realizar los análisis de crudo y agua, lo cual permitió determinar propiedades específicas de los fluidos que producen cada pozo por separado. Durante esta fase se tomaron muestras de los pozos con mayor presencia de emulsión que se hallaron activos, dado que se presentaron casos de pozos que luego del primer muestreo, entraban en secuencia de cabria, lo cual impidió proseguir con su estudio.

Preparación de muestra representativa.

En función a los resultados del primer muestreo y caracterización, donde se identificaron los pozos con presencia de emulsión en las estaciones de flujo Guafita y Silván, se realizó una mezcla de los fluidos para ambas estaciones de flujo, donde el aporte de cada pozo a la misma fue determinado considerando sus respectivas tasas de producción total de cada pozo; de esta forma se simula el sistema W/O tratado en el tanque de lavado.

Caracterización de la mezcla representativa

Siguiendo los mismos procedimientos de los análisis de laboratorio implementados para la caracterización individual de cada pozo, se realizó la caracterización de la mezcla representativa, determinando primeramente el corte de agua, porcentaje de emulsión y tipo de emulsión que presenta; seguidamente se determinó propiedades de cada fase por separado.

Análisis de la influencia del sistema W/O, de las mezclas representativas en sus respectivos sistemas de deshidratación.

Para llevar a cabo el tercer objetivo específico, se procedió a evaluar que variables tienen mayor influencia en la estabilidad de la emulsiones en cada estación de flujo, se tomaron en consideración: las propiedades de la emulsión y de las fases que la componen, las propiedades de yacimiento, el tipo de completación, método de levantamiento artificial y condiciones de operación que existen en el recorrido que realizan los fluidos para llegar hasta su respectiva estación de flujo.

El proceso consistió en una comparación de las indicaciones teóricas y de los datos adquiridos en PDVSA División Boyacá, por ello, en esta etapa de la investigación fueron requeridos los datos utilizados durante el cumplimiento del primer y segundo objetivo específico, inclusive los que inicialmente no se consideraron para el diseño de la matriz de criticidad.

POBLACIÓN Y MUESTRA

Población.

Considerando la definición de Arias (2012, p. 81), donde señala que la población “es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”; a efectos de la presente investigación, la población está comprendida por todos los pozos activos asociados a las estaciones de flujo Guafita (78 pozos) y Silván (26 pozos), según el cierre centinela de enero 2018, lo cual representa un total de 104 pozos.

Muestra.

Arias (2012, p. 83), señala que “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”; además, el mismo autor menciona diferentes tipos de muestreo, entre los cuales se encuentra el “muestreo intencional u opinático”, este consiste escoger los elementos basándose en criterios o juicios preestablecidos por el investigador.

En este orden de ideas, para seleccionar la muestra inicial a estudiar en la presente investigación, se implementó el análisis de criticidad, el cual, permitió identificar los principales diez (10) pozos críticos de cada estación de flujo; seguidamente, para reducir este número se evaluó los resultados obtenidos con el muestreo y caracterización inicial, donde se pudieron apreciar los pozos que presentan las emulsiones más complejas, los cuales resultaron en la muestra representativa para sus respectivos distritos: 3 para Apure y 4 para Barinas.

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Técnicas.

Behar (2008, p. 55), señala que las “técnicas de recolección de datos conducen a la verificación del problema planteado” y resalta que “todo lo que va a realizar el investigador tiene su apoyo en la técnica de la observación”. Por su parte, Arias (2012, p. 67), expresa que “Se entenderá por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. En tal sentido, las técnicas implementadas para la recolección de datos fueron:

Análisis documental.

Es la técnica implementada en el diseño de investigación documental, tal como su nombre indica, consiste en el análisis de información archivada en los diferentes tipos de documentos, tales como fichas, periódicos, revistas, trabajos de investigación, publicaciones técnicas, entre otros que registren información. Esta técnica permitió la recolección de datos durante todo el transcurso de la investigación, siendo implementada con el propósito de recolectar información en los inicios de la investigación y para analizar los resultados obtenidos.

Entrevista semi-estructurada.

Arias (2012, p. 74), menciona que “aun cuando existe una guía de preguntas, el entrevistador puede realizar otras no contempladas inicialmente”; según Behar (2008, p. 59), “se guían por una lista de puntos de interés que se van explorando en el curso de la entrevista”. Esta técnica fue implementada para obtener datos, necesarios en el análisis o matriz de criticidad, ya que, era necesario conocer la opinión del personal de PDVSA División Boyacá, tales como ingenieros de campo, analistas de laboratorio, entre otros; a fin de establecer parámetros para la ponderación de las variables que fueron reflejadas en dicha matriz.

Con esta técnica se pudo conocer la apreciación del personal de PDVSA, sobre asuntos tales como los valores de producción neta de petróleo considerados bajos o altos, así como los porcentajes de emulsión altos o bajos; además, la opinión sobre cuáles son las causas de la estabilidad de las emulsiones en las estaciones de flujo Guafita y Silván.

Ensayos de laboratorio.

Aunque no existe una definición directa donde señale que exista una técnica de investigación llamada “ensayos de laboratorio”, se puede hacer mención de las palabras de Arias (2012), cuando señala que las técnicas son “el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”, en esta secuencia de ideas, los ensayos de laboratorio son procedimientos estandarizados que permiten determinar diferentes propiedades de una sustancia o muestra en particular sometida a un estudio.

Estos ensayos arrojan resultados que se traducen en datos, por lo tanto, se considera como una técnica de recolección de datos, donde también interviene la técnica de observación, ya que, en los procedimientos de laboratorio existen resultados donde se requiere de la observación para su respectiva estimación.

Aclarado el punto anterior, durante el desarrollo de la presente investigación se realizaron una serie de análisis en el Centro de Análisis Silvestre (CAS), que permitieron determinar diferentes parámetros, en las propiedades de los fluidos provenientes de los pozos seleccionados como muestra, para la población total de pozos asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván. En la tabla 7 se resumen los análisis realizados en el CAS, a la muestra de fluidos proveniente de los pozos con mayor criticidad.

En la tabla 7, se observa que los análisis están basados en normas nacionales e internacionales, lo cual, demuestra la veracidad de los mismos y la confiabilidad de los resultados que ellos permiten obtener. De todos los análisis que se muestran en esta tabla, solo el de porcentaje y tipo de emulsión permite apreciar de forma directa

la intensidad del problema, sin embargo, los otros análisis proporcionan resultados que contribuyen a determinar cuáles son las propiedades que tienen mayor influencia en la estabilidad del sistema W/O

Tabla 7. Análisis de laboratorio realizados en el CAS a la muestra de fluidos producidos por los pozos con mayor criticidad, asociados a las estaciones de flujo Guafita y Silván.

Análisis	Norma
Porcentaje de agua y sedimentos, %AyS.	COVENIN – 2683-90
Porcentaje y tipo de emulsión, %E y Tipo E.	método empírico
Gravedad API, °API.	COVENIN 883-02
Viscosidad dinámica.	COVENIN 424-91
pH	ASTM D-1293-05 (COVENIN 2462-87)
Durezas totales y cálcicas.	CONVENIN 2771-91
Cloruros.	ASTM D-512-10 (COVENIN 3141-95)
Alcalinidad.	COVENIN 2188-84
Sólidos suspendidos	Método HACH 630 @ 810 nm
Sólidos disueltos	COVENIN 2461-87
Conductividad	COVENIN 3050-93
Turbidez	Método HACH 750 @ 860 nm

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Instrumentos.

Para Arias (2012, p. 68), un instrumento de recolección de datos es “cualquier recurso, dispositivo o formato en papel o digital, que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”; por su parte, Behar (2008, p. 55), señala que “cada técnica establece sus herramientas, instrumentos o medios que serán empleados para obtener los datos”. Por lo tanto, para cada técnica implementada se presentan los instrumentos que corresponden a ellas:

- Análisis documental: equipos de computación, trabajos de pasantías, trabajos de tesis, publicaciones técnicas, orden de solicitud de análisis (ODSA) almacenadas en el CAS, cierre Centinela de pozos, niveles de pozo, histórico de instalaciones, libro de reservas División Boyacá, carpeta de pozos, histórico de producción operada y fiscalizada División Boyacá, reportes de inventario de productos químicos desemulsionante, y otros.
- Entrevista semi-estructurada: cuaderno de notas.
- Ensayos de laboratorio: Se utilizaron los siguientes instrumentos y equipos: viscosímetro, pH metro, espectrofotómetro, conductímetro, cronometro digital, hidrómetros de gravedad API y temperatura, termómetro, centrifuga, baño de maría, probetas cónicas, vasos precipitados, pipetas, propipetas, inyectora de vidrio, buretas graduada, matraz Erlenmeyer, cilindros graduado, embudos, embudos de decantación, goteros de plástico, recipientes con capacidad de un (1) galón, guantes de carnaza.

Materiales.

Para Salinas (2008, 58), en esta categoría entran “todos los insumos que por sus características o uso, se gastan o consumen; también aquellos que son desechables, que no pueden o deben usarse de nuevo”.

En consecuencia, los insumos utilizados durante el desarrollo de la presente investigación que se consideran como materiales son: lápiz de creyón y de tinta, hojas de papel, borradores, guantes de nitrilo, toallas adsorbentes, desemulsionante de acción rápida “slug”, xileno, cromato de potasio, nitrato de plata (normalidad 0,0145), anaranjado de metilo, fenolftaleína, ácido clorhídrico (normalidad 0,1462), negro de eriocromo, murexida, ácido etilendiaminotetraacético o EDTA (normalidad 0,0148).

GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS

%AyS: porcentaje de agua y sedimentos, señala el contenido de agua asociada al crudo o al petróleo bombeado desde las estaciones de flujo.

Alcalinidad: es una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos, se debe principalmente a la presencia de de compuestos como el bicarbonato.

Anión: es un ion con carga negativa, es decir, acepta electrones por lo cual posee una mayor cantidad de electrones que de protones en su núcleo.

BAPD: barriles de agua por día, tasa de producción de agua asociada al crudo.

BFPD: barriles de fluidos por día, tasa de producción total (crudo y agua).

BNPD: barriles normales por día, tasa de producción de petróleo.

CAS: Centro de Análisis Silvestre, laboratorio bajo la jurisdicción de la gerencia Tratamiento y Calidad de Fluidos.

Catión: es un ion con carga positiva, es decir, ha cedido electrones y por lo tanto posee una mayor cantidad de protones en su núcleo.

Cloruros: se refiere a los compuestos que llevan un átomo de cloro en estado de oxidación.

Clúster: unión de varias tuberías en un mismo sitio a una principal de mayor tamaño; es un término original del idioma inglés.

Coalescencia: es la unión de las gotas que conforman la fase dispersa de una emulsión, para formar una gota de mayor tamaño.

Desemulsionante: sustancia química empleada para “romper” emulsiones, es decir, para separar las dos fases que la componen.

Dureza del agua: se refiere a la concentración de compuestos minerales que hay en una determinada cantidad de agua, particularmente sales de magnesio y calcio.

EF: Estación de Flujo.

Ion: átomo o conjunto de átomos que adquiere carga positiva o carga negativa, producto de una transferencia de electrones.

ODSA: orden de solicitud de análisis, registro de los análisis realizados en el CAS.

Petróleo crudo: o simplemente crudo, es el término utilizado para referirse al hidrocarburo líquido producido con o sin la presencia de agua y que no ha sido sometido a tratamiento.

PTS: Patio de Tanques Silvestre, instalaciones de almacenamiento para el petróleo producido en los distritos Apure y Barinas, antes de su bombeo a la refinería “El Palito”.

ppm: partes por millón, es una unidad de concentración.

Salinidad: contenido de sales minerales disueltas en un cuerpo de agua.

Slug: producto químico desemulsionante de acción rápida.

Turbidez: también llamada turbiedad, es la medida del grado de transparencia que pierde el agua por la presencia de partículas en suspensión.

Xileno: solvente orgánico, derivado dimetilado del benceno; empleado en el CAS para diferentes análisis de crudo y agua.

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el desarrollo de los objetivos específicos y, el análisis que corresponde respectivamente a ellos.

Jerarquización de pozos

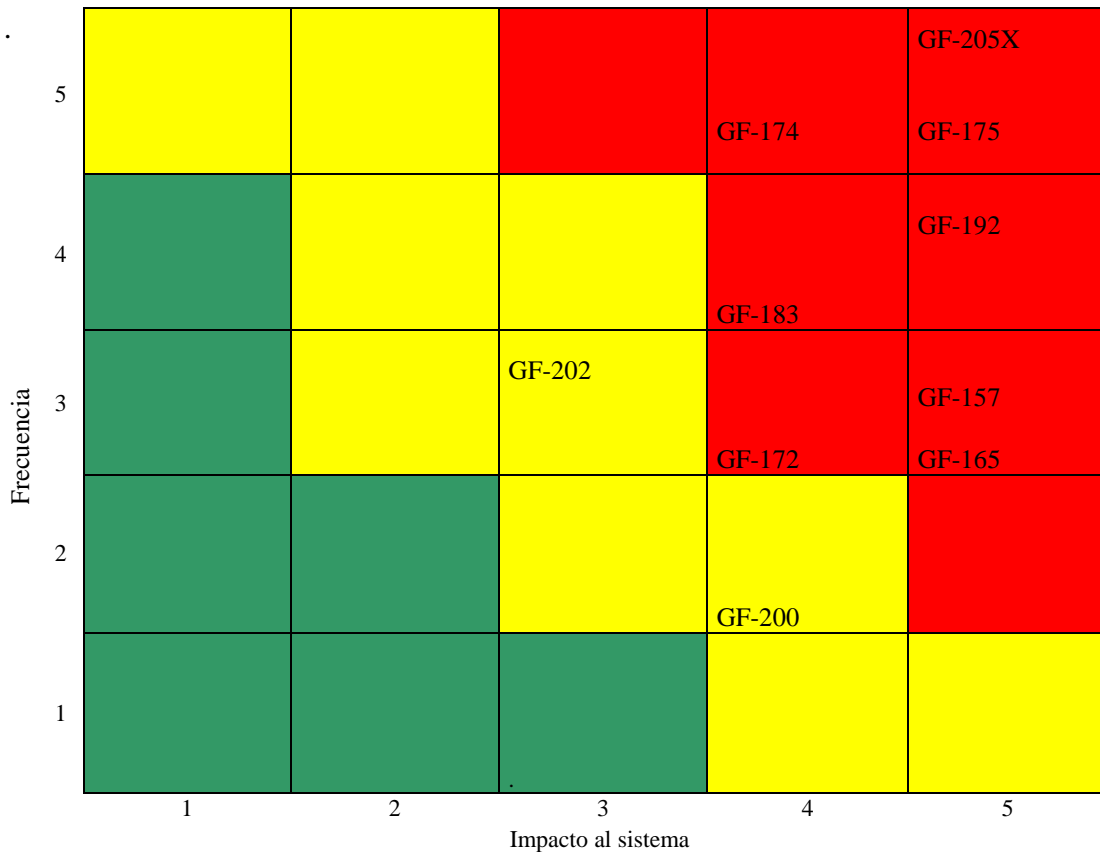
La tabla 8 muestra los principales 10 pozos críticos jerarquizados en la EF Guafita, ordenados desde el más crítico hasta el que posee menor criticidad entre ellos; además, se presentan los comportamientos presentados en las cinco matrices de criticidad que se implementaron. La figura 17 corresponde a una sexta matriz que resume la criticidad de los pozos con mayor criticidad en la EF Guafita.

Tabla 8. Principales 10 pozos críticos jerarquizados en la EF Guafita, con sus respectivos comportamientos en las matrices de criticidad implementadas.

POZO	IBNPD vs IVP	IBNPD vs I%AyS	IBNPD vs I%E	BNPD vs I Tipo E	I Tipo E vs I%E
GF-205X	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-175	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-192	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-174	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-183	Baja Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-157	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-165	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-172	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-202	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
GF-200	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Mediana Criticidad

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Figura 17. Matriz de criticidad que resume la criticidad total de los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita



Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se aprecia en la matriz de criticidad reflejada en la figura 17, según el análisis de criticidad empleado, el pozo GF-205X es el más crítico, seguido de los pozos GF-175, GF-174, GF-192 y así sucesivamente; estos pozos reúnen los criterios que resaltan su nivel de influencia (emulsión) en el sistema de deshidratación y su importancia económica (producción de petróleo) para PDVSA División Boyacá, todo esto de acuerdo a las estipulaciones y condiciones propias del Distrito Apure. Los datos considerados para realizar la jerarquización de estos pozos se muestra en las tablas 9 y 10.

Tabla 9. Datos de producción de los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita.

Pozo	Yacimiento	Fech. prueba	Q (BFPD)	% AyS	BNPD	%E	Tipo E
GF-205X	G7-2 INF GF 205	19-Oct-17	430	51	211	15	Fuerte
GF-175	G7-3/4 GF 5	22-Sep-17	1260	82	227	47	Fuerte
GF-192	G7-2MED GF 7	25-Nov-17	864	80	173	35	Fuerte
GF-174	G7-2INF GF 5	03-Nov-18	715	66	243	28	Fuerte
GF-183	G7-2INF GF 5	23-Oct-17	142	37	89	38	Fuerte
GF-157	G7-2MED GF 7	20-Dic-17	1670	92	134	25	Fuerte
GF-165	G-8 GF 5	11-Ene-18	690	85	104	30	Fuerte
GF-172	G-8 GF 5	04-Ene-18	1710	94	103	26	Fuerte
GF-202	G7-3/4 GF 5	15-Nov-17	690	89	76	22	Fuerte
GF-200	G-8 GF 5	24-Oct-17	605	83	103	16	Mediana

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 10. Propiedades del crudo producido por los principales pozos críticos asociados a la EF Guafita.

Pozo	°API	RGP (PCN/BN)	Viscosidad a condición de yacimiento (cP)
GF-205X	29	5	4
GF-175	28,5	5	3,6
GF-192	28,8	6	4,2
GF-174	31,3	4	4
GF-183	29,7	12	7,2
GF-157	28,2	8	4,2
GF-165	28,5	10	4
GF-172	22,7	10	3,6
GF-202	27,1	13	3,6
GF-200	26,8	10	4

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018)

Como se puede ver en las tablas 9 y 10, aun cuando el pozo GF-205X no posee el mayor porcentaje de emulsión o la mayor tasa de petróleo al día, la relación entre las distintas variables es lo que le confiere la mayor criticidad; esto se debe a que la relevancia de un pozo sobre otros, solo se puede apreciar cuando se establece una relación entre los diferentes factores.

Por parte de la estación de flujo Silván, en la tabla 11 se muestran el orden en que fueron jerarquizados los principales 10 pozos críticos, desde el que posee mayor criticidad hasta el de menor criticidad.

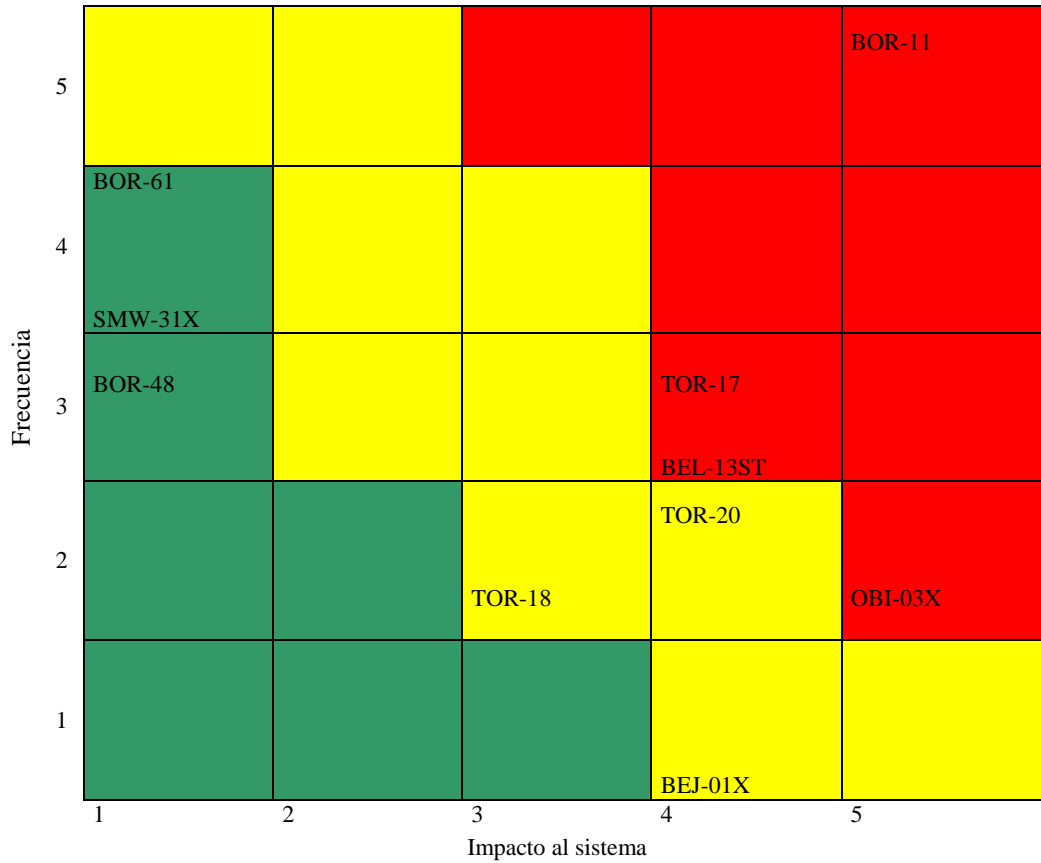
Tabla 11. Principales 10 pozos críticos jerarquizados en la EF Silván, con sus respectivos comportamientos en las matrices de criticidad implementadas.

POZO	IBNPD vs IVP	IBNPD vs I%AyS	IBNPD vs I%E	BNPD vs I Tipo E	I Tipo E vs I%E
BOR-11	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
TOR-17	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
OBI-03X	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
BEJ-13ST	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Alta Criticidad
TOR-20	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad	Mediana Criticidad
TOR-18	Baja Criticidad	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Mediana Criticidad	Alta Criticidad
BEJ-01X	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Alta Criticidad
SMW-31X	Baja Criticidad	Alta Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad
BOR-61	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad
BOR-48	Mediana Criticidad	Mediana Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad	Baja Criticidad

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se puede apreciar en la tabla 10, para la EF Silván el pozo más crítico es el BOR-11, sucesivamente el TOR-17, OBI-03X y los demás. Continuando con el mismo proceso aplicado en los pozos asociados a la EF Guafita, para la EF Silván también se realizó una matriz de criticidad que refleja la criticidad total de los pozos, esto se puede apreciar en la figura 20, de igual forma, en las tablas 12 y 13, se muestran los datos implementados para la jerarquización de los pozos.

Figura 18. Matriz de criticidad que resume la criticidad total de los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.



Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 12. Datos de producción de los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.

Pozo	Yacimiento	Fech. prueba	Q (BFPD)	%AyS	BNPD	%E	Tipo E
BOR-11	O BOR 2	17-Ene-18	1948	60	779	95	Fuerte
TOR-17	O TOR 4	26-Nov-17	519	70	156	98	Fuerte
OBI-3X	ESC O	09-Ene-18	451	76	108	40	Mediana
BEJ-13ST	P1 BEJ 13	23-Ene-18	226	40	136	20	Mediana
TOR-20	O TOR 4	24-Nov-17	390	5	371	3,6	Mediana
TOR-18	O TOR 4	23-Ene-18	86	9	78	17	Fuerte
BEJ-01X	O BEJ 1	21-Nov-17	85	85	13	57	Débil
SMW-31X	O SMW 31	29-Ene-18	325	4	312	0	N/A
BOR-61	A/B BOR 22	23-Ene-18	1966	80	393	0	N/A
BOR-48	O BOR 2	19-Ene-18	743	65	260	0	N/A

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 13. Propiedades del crudo producido por los principales pozos críticos asociados a la EF Silván.

Pozo	°API	RGP	Viscosidad a condición de yacimiento (cP)
BOR-11	26,9	224	1,22
TOR-17	29	180	0,055
OBI-03X	24,9	147	1,35
BEJ-13ST	20,1	45	4,6
TOR-20	29	180	0,055
TOR-18	29	180	0,055
BEJ-01X	26,9	250	1,2
SMW-31X	33	153	0,684
BOR-61	24	60	2,84
BOR-48	26,9	224	1,22

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Aunque existen datos de otras variables registradas, se decidió implementar inicialmente las que han sido mostradas, dado que reflejan directamente el problema de las emulsiones, permitiendo su fácil comprensión; esto no quiere decir que las otras propiedades no afecten en la estabilidad de la emulsión.

Caracterización de las distintas fases de emulsión, pozo a pozo y mezcla representativa de cada estación de flujo.

Los resultados de los diferentes análisis de laboratorio realizados a los fluidos se muestran a continuación.

Muestreo y caracterización inicial.

Estación de Flujo Guafita.

Los resultados de la caracterización inicial de los pozos jerarquizados de la EF Guafita se muestran en la tabla 14, ordenados alfabéticamente.

Tabla 14. Pozos asociados a la EF Guafita caracterizados inicialmente.

Identificación de la Muestra	Fecha	Emulsión		% A y S (V/V)		
		%	Tipo	% AL	% Sedimentos	% AT
GF-0157	05/04/2018	14	Débil	50	0	60
** GF-0165	05/04/2018	35	Fuerte	38	0	63
* GF-0169	05/04/2018	5	Mediana	12	0	15
GF-172	06/04/2018	0	N/A	90	0	90
GF-174	06/04/2018	2	Débil	40	0	41
** GF-175	05/04/2018	60	Fuerte	15	0	68
GF-183	05/04/2018	10	Débil	30	0	40
** GF-192	05/04/2018	56	Fuerte	10	0	64
GF-200	05/04/2018	15	Débil	73	0	87
GF-202	05/04/2018	8	Mediana	68	0	72

** Pozos seleccionados; * pozo no contemplado inicialmente para ser caracterizado
% AL: % agua libre; % A T: % agua total.

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

En la tabla 14 se puede observar que el pozo GF-205X, no se encuentra entre los pozos caracterizados inicialmente, esto se debe a limitaciones logísticas que impidieron tomar la muestra de este pozo; en su lugar, fue caracterizado el GF-169, ya que, en los registros también se presenta como un pozo con presencia de emulsión y fue accesible su muestreo; sin embargo, los pozos que presentaron un porcentaje de emulsión alto y de tipo fuerte fueron el GF-165, GF-175 y GF-192; siendo seleccionados para realizar la mezcla representativa de la EF Guafita.

Como dato adicional, se puede señalar que ninguno de los pozos caracterizados en el campo Guafita mostró sedimentos decantados en el fondo de la probeta; a pesar de que los yacimientos se caracterizan por la producción de finos. Esto último es consecuencia de que los sedimentos se hallan suspendidos en las fase crudo y agua, siendo imperceptibles a simple vista y, requiriendo un microscopio para poderlos apreciar, todo lo contrario ocurre en los tanques de lavado donde alcanzan a unirse y decantar, acumulándose en el fondo de estos.

Considerando la clasificación de las emulsiones, de acuerdo a la concentración de la fase dispersa, Lendínez (2015), las emulsiones de los pozos GF-165, GF-175 y GF-192 se clasifican como se muestra en la tabla 15.

Tabla 15. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa en los pozos seleccionados para mezcla representativa de la EF Guafita.

Pozo	% A L	% A T	% A E	%E	%Fase Dispersa	Clasificación de la emulsión
			% A T - % A L		(% A E x 100)/%E	
GF-165	38	63	25	35	71	Concentrada
GF-175	15	68	53	60	88	Altamente concentrada
GF-192	10	64	54	56	96	Altamente concentrada

% A E: agua emulsionada; % E: % emulsión

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Es importante aclarar que el proceso mostrado en la tabla 15, no forma parte de los análisis realizados en el CAS, pero es una forma muy sencilla de estimar la concentración de la fase dispersa en la emulsión. El porcentaje de agua emulsionada corresponde al agua que participa en la emulsión, y la misma es el resultado de la diferencia entre el agua total y el agua libre. El porcentaje de la fase dispersa es la proporción que representa el agua dentro de la emulsión y se puede determinar mediante una regla de tres.

La emulsión del pozo GF-192 posee la mayor concentración de fase dispersa (96%), según lo expuesto por Salager y Marfisi (2004), genera menor estabilidad. En el caso del pozo GF-165, su emulsión es la única que posee una proporción de agua (65 – 85%), dentro del rango mencionado por Velásquez y Pereira (2014), lo cual la cataloga como una emulsión estable; sin embargo, en ninguno de los 3 casos se observó separación de las fases aun después de varios días en el laboratorio, sin la adición de producto desemulsionante, lo cual es un indicativo de su estabilidad.

Estación de Flujo Silván.

Los resultados de la caracterización inicial, realizada a los pozos seleccionados se muestran en la tabla 16.

Tabla 16. Pozos asociados a la EF Silván caracterizados inicialmente.

Identificación de la Muestra	Fecha	Emulsión		% A y S (V/V)		
		%	Tipo	% Agua Libre	% Sedimentos	% Agua Total
** BEJ-13ST	19/06/2018	55	Fuerte	1	0	45
** BOR-11	28/04/2018	99	Fuerte	0	0	63
** BOR-48	28/04/2018	99	Fuerte	0	0	65
BOR-61	28/04/2018	2	Débil	79,1	0	79,3
** TOR-17	09/05/2018	96	Fuerte	3	0	70
*** TOR-18	13/04/2018	61	Fuerte	38	0	81
TOR-20	19/06/2018	1,5	Fuerte	0	0	0,8

*** Pozo inactivo al momento de realizar mezcla representativa.

** Pozo seleccionado para la muestra representativa.

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tal como muestra la tabla 16, de los pozos jerarquizados para la EF Silván, solo fueron caracterizados 7, de los cuales, 5 presentaron emulsión alta. Dado que el pozo TOR-18 entró en secuencia de cabria luego de su caracterización inicial, la mezcla representativa para la EF Silván fue realizada únicamente con los pozos BEJ-13ST, BOR-11, BOR-48 y TOR-17; razón por la cual, solo estos pozos fueron considerados para continuar el estudio.

Ninguno de los 7 pozos caracterizados mostró sedimentos decantados, como consecuencia de que las formaciones productoras asociadas a la EF Silván, son de tipo consolidada con escasa producción de finos, en comparación con las formaciones del Distrito Apure. La clasificación de estas emulsiones según la concentración de la fase dispersa se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa en los pozos seleccionados para mezcla representativa de la EF Silván.

Pozo	% A L	% A T	% A E	%E	%Fase Dispersa	Clasificación de la emulsión
			% A T - % A L		(% A E x 100)/%E	
BEJ-13ST	1	45	44	55	80	Altamente concentrada
BOR-11	0	63	63	99	64	Concentrada
BOR-48	0	65	65	99	66	Concentrada
TOR-17	3	70	67	96	70	Concentrada

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Como se observa en la tabla 17, la mayoría de emulsiones en los pozos seleccionados de la EF Silván, son de tipo concentrada a excepción de la encontrada en el pozo BEJ-13ST, cuya clasificación es altamente concentrada; a pesar de esto, se puede considerar que todas entran en el rango (65 – 85% fase dispersa) mencionado por Velásquez y Pereira (2014). En los pozos BOR-11 y BOR-48, las concentraciones de fase dispersa son similares motivado a que producen de la misma arena productora, es decir, “O BOR 2”.

Caracterización de crudo.

Las tablas 18 y 19 muestran los resultados de las propiedades medidas, mediante los análisis de crudo realizados a los fluidos de los pozos seleccionados en la EF Guafita y EF Silván respectivamente.

Tabla 18. Propiedades determinadas mediante análisis de crudo, pozos EF Guafita.

Identificación de la Muestra	Fecha	API @ 60 °F	Densidad (gr/cm3)	Gravedad específica	Viscosidad dinámica		Viscosidad Cinemática (cSt)
					cP	°C	
GF-165	04/05/2018	29,3	0,87	0,8796	35,1	25	40,34
GF-175	05/05/2018	29,3	0,87	0,8796	35,1	25	40,34
GF-192	04/05/2018	29,3	0,87	0,8796	35,4	25	40,72

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 19. Propiedades determinadas mediante análisis de crudo, pozos EF Silván.

Identificación de la Muestra	Fecha	API @ 60 °F	Densidad (gr/cm3)	Gravedad específica	Viscosidad dinámica		Viscosidad Cinemática (cSt)
					cP	°C	
BEJ-13ST	19/06/2018	24,3	0,90	0,9082	75,1	25	83,44
BOR-11	28/04/2018	24,5	0,90	0,9070	72,8	25	80,94
BOR-48	28/04/2018	25,5	0,90	0,9012	40,3	25	45,80
TOR-17	09/05/2018	27,9	0,88	0,8877	24,0	25	27,91

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Para los pozos de la EF Guafita, se puede apreciar en la tabla 18 que, entre ellos, poseen propiedades parecidas, alcanzando a presentar valores similares de gravedad API (29,3 °API), y viscosidad dinámica (35,1 – 35,4 cP). Esto no es de extrañar, dado que aun cuando producen de yacimientos diferentes, pertenecen a una misma formación, además, estos datos corresponden a los reflejados en el “Libro de Reservas de la División Boyacá”.

Por otro lado, en la tabla 19, se nota que las propiedades del crudo de cada pozo en la EF Silván, presentan mayor diferencia entre ellos, donde el BEJ-13ST y BOR-11 poseen las viscosidades más altas de todas (75,1cP y 72,8cP respectivamente), mientras que el TOR-17 se presenta como el pozo que produce un crudo con la mayor gravedad API (27,9 °API) y la viscosidad más baja (24,0cP).

Caracterización de agua.

Los análisis de agua realizados, permitieron determinar propiedades puntuales del agua de formación producida en conjunto con el crudo, los parámetros medidos en los pozos de la EF Guafita y sus respectivos valores se muestran en la tabla 20. En dicha tabla se observa que las propiedades del agua de estos pozos también poseen semejanza significativa.

Tabla 20. Propiedades determinadas mediante los análisis de agua, pozos EF Guafita.

ANALISIS	UNIDADES	GF-165	GF-175	GF-192
CATIONES				
Calcio, Ca ⁺⁺	mg/L	7	7	7
Magnesio, Mg ⁺⁺	mg/L	7	4	1
Potasio, K ⁺	mg/L	11	34	11
ANIONES				
Cloruro, Cl ⁻	mg/L	10	31	10
PERFIL DE SÓLIDOS				
Sólidos disueltos	mg/L	160	236	248
Sólidos suspendidos	mg/L	134	35	50
Totales de Sólidos:	mg/L	294	271	298
ALCALINIDAD				
Alcalinidad	mgCaCO ₃ /L	885	819	918
DUREZA				
Cálcica	mgCaCO ₃ /L	18	18	18
Magnésica	mgCaCO ₃ /L	30	18	6
Total	mgCaCO ₃ /L	48	36	24
PROPIEDADES				
pH @ 25°C		6,02	6,42	6,43
Conductividad @ 25°C	mS/cm	0,32	0,44	0,47
Salinidad NaCl	ppm	17	51	17
Turbiedad	FAU	185	53	89

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

El agua puede disolver y contener diferentes sales y agentes en ella, por esta razón, la litología de la formación productora y del acuífero tienen mayor influencia en el agua que en el petróleo. En este sentido las formaciones del campo Guafita se caracterizan por la presencia de arenas y están formadas mayormente por cuarzo, el cual es difícilmente soluble en agua.

Lo antes expuesto, es el motivo por el cual, la mayoría de propiedades del agua producida en los pozos seleccionados del campo Guafita, sean más bajas que los valores mostrados por los pozos de la EF Silván, tal como lo refleja la tabla 21.

Tabla 21. Propiedades determinadas mediante los análisis de agua, pozos EF Silván.

ANALISIS	UNIDADES	BEJ-13ST	BOR-11	BOR-48	TOR-17
CATIONES					
Calcio, Ca ⁺⁺	mg/L	1601	1542	1779	45
Magnesio, Mg ⁺⁺	mg/L	36	72	0	6
Potasio, K ⁺	mg/L	5468	8165	6821	1780
ANIONES					
Cloruro, Cl ⁻	mg/L	4957	7403	6220	1614
PERFIL DE SÓLIDOS					
Sólidos disueltos	mg/L	4470	7000	6320	4950
Sólidos suspendidos	mg/L	32	31	31	38
Totales de Sólidos:	mg/L	4502	7031	6351	4988
ALCALINIDAD					
Alcalinidad	mgCaCO ₃ /L	732	776	717	1185
DUREZA					
Cálcica	mgCaCO ₃ /L	3998	3850	4443	113
Magnésica	mgCaCO ₃ /L	148	296	0	24
Total	mgCaCO ₃ /L	4146	4146	4443	137
PROPIEDADES					
pH @ 25°C		7,20	7,47	7,65	7,78
Conductividad @ 25°C	mS/cm	7,44	11,35	10,32	7,75
Salinidad NaCl	ppm	8169	12199	10251	2660
Turbiedad	FAU	50	57	58	48

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Al comparar los datos de la tabla 20 y los datos de la tabla 19, se puede distinguir una amplia diferencia, especialmente en los valores de aniones, cationes, sólidos disueltos, durezas y salinidad, siendo más altos en los pozos de la EF Silván; esto se debe a que, las calizas encontradas en las formaciones Gobernador y Escandalosa alcanzan a disolverse en el agua, alterando las propiedades mencionadas.

Se puede apreciar que los pozos de la EF Guafita poseen particularmente, más sólidos suspendidos (35 – 134 mg/L) en comparación con los pozos de la EF Silván (31 – 38 mg/L); esto es causado por partículas insolubles en agua desprendidas de las arenas poco consolidadas, que son parte de la formación.

Caracterización de la mezcla representativa.

La cantidad de mezcla preparada y el aporte de cada pozo a la misma se muestran en las tablas 22 y 23.

Tabla 22. Aporte de los pozos seleccionados a la mezcla representativa de la EF Guafita.

Pozo	Yacimiento	Q (BFPD)	% Aporte	mL Aportados
GF-165	G-8 GF 5	690	25	490
GF-175	G7-3/4 GF 5	1260	44	896
GF-192	G7-2MED GF 7	864	31	614

Total	2814	100	2000
-------	------	-----	------

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 23. Aporte de los pozos seleccionados a la mezcla representativa de la EF Silván.

Pozo	Yacimiento	Q (BFPD)	% Aporte	mL Aportados
BEJ-13ST	P1 BEJ 13	226	7	210
BOR-11	O BOR 2	1948	56	1680
BOR-48	O BOR 2	743	22	660
TOR-17	O TOR 4	519	15	450

Total	3436	100	3000
-------	------	-----	------

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Para determinar el porcentaje de aporte de cada pozo a la mezcla representativa, se tomó en cuenta la tasa de producción que estos poseen; los mililitros de aporte fueron calculados en relación con los resultados del porcentaje de aporte, considerando que para la EF Guafita se decidió realizar 2000 mL de mezcla 3000 mL en la EF Silván. Las mezclas realizadas son una simulación de la

combinación que se genera cuando los fluidos son recibidos en los tanques de lavado de las estaciones de flujo.

Cabe destacar que al momento de realizar las mezclas, la muestra de cada pozo se encontraba a temperatura ambiente, lo cual le confiere mayor estabilidad a la emulsión; no obstante, durante los análisis de %AyS y para la deshidratación de crudo, las muestras son calentadas en el “baño de maría” y la centrifuga (hasta 60 °C aproximadamente), mientras que para los análisis de agua se espera que esta adquiera la temperatura ambiente; aunque este proceso puede alterar las propiedades del crudo y el agua, su efecto es mínimo, siempre que no se alcancen temperaturas cercanas a los 100 °C.

Las mezclas preparadas fueron sometidas a todos los análisis que se realizaron a los pozos de forma individual, los resultados arrojados por los análisis de dichas mezclas se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 24. Cortes de agua y emulsión de las mezclas representativa.

Identificación de la Muestra	Fecha	Emulsión		% A y S (V/V)		
		%	Tipo	% Agua Libre	% Sedimentos	% Agua Total
Mezcla Apure	16/05/2018	53	Fuerte	19	0	67
Mezcla Barinas	28/06/2018	99	Fuerte	0	0	64

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Tabla 25. Clasificación de las emulsiones según la concentración de la fase dispersa, mezclas representativas.

Pozo	% A L	% A T	% A E	%E	%Fase Dispersa	Clasificación de la emulsión
			% A T - % A L		(% A E x 100)/%E	
Mezcla Apure	19	67	48	53	91	Altamente concentrada
Mezcla Barinas	0	63	63	99	64	Concentrada

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

La presencia de agua libre en la mezcla de Apure se debe a que los pozos que la componen también presentan agua libre; sin embargo, esto también se origina porque los surfactantes naturales no son los principales agentes emulsionantes, sino, los sólidos finamente divididos con doble polaridad presentes en el crudo de Guafita, dado que la cantidad de ellos no alcanzan a cubrir la totalidad del agua producida, una porción de esta agua alcanza a decantar.

Por parte de Barinas, la mezcla presenta propiedades similares a las del pozo BOR-11, dado que el mencionado representa más de la mitad de la muestra (56%). La ausencia de agua libre es señal de que los surfactantes naturales presentes en el crudo son suficientes para cubrir y saturar la totalidad de la interfase, formando una capa rígida que rodea las gotas de agua producida, impidiendo que alcancen a decantar.

La concentración de la fase dispersa (91%) en la emulsión de la EF Guafita y su clasificación de tipo fuerte, indican la aguerrida interacción entre los agentes emulsionantes y las fases de la emulsión. En el caso de la emulsión de la EF Silván, la concentración de la fase dispersa (64%), indica que esta emulsión aun puede admitir mayor contenido de agua en su formación, significa que se puede presentar emulsión aun cuando los cortes de agua aumenten. Los análisis de crudo arrojaron los resultados que se presentan en la tabla 26.

Tabla 26. Propiedades que presenta el crudo obtenido de las mezclas representativas de la EF Guafita y EF Silván.

Identificación de la Muestra	Fecha	API @ 60 °F	Densidad (gr/cm3)	Gravedad específica	Viscosidad dinámica		Viscosidad Cinemática (cSt)
					cP	°C	
Mezcla Apure	22/06/2018	28,9	0,88	0,8822	36,2	25	41,14
Mezcla Barinas	23/06/2018	25,1	0,91	0,9036	63,4	25	70,44

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Se aprecia una disminución de 0,4 °API en el crudo de la mezcla de Apure con respecto a los resultados individuales, este descenso se puede considerar despreciable

y se justifica por el envejecimiento de la muestra, al igual que el incremento sufrido en la viscosidad. Referente a la mezcla de Barinas, se aprecia que el crudo presenta propiedades intermedias a las que posee cada uno por separado.

Continuando con los análisis realizados en el CAS, las propiedades cuantificadas del agua proveniente de la emulsión, en cada mezcla representativa, se muestran en la tabla 27.

Tabla 27. Parámetros medidos al agua de las mezclas representativas de los Distritos Apure y Barinas.

ANALISIS	UNIDADES	Mezcla Apure	Mezcla Barinas
CATIONES			
Calcio, Ca ⁺⁺	mg/L	9	1364
Magnesio, Mg ⁺⁺	mg/L	1	180
Potasio, K ⁺	mg/L	23	7201
ANIONES			
Cloruro, Cl ⁻	mg/L	21	6529
PERFIL DE SÓLIDOS			
Sólidos disueltos	mg/L	221	4640
Sólidos suspendidos	mg/L	58	37
Totales de Sólidos:	mg/L	279	4677
ALCALINIDAD			
Alcalinidad	mgCaCO ₃ /L	819	1024
DUREZA			
Cálcica	mgCaCO ₃ /L	24	3406
Magnésica	mgCaCO ₃ /L	6	740
Total	mgCaCO ₃ /L	30	4146
PROPIEDADES			
pH @ 25°C		6,34	7,31
Conductividad @ 25°C	mS/cm	0,431	7,715
Salinidad NaCl	ppm	34	10759
Turbiedad	FAU	98	58

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

En relación con los valores mostrados en la tabla 27, destaca un mayor valor de sólidos suspendidos para el Distrito Apure, tal como era de esperarse; además, el valor de pH para el agua de esta zona es menor que para el agua del Distrito Barinas.

En función a estos resultados, y de acuerdo a los estudios de Gómez (1987), el pH del agua de la EF Guafita tiene más influencia para estabilizar la emulsión donde participa, que el agua de la EF Silván en su respectiva emulsión.

Se debe agregar que, los resultados obtenidos durante este proceso de caracterización, han sido comparados con resultados anteriores para los fluidos producidos de las mismas arenas, encontrando que se hallan dentro del rango de comportamiento habitual mostrado en el historial de los últimos cinco años. De esta forma, se completo el segundo objetivo específico de la investigación.

Análisis de la influencia que posee el sistema W/O de las mezclas representativas en su respectiva estación de flujo.

Para el desarrollo de este tercer objetivo específico, se consideraron las siguientes variables: propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos, tipo de completación, producción de fluidos y las condiciones de operación en superficie desde cada pozo hasta la estación de flujo, resaltando los principales aspectos y su influencia directa sobre la emulsión. A continuación se describen por separado la EF Guafita y EF Silván.

Estación de Flujo Guafita.

Propiedades de yacimiento.

Los tres pozos representativos por parte de la EF Guafita producen de tres yacimientos diferentes de la formación Guafita. Con respecto a la composición litológica, el ambiente sedimentario de esta formación se caracteriza por ser propio de un sistema deltaico, compuesto principalmente por arenas y arcillas, con presencia de peces y plantas. Los valores que poseen las principales propiedades de los yacimientos se muestran en la tabla 28.

Tabla 28. Principales datos de las propiedades de los yacimientos donde producen los pozos seleccionados de la EF Guafita.

POZO	Yacimiento	% Porosidad	Perm. (mD)	Pres. Yac. (PSI)	Pres. Burb. (PSI)	T. Yac. (°F)
GF-165	G-8 GF 5	26	3000	3162	60	197
GF-175	G7-3/4 GF 5	24,9	1500	3078	43	200
GF-192	G7-2MED GF 7	18,9	515	2980	75	194

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

En la tabla 28, se puede apreciar que los yacimientos correspondientes a los pozos seleccionados, son yacimientos subsaturados (presión de burbuja < presión de yacimiento), sus valores de permeabilidad (515 – 3000 mD) permiten esperar, en teoría, un buen flujo de fluidos; además, se puede apreciar que el yacimiento “G7-2MED GF 7” posee los menores valores de porosidad (18,9%) y permeabilidad (515 mD), lo cual, es señal de una mayor compactación de esta arena, mientras que el yacimiento “G-8 GF 5” presenta menor compactación, con porosidad de 26% y 3000 mD de permeabilidad.

En relación a las propiedades de los yacimientos: G-8 GF 5, G7-3/4 GF 5 y G7-2MED GF 7; debido a su composición litológica y su nivel de compactación, la principal influencia que ejercen sobre la estabilidad de la emulsión es el aporte de finos, los cuales, se ubican en la interfase y contribuyen a estabilizar la emulsión; en este orden de ideas, el pozo GF-165 es el más susceptible a aportar una cantidad de sólidos mayor a la aportada por los pozos GF-175 y GF-192.

Variables de pozo y de completación.

La tabla 29 muestra las consideraciones sobre estas variables.

Tabla 29. Variables de pozo y completación de los pozos seleccionados en la EF Guafita.

POZO	Empaque con Grava	Método de levantamiento	Velocidad	Presión de Fondo (PSI)	Presión de Intake (PSI)
GF-165	Si	BES	41 Hz	2438	1138
GF-175	Si	BES	42 Hz	2596	956
GF-192	NO	BES	51 Hz	2664	1946

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Los valores de presión de fondo (2438 – 2664 psi) y de intake (956 – 1946 psi) mostrados en la tabla 29, se encuentran alejados de la presión de burbuja (43 – 75 psi), por lo tanto en este punto no existe liberación de gas y no existe influencia significativa sobre la formación de emulsión.

En cuanto al equipo de levantamiento artificial BES, se puede considerar como uno de los principales factores que favorece la formación de emulsiones, ya que dado su principio de operación que convierte la energía en velocidad, se genera mayor cizallamiento entre las fases, en comparación con los pozos que producen por flujo natural o con equipo BM. Este es el caso del pozo GF-192 donde la frecuencia de operación de la bomba es mayor (51 Hz); no obstante, este es un equipo fundamental para la producción, por ello no puede ser cambiado.

El pozo GF-192 no posee empaque con grava debido a que el yacimiento donde produce tiene una compactación mayor que el de los otros dos pozos y su producción de sólidos es menor; sin embargo, la litología de la formación Guafita se caracteriza por ser insoluble en el agua, esto ocasiona la producción de finos, en tal sentido, la ausencia de un empaque con grava facilita el aporte de sólidos al sistema y, de esta forma, a la estabilidad de la emulsión.

Propiedades de los fluidos medidas en laboratorio.

En este punto se toman en cuenta las propiedades de las distintas fases de la emulsión, determinadas con el desarrollo del segundo objetivo específico de este trabajo de investigación; en tal sentido, las propiedades del agua que se prestan para brindar estabilidad a la emulsión de Guafita son:

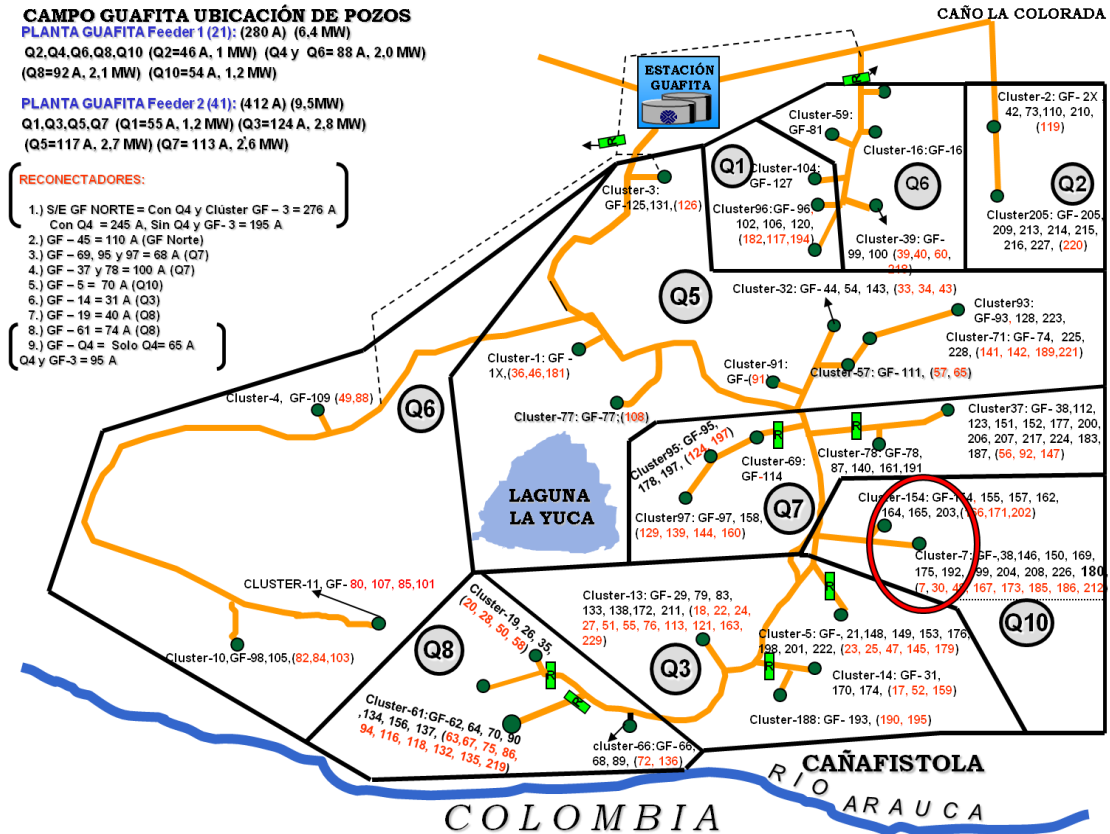
- ✓ Sólidos suspendidos, ya que, estos pueden migrar con facilidad hasta la interfase y contribuir a estabilizar la emulsión.
- ✓ Dureza total, ya que, valores de dureza total por debajo de 75 ppm facilitan la formación de espumas y dificultan la separación de los sólidos, Modzelevsky (2015).
- ✓ pH: de acuerdo a lo expuesto por Gómez (1987), un valor de pH=6, brinda alta estabilidad a la emulsión y, dado que el agua de la emulsión de Guafita posee un valor similar (pH=6,34), se considera que en esta emulsión juega un importante papel para brindarle estabilidad.
- ✓ Salinidad, Salager y Marfisi (2004), mencionan que a menor salinidad del agua, la estabilidad de la emulsión es mayor, en tal sentido, la salinidad del agua en Guafita es relativamente baja (34ppm); por esta razón, se considera como un factor responsable de brindar estabilidad a la emulsión.

Por otro lado, propiedades del crudo como gravedad API, densidad y viscosidad, no presentan valores que les puedan señalar como responsables de estabilizar la emulsión. En lo que respecta a la emulsión, la concentración de las fases se encuentra por encima del valor común de las emulsiones estables, este factor se presta para generar menor estabilidad en la emulsión.

Condiciones de operación en superficie.

Los pozos GF-165, GF-175 y GF-192 presentan temperaturas de superficie igual a 126, 134 y 127 °F respectivamente, esto equivale a 52, 57 y 53 °C; el primer pozo se encuentra en el cluster-154 y los otros dos en el cluster-7, siendo estos relativamente cercanos; las líneas que recolecta el flujo de ambos cluster se unen rápidamente en una línea principal que continua el recorrido hasta la estación de flujo, esto se puede apreciar en la figura 19.

Figura 19. Mapa de los pozos productores en el campo Guafita.



Fuente: PDVSA (2015).

En la figura 19, los rectángulos verdes son puntos de inyección de química, sin embargo, debido al déficit de producto químico desmenuzante y a la caída de producción, muchos de estos puntos no se encuentran operativos.

La corriente que proviene de los clusters-7 y 154, donde se genera la mezcla de los pozos más emulsionados, se une a la proveniente de otros más lejanos como el 61, 19, 66 y otros, en esta combinación, la temperatura se reduce, debido a que la corriente más lejana ha perdido más temperatura.

Durante su recorrido hasta la EF Guafita, a la corriente de los pozos más emulsionados se unen la mayoría de los fluidos producidos en el campo, los cuales se encuentran cercanos a la línea principal, por lo tanto, contribuyen a añadir temperatura al sistema.

Por otro lado, la corriente que proviene de los cluster-10 y 4 es la que posee menor temperatura, dado que solo cuenta con tres pozos activos y los fluidos realizan el recorrido en una distancia igual o mayor a la realizada por la mezcla de los pozos emulsionados; esta mezcla contribuye a disminuir la temperatura del sistema y, de esta forma, a estabilizar la emulsión.

Es importante señalar que la EF Guafita no cuenta con calentadores, por esta razón, la eficiencia de deshidratación se ve afectada por la temperatura con que llegan los fluidos a ella.

Debido a las limitaciones presentadas, no se pudo realizar la toma de muestras en los diferentes múltiples, es por ello, que solo se puede presumir que la emulsión se ve estabilizada en mayor grado cuando se mezcla con la corriente de los cluster-10 y 4.

Una vez los fluidos se encuentran en los tanques de lavado o el sistema de deshidratación principal, se espera que la emulsión ya este separada o que presente menor estabilidad, sin embargo, esto no ocurre debido a que los productos desemulsionantes inyectados no se encuentran formulados para desestabilizar emulsiones estabilizadas principalmente por sólidos; esto ocasiona la necesidad de inyectar producto químico humectante de sólidos a fin de ayudar a la deshidratación.

Lo antes expuesto, genera que el tiempo de residencia de los fluidos sea extendido, ya que, la gerencia de TCF tiene como practica operacional un tiempo de residencia normal, de seis horas; aun así, esto no representa un impedimento en la EF Guafita, dado que la capacidad volumétrica de los tanques de lavado, es capaz de otorgar un tiempo de retención entre 16 y 18 horas.

Lo mencionado anteriormente, no quiere decir que las emulsiones no representen un problema, ya que, si bien es cierto que es normal la presencia de una zona de emulsión o “colchón de emulsión” dentro del tanque de lavado, (Mora, 2016), por lo general este mantiene un espesor constante; en el caso de la EF Guafita, la emulsión que entra no alcanza a separarse en su totalidad, promoviendo el crecimiento del colchón de emulsión.

Otro argumento que soporta esta afirmación es que los sólidos, en la parte del crudo y del agua, alcanzan a formar una capa en la interfase, esta capa se presta para interrumpir la decantación de agua y de algunas partículas solidas, interrumpiendo el proceso de deshidratación. Todo esto ocasiona que, luego de un lapso de tiempo (cerca de 3 años), sea necesaria la desactivación de un tanque de lavado para realizar tareas de mantenimiento, mientras funciona el otro tanque (IT-GTCF-DA-03).

Estación de Flujo Silván.

Propiedades de yacimiento.

Los cuatro pozos seleccionados de la EF Silván, producen los fluidos de yacimientos ubicados en la formación Escandalosa, tres en el miembro “O” y uno en el “P”. Esta formación se caracteriza por la presencia de areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, calizas bioclásticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. Las principales propiedades de yacimiento se muestran en la tabla 29.

Tabla 30. Principales datos de las propiedades de los yacimientos donde producen los pozos seleccionados de la EF Silván.

POZO	Yacimiento	% Porosidad	Perm. (mD)	Pres. Yac. (PSI)	Pres. Burb. (PSI)	T. Yac. (°F)
BEJ-13ST	P1 BEJ13	15	500	4650	1337	284
BOR-11	O BOR 2	11	80	4554	765	250
BOR-48	O BOR 2	11	80	4554	765	250
TOR-17	O TOR 4	7	190	4121	825	283

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Las referencias bibliográficas, (Kiser, 1989), señalan que el miembro “P” es una arena deltaica, mientras que el miembro “O” es una caliza, los valores de porosidad y permeabilidad son reflejo de la compactación de estos yacimientos; además, indican que la tendencia a producir finos de formación es muy reducida en comparación de yacimientos de mayor porosidad y permeabilidad.

Las presiones de yacimiento y burbuja reflejan que son yacimientos subsaturados; llegados a este punto, se considera que ninguna de las variables de yacimiento se presta para estabilizar la emulsión en la EF Silván.

Variables de pozo y de completación.

Para el caso de los pozos seleccionados y, de forma general, en el Distrito Barinas, las completaciones se suelen realizar con revestidor cementado y cañoneado en intervalos específicos, sin la necesidad de empaque con grava dado la compactación de las formaciones. En la tabla 31 se muestran las consideraciones de completación y algunas variables del método de producción del pozo.

Tabla 31. Variables de pozo y completación de los pozos seleccionados en la EF Silván.

POZO	Empaque con Grava	Método de levantamiento	Velocidad	Presión de Fondo (PSI)	Presión de Intake (PSI)
BEJ-13ST	No	BM	5 VPM	3996	1653
BOR-11	No	BES	60 Hz	1233	940
BOR-48	No	BES	58 Hz	1607	1436
TOR-17	No	BM	3,5 VPM	3415	1504

Fuente: Camacho, F. y Escalante, B. (2018).

Para el pozo BOR-11, los valores de presión de entrada (940 psi) de la bomba (intake), se encuentra más cerca del punto de burbuja (765 psi), considerando que el yacimiento “O BOR 2” presenta el valor de RGP más elevado de todos los yacimientos seleccionados (224 PCN/BN), según la (tabla 13), este factor promueve la formación de emulsiones; en adición, el método de levantamiento BES genera un alto cizallamiento, dado que opera con frecuencia más alta de los pozos (60 Hz).

En el BOR-48, el principal factor que promueve la formación de la emulsión es el equipo BES; mientras que en los otros pozos estas variables tienen una menor influencia.

Propiedades de los fluidos medidas en laboratorio.

En función a los resultados de la caracterización del agua que compone la emulsión de Silván, la propiedad con mayor influencia para estabilizar la emulsión son los cationes divalentes, representados principalmente por calcio y magnesio; aparte de estos, las demás propiedades del agua no juegan un papel de relevancia en la estabilidad de la emulsión.

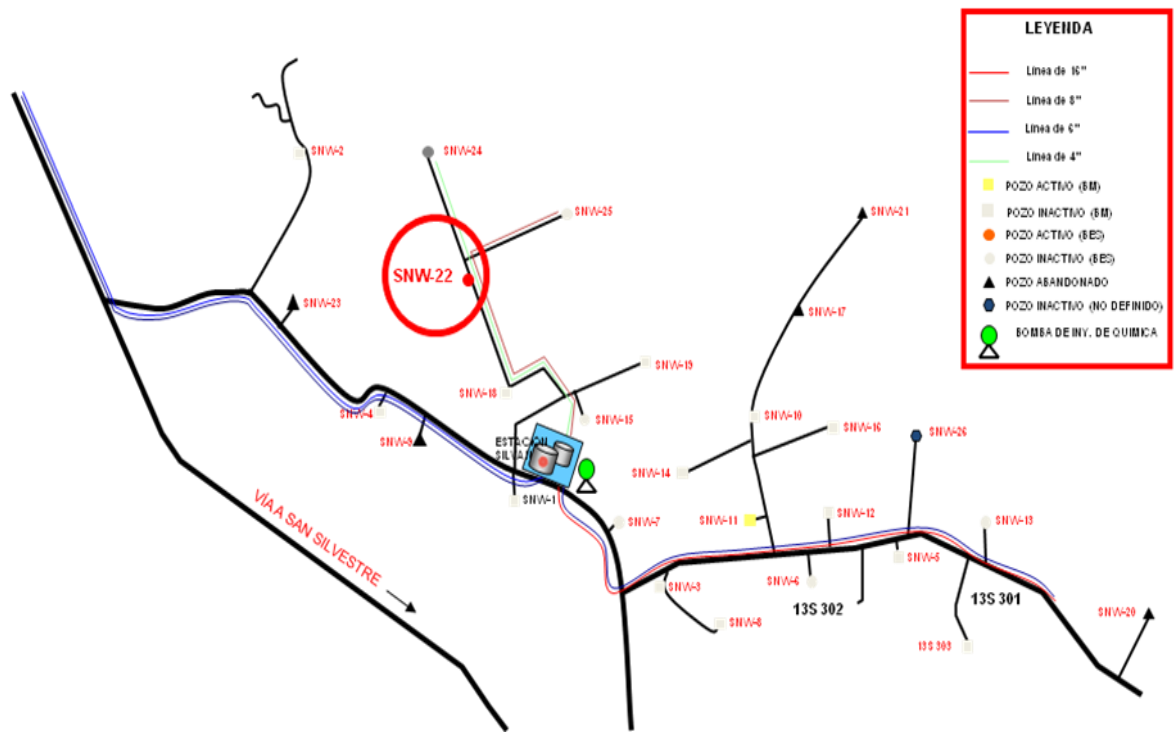
La viscosidad del crudo presenta valores que pueden influenciar en la estabilidad de la emulsión, no obstante, dado que los cálculos fueron realizados a temperatura ambiente, la cual es menor que la temperatura de operación en el tanque de lavado; estando en estos, la viscosidad del crudo es menor, por lo cual, su

influencia es menor, al punto de no ser una propiedad determinante en la estabilidad de la emulsión.

Condiciones de operación en superficie.

Los pozos BEJ-13ST, BOR-11, BOR-48 y TOR-17, presentan temperatura de superficie igual a 188, 203, 182 y 191 °F, respectivamente, equivalente a 87, 95, 83 y 88 °C. Debido a que estos pozos pertenecen a campos diferentes, realizan el recorrido desde el cabezal en superficie hasta la subestación de flujo que corresponde a su campo operacional, donde se realiza la separación primaria (gas – líquido) y el líquido resultante (agua/crudo) es bombeado hacia la Estación de Flujo Silván. La figura 20 muestra la distribución de los pozos perforados en el campo Silván.

Figura 20. Distribución geográfica de los pozos perforados en el campo Silván.



Fuente: PDVSA (2010), modificado por Camacho, F. y Escalante, B.

En la figura 20, se puede apreciar que el pozo SIN-22 es el único pozo activo del campo Silván, por ello, tiene una gran importancia para mantener la temperatura en el tanque de lavado (entre 105 – 115 °F).

El bombeo de las fases líquidas desde las subestaciones de flujo genera la formación de una emulsión más estable, especialmente en la subestación Borburata, donde además de la separación primaria, también se realiza la separación del agua libre, quedando únicamente el crudo y el agua emulsionada. Al momento de ser bombeados, estos fluidos son sometidos nuevamente a agitación y cizallamiento de las fases, alcanzando a disminuir el tamaño de las gotas de agua, formando una emulsión más estable.

Los fluidos de los campos Bejucal, Borburata y Torunos, con temperatura entre 190 y 200 °F, durante el recorrido que realizan desde sus respectivas subestaciones de flujo hasta la EF Silván, pierden parte importante de su temperatura de superficie, influyendo en la estabilidad de la emulsión y dificultando la deshidratación del crudo.

Aunque no se pudo realizar la toma de muestras de fluido y la medición de la temperatura en los diferentes clusters, donde se mezclan las corrientes de producción de cada pozo y subestaciones de flujo, se cuenta con el registro de temperatura de los fluidos que entran al TK-14, mostrando que esta mantiene un comportamiento entre 105 – 115 °F, lo que equivale a 41 – 46 °C.

La EF Silván no cuenta con equipos calentadores, por ello el proceso de deshidratación es muy sensible a los cambios de temperatura que sufre el sistema, siendo afectado inclusive por las condiciones climáticas. Además, se ha demostrado que el producto químico desemulsionante inyectado no es eficiente a temperaturas menores de 40 °C (IT-GTCF-DB-13), ya que, el mismo producto es inyectado en las estaciones de flujo “Mingo” y “Sinco D”, que poseen temperaturas mayores y ha demostrado ser eficiente. Esto indica que, la temperatura que poseen los fluidos al

llegar a la estación de flujo Silván es uno de los principales factores que estabiliza la emulsión.

En adición, la estación de flujo Silván solo opera con un tanque de lavado, el cual, contiene sólidos en el fondo (Celis, 2010), que disminuyen su capacidad de almacenamiento original (14000 BBL). Estos sólidos no son un factor que establezca la emulsión y tampoco forman parte de ella, pero si son responsables de dificultar el proceso de deshidratación.

En función a lo descrito anteriormente, la emulsión que se forma en la estación de flujo Silván es estable, además, las condiciones de operación le confieren una mayor estabilidad. Esto causa que para lograr completar el proceso de deshidratación se realicen labores extras a las contempladas normalmente, como lo es, la adición de desemulsionante mezclado con diferentes solventes tales como gasoil, xileno, entre otros, en el tanque de lavado a fin de reforzar la inyección química que se realiza normalmente (actualmente a la dosis mínima); además, se deben realizar procesos de recirculación entre el tanque de lavado y los tanques de almacenamiento.

Este proceso de recirculación, en algunos casos genera el levantamiento de los sólidos decantados en el fondo del tanque, lo cual contribuye al aporte de agua libre no emulsionada hacia los tanques de almacenamiento, y secuentemente hacia el Patio de Tanques Silvestre (PTS), evento que se ha repetido en diferentes ocasiones donde la causa principal es la estabilidad de la emulsión favorecida por las condiciones de operación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- ❖ De acuerdo a los parámetros de criticidad y en orden de mayor a menor criticidad, los principales 10 pozos críticos del Distrito Apure fueron: **GF-205X, GF-175, GF-192, GF-174, GF-183, GF-157, GF-165, GF-172, GF-202, GF-200**; mientras que por el Distrito Barinas fueron: **BOR-11, TOR-17, OBI-03X, BEJ-13ST, TOR-20, TOR-18, BEJ-01X, SMW-31X, BOR-61, BOR-48**.
- ❖ Los pozos activos que presentaron un mayor porcentaje de emulsión y de tipo fuerte, por parte del Distrito Apure fueron: **GF-165, GF-175 y GF-192**; mientras que por parte del Distrito Barinas fueron: **BEJ-13ST, BOR-11, BOR-48 y TOR-17**.
- ❖ Los resultados de la caracterización de los fluidos producidos por los pozos más emulsionados, señalan que las propiedades actuales de los mismos no han variado con respecto a los últimos cinco años (2013-2017). Lo cual indica la confiabilidad de los datos utilizados para la jerarquización de los pozos.
- ❖ La emulsión de la mezcla representativa de la EF Guafita, Distrito Apure, es estable, de tipo fuerte y altamente concentrada (91% de fase dispersa); y la emulsión de la mezcla representativa de la EF Silván, Distrito Barinas, es estable, de tipo fuerte y concentrada (64% de fase dispersa).
- ❖ Para la emulsión del Distrito Apure, las propiedades del agua que brindan estabilidad a la emulsión son: sólidos suspendidos (58mg/L), dureza (30 mgCaCO₃/L), pH (6,34) y la salinidad (34ppm).

- ❖ En el caso de la emulsión del Distrito Barinas, solo la cantidad de cationes calcio (1364mg/L) y magnesio (180mg/L) se prestan para estabilizar la emulsión.
- ❖ En el Distrito Barinas la viscosidad del crudo contribuye a estabilizar la emulsión.
- ❖ El tipo de formación encontrada en el campo Guafita (formación poco consolidada) tiene una alta influencia en la estabilidad de la emulsión, dado que es responsable del aporte de finos a la producción, los cuales representan el principal agente emulsionante.
- ❖ Las condiciones de operación de la EF Silván y las subestaciones de flujo asociadas a ella influyen de forma significativa en la formación y estabilidad de la emulsión, debido a la disminución de la temperatura de los fluidos y al cizallamiento de las fases, que se genera durante el bombeo de los fluidos hacia la EF Silvan.
- ❖ Las emulsiones estables de la EF Guafita y EF Silván, conllevan a que se realicen labores extras para lograr la deshidratación del crudo hasta las especificaciones de PDVSA División Boyacá.

Recomendaciones:

Para la empresa:

- ❖ Dar a conocer al personal de las diferentes gerencias relacionadas con el manejo de la producción, sobre las condiciones operacionales de los pozos que presentan la mayor emulsión, con el fin de realizar estudios que permitan dar solución a nivel de pozo.
- ❖ Evaluar métodos mecánicos y químicos para el control de finos de formación en los pozos productores del campo Guafita, con la finalidad de disminuir la

presencia de estos durante la producción, ya que, los mismos son los responsables de estabilizar la emulsión.

- ❖ Desarrollar un estudio sobre el comportamiento que tiene la mezcla de las diferentes corrientes, en el recorrido que realizan los fluidos hasta las estaciones de flujo estudiadas, a fin de identificar cuales corrientes generan menor estabilidad en la emulsión.
- ❖ Realizar simulaciones dinámicas integradas pozo-tubería, mediante software de flujo multifásico y transitorio con modelos de transferencia de calor, a fin de optimar manejo de líquidos y sólidos.
- ❖ Evaluar la factibilidad técnica y económica para realizar limpieza a los tanques de lavado en periodos más frecuentes, por ejemplo anualmente.
- ❖ Tener en consideración los pozos con mayor emulsión seleccionados en el presente estudio, para su posible tratamiento de forma individual en cabezal de pozo o en múltiples de producción.
- ❖ Realizar un análisis de distribución de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA), a fin de identificar los agentes naturales surfactantes que se encuentren presentes en los crudos de la EF Guafita y la EF Silván.
- ❖ Emplear la mezcla de los fluidos provenientes de los pozos con mayor emulsión, seleccionados en este estudio, para realizar formulación de productos químicos desemulsionantes, que se adecuen a las condiciones de las estaciones de flujo Guafita y Silván.

Para la universidad:

- ❖ Desarrollar línea de investigación destinada al estudio de: formación estabilidad y desestabilidad de las emulsiones.

- ❖ Desarrollar líneas de investigación destinadas a la formulación de productos químicos para la deshidratación del crudo producido en los campos de la División Boyacá, tomando en consideración los datos del presente estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado, A. (2012). *Estudios fisicoquímicos de formación, inversión y desestabilización de la emulsión W/O presente en el tanque de deshidratación Tk-100-1 de la Estación Guafita*. Trabajo especial de grado optar al título de Licenciado Químico publicado, Universidad de los Andes, Mérida.
- Arias, F. (2012). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica* (6ed). Caracas, Venezuela: Editorial Episteme.
- Becher, P. (1977). *Emulsions: Theory and Practice* (2ed). New York, EEUU: American Chemical Society.
- Behar, D. (2008). *Introducción a la Metodología de la Investigación* (1ed). Bogotá, Colombia: Shalom.
- Bertiz, N. (2017). *Oportunidades para cambio de método en pozos productores del campo Guafita Sur, Distrito Apure*. Informe de Pasantías para optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora”, Barinas.
- Borges, B., Rondon, M., Sereno, O. y Asuaje J. (2009). Breaking of water-in-crude-oil emulsions: influence of salinity and water-oil ratio on demulsifier action. *Energy & Fuels*, 1 (1), 1568 – 1574.
- Cabrera, C. y Heredia, C. (2018). *Factibilidad técnico económica para la estimulación no reactiva en la formación G7-2 del campo Guafita sur, Distrito Apure. División Boyacá*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora”, Barinas.
- Celis, M. (2011). *Integrated Analisis to Improve Current Dehydration Process in Silvan Flow Station Barinas-Venezuela*. Tesis de post grado para optar a

Maestría en Ingeniería Mecánica.

Fernández, A. (2002). *Selección de un agente desemulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la unidad colón del municipio Jesús María Semprúm del Estado Zulia*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Fingas, M. (2014). Water-in-Oil Emulsions: Formation and Prediction. *Journal of Petroleum Science Research*, 3 (1), 38 – 49.

Fingas, M. y Fieldhouse, B. (2009). Studies on water-in oil products from crude oils and petroleum products. *Marine pollution bulletin*, 64 (2), 272 – 283.

Fuentes, A. (2011). *Evaluar por medio de pruebas de laboratorio de químicos demulsificantes para inyectarse a la línea de crudo Merey antes de su almacenamiento*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Barcelona.

Gómez, J., Becerril, F. y Flores, I. (1987). *Apuntes de manejo de la producción en superficie*. México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

Graterol, I. (2005). *Interpretación sísmica estructural y estratigráfica de los campos Caipe, Torunos y Obispo, en la cuenca Barinas-Apure*. Trabajo especial de grado para optar al título de Ingeniero Geofísico no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

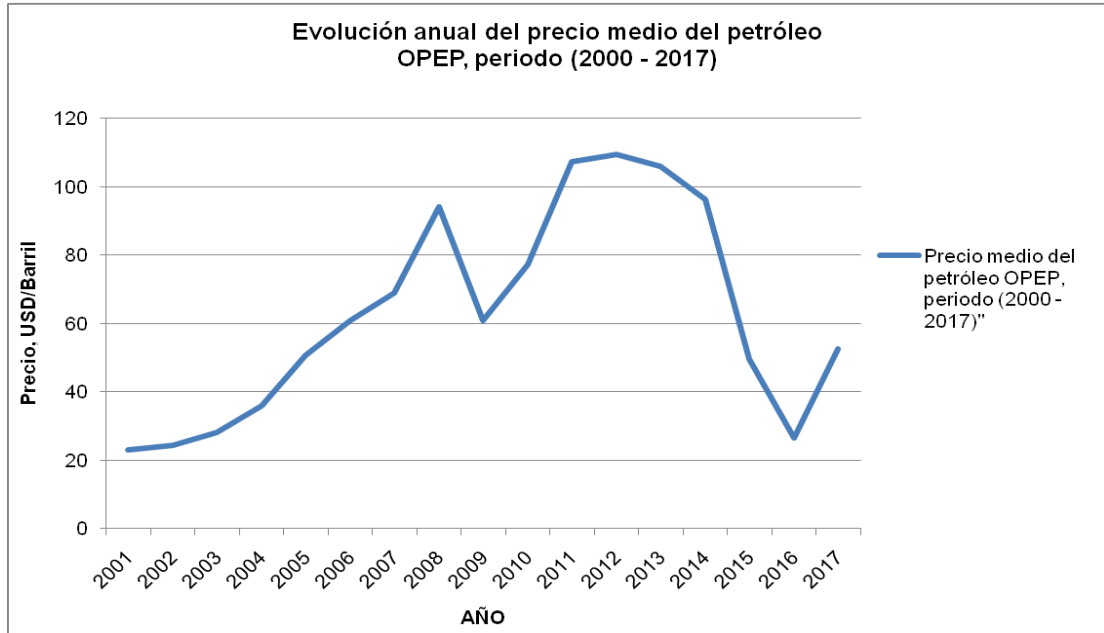
Guerrero, A. (2013). *Propuesta de mejoras para la separación de los fluidos en la estación de flujo “Silván”, PDVSA Distrito Barinas-División Boyacá*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero Químico no publicado, Universidad Nacional Experimental “Francisco de Miranda”, Punto Fijo.

- Lendínez, C. (2015). *Estudio de emulsiones altamente concentradas de tipo W/O: relación entre tamaño de gota y propiedades*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero Químico publicado, Universitat de Barcelona, Barcelona –España.
- Loayza, P. (2016). *Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano*. Monografía para optar el Título Profesional de Ingeniero Químico publicado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima – Perú.
- Maggiolo, R. (2008, julio). *Optimización de la producción mediante análisis nodal*. Curso de instrucción técnica. Lima: ESP OIL.
- Maita, G. (2010). *Interpretación estructural y estratigráfica con el uso de atributos sísmicos, trampa GF-205x. Guafita, Estado Apure*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero Geofísico no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Marfisi, S. (2005). *Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos*. Tesis para optar al título de Doctor en Ciencias Aplicadas publicada, Universidad de los Andes, Merida.
- Marfisi, S. y Salager, J. (2004). *Deshidratación de crudo principios y tecnología*. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP S853-PP, Universidad de los Andes, Mérida.
- Pachón, L. (2003). *Caracterización del crudo y agua de formación del campo Guafita, área Apure*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Barcelona.
- Paris, M. (2010). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos* (1ed). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.

- Parra, C. y Crespo, A. (2012). Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos. *IngeCon*, 5 (1), 1 – 23.
- Rodríguez, J. (2011). *Ruptura de emulsiones petroleras O/W y W/O mediante la medición de la tensión interfacial, usando un tensiómetro de gota giratoria*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- Rodríguez, L. (2015). *Optimización del tratamiento químico desemulsificante en el campo Guafita, Distrito Apure - División Boyacá*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora”, Barinas.
- Romero, P. (2013). *Análisis de criticidad y estudio RCM del equipo de máxima criticidad de una planta desmotadora de algodón*. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero Industrial no publicado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla – España.
- Salager, J. (1993). *Surfactantes en solución acuosa*. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP S201A. Universidad de los Andes, Mérida.
- Salinas, P. (2008). *Metodología de la investigación científica (1ed)*. Mérida, Venezuela: Consejo de Publicaciones de la Universidad de Los Andes.
- Tharwat, F. (2009). *Emulsion Science and Technology: A General Introduction*. *Emulsion Science and Technology*, 1 (1), 1 – 56.
- Velásquez, I. y Pereira, C. (2014). Emulsiones de agua en crudo. Aspectos generales. *Revista Ingeniería UC*, 21(3), 45 – 54.

ANEXOS

Anexo 1. Evolución anual del precio medio del petróleo fijado por la OPEP, periodo 2000 – 2017.



Año	Precio USD/Barril
2001	23,12
2002	24,36
2003	28,1
2004	36,05
2005	50,59
2006	61
2007	69,04
2008	94,1
2009	60,86
2010	77,38
2011	107,46
2012	109,45
2013	105,87
2014	96,29
2015	49,51
2016	26,5
2017	52,51

Fuente: © Statista 2018.

Anexo 2. Gravedad API del petróleo despachado desde las estaciones de flujo Guafita y Silván (2013 – 2017).

DISTRITO	ESTACION	PLAN PRODUCCIÓN		PRODUCCION OPERADA		PRODUCCION BOMBEADA		PRODUCCION FISCALIZADA			
		MES	ACUM. AÑO	DIA	PROM. MES	DIA	PROM	DIA	PROM	GRAV. API	PROM. AÑO
APURE	GUAFITA	15,90	20,00	13,59	14,47	13,42	14,45	13,42	14,45	28,40	16,41
BARINAS	SILVAN	10,90	15,00	9,78	10,17	9,77	10,23	9,97	10,30	26,80	10,39

DISTRITO	ESTACION	PLAN PRODUCCIÓN		PRODUCCION OPERADA		PRODUCCION BOMBEADA		PRODUCCION FISCALIZADA			
		MES	ACUM. AÑO	DIA	PROM. MES	DIA	PROM	DIA	PROM	GRAV. API	PROM. AÑO
APURE	GUAFITA	12,00	20,00	11,22	11,53	11,30	11,54	11,30	11,54	28,40	13,32
BARINAS	SILVAN	8,90	15,00	8,68	8,76	8,13	8,81	8,13	8,74	26,40	9,16

DISTRITO	ESTACION	PLAN PRODUCCIÓN		PRODUCCION OPERADA		PRODUCCION BOMBEADA		PRODUCCION FISCALIZADA			
		MES	ACUM. AÑO	DIA	PROM. MES	DIA	PROM	DIA	PROM	GRAV. API	PROM. AÑO
APURE	GUAFITA	10,20	11,70	9,30	10,00	9,00	10,00	9,00	10,00	29,00	10,70
BARINAS	SILVAN	9,50	9,30	6,70	6,20	6,30	6,20	6,30	6,20	27,40	7,30

DISTRITO	ESTACION	PLAN PRODUCCIÓN		PRODUCCION OPERADA		PRODUCCION BOMBEADA		PRODUCCION FISCALIZADA			
		MES	ACUM. AÑO	DIA	PROM. MES	DIA	PROM	DIA	PROM	GRAV. API	PROM. AÑO
APURE	GUAFITA	8,99	9,77	8,34	8,66	8,38	8,68	8,38	8,68	28,90	9,25
BARINAS	SILVAN	5,09	5,51	6,43	6,27	6,59	6,35	6,59	6,28	26,70	6,32

DISTRITO	ESTACION	PLAN PRODUCCION		PRODUCCION OPERADA		PRODUCCION BOMBEADA		PRODUCCION FISCALIZADA			
		MES	ACUM. AÑO	DIA	PROM. MES	DIA	PROM	DIA	PROM	GRAV. API	PROM. AÑO
APURE	GUAFITA	6,874	8,002	7,342	6,942	7,331	6,961	7,331	6,961	29,4	7,93
BARINAS	SILVAN	5,833	6,186	6,715	1,794	4,364	1,744	4,283	1,705	27,9	5,376

Fuente: PDVSA (2018).

Anexo 3. Columna estratigráfica del campo Guafita.

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO	ESPESOR (PIES)	OBSERVACIÓN			
PLEISTOCENO	RÍO YUCA Y PARÁNGULA		± 5800'	ARCILLAS MOTEADAS INTERCALADAS CON ARENISCAS Y CONGLOMERADOS			
PLIOCEHO							
MIOCENO	G U A F I T A	G U A R D U L I O		± 800'	LUTITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS DE MARRÓN CLARO		
			G7	G7-2		135' - 320'	
				G7-3/4			
		L. LIGNÍTICA					
OLIGOCENO		A R A U C A	G-8	60' - 120'		ARENAS LENTICULARES INTERCALADAS CON LUTITAS DE ESPESOR VARIABLE	
			L. GUAFITA	10' - 20'			
			G9	G9-1/2			30' - 45'
				G9-3/4			
			G-10	115' - 300'			
DOCENO							
PALEOCENO							
CRETÁCEO	N A V A Y	Q U E Y E D O	01	50 - 250'	ARENISCAS DE GRANO MEDIO COLOR CLARO, PETROLÍFERA		
			02				
	03						
	04						
		LA MORITA	50' - 90'	LUTITAS PARDUSCAS			
	ESCANDALOSA		200' - 450'	CALIZAS FINAS ARENISCAS MASIVAS PETROLÍFERAS			
	AGUARDIENTE		685' - 935'	ARENISCAS MASIVAS INTERCALADAS CON LUTITAS			
PRE-CRETÁCEO	METAMÓRFICAS		± 50'	ESQUISTOS GRISES SERICÍTICOS CON INCLUSIONES DE CUARZO			

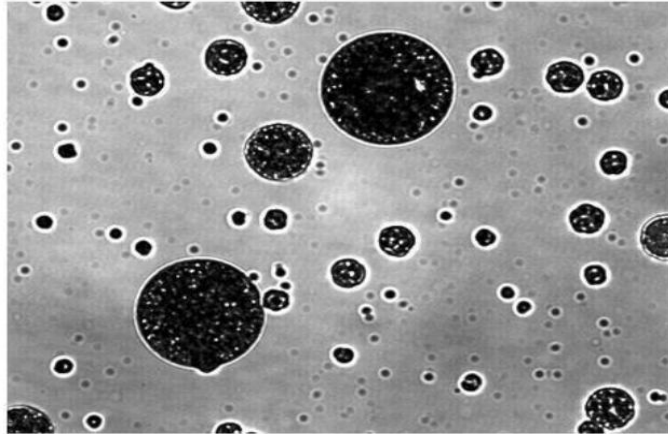
Fuente: Arteaga, L (2009), en Cabrera , C y Heredia, C (2018).

Anexo4. Columna estratigráfica del Estado Barinas.

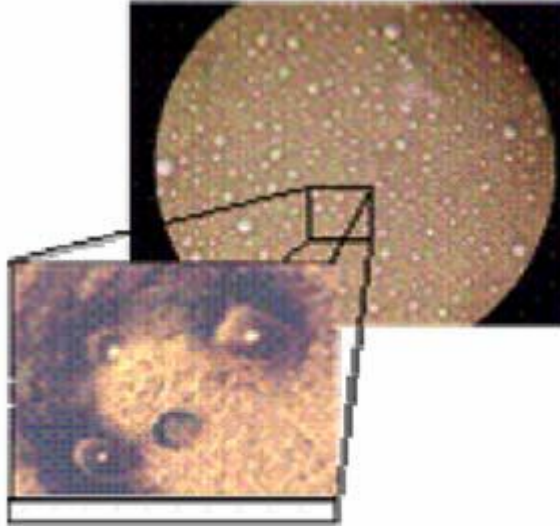
Edad	Form./Miemb.	Espesor (m)	Litología	Roca Madre	Reservorio	Sello	Descripción Litológica	
Mio-Plioceno	Parangaita	550 - 1400					Conglomerados de grano grueso, areniscas de grano fino, limolitas y lodolitas abigarradas.	
Eoceno Medio-Oligoceno	Pagüey/Guañita/Laun	330-450					Areniscas ferruginosas, carbonosas, ocasionalmente calcáreas de color gris a gris oscuro, grano fino a medio; alternando con lutitas y limolitas fosilíferas.	
	Guamanto						La Formación Pagüey, en su tercio medio presenta un carácter más arenoso con respecto al tercio inferior y tercio superior.	
	Pagüey						Areniscas ferruginosas, carbonosas, ocasionalmente calcáreas de color gris a gris oscuro, grano fino a medio; alternando con lutitas y limolitas fosilíferas.	
	Masparrito	50-300					Areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, conglomeráticas, de color gris claro a pardo. Calizas orbitoidales de color gris azulado a gris oscuro..	
	Gobernador	50-300						
Cretácico	Burguilla	350-420					Areniscas micáceas, limolíticas, parcialmente glauconíticas y calcáreas de grano fino y de color gris.	
	Navay	180-210					?	Lodolitas silíceas, areniscas cuarzosas y calizas flinticas.
	La Morita	150-180						Lutitas y limolitas oscuras.
	Escarabalesa	150-427						Calizas bioclásticas y arenosas, areniscas masivas muy permeables y lutitas negrassuras.
	Aguardiente	150-500						Areniscas calcáreas y calizas arenosas.
	Río Negro	< 300						Areniscas blancas de grano grueso; conglomerados.

Fuente: Graterol, I. (2005).

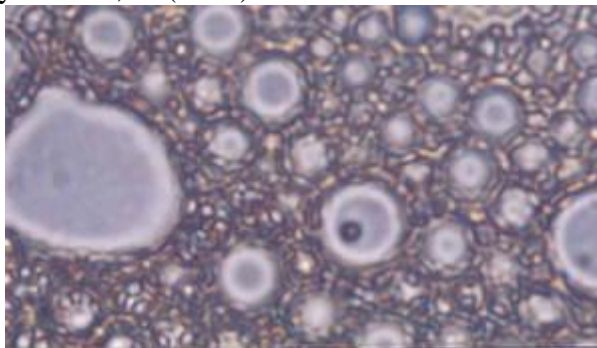
Anexo 5. Diferentes microfotografía de emulsiones agua/crudo.



Fuente: Loayza, P. (2016).



Fuente: Salager, J. y Marfisi, S. (2004)



Fuente: Miton-M Kft (2005), en Rodríguez, J. (2011).

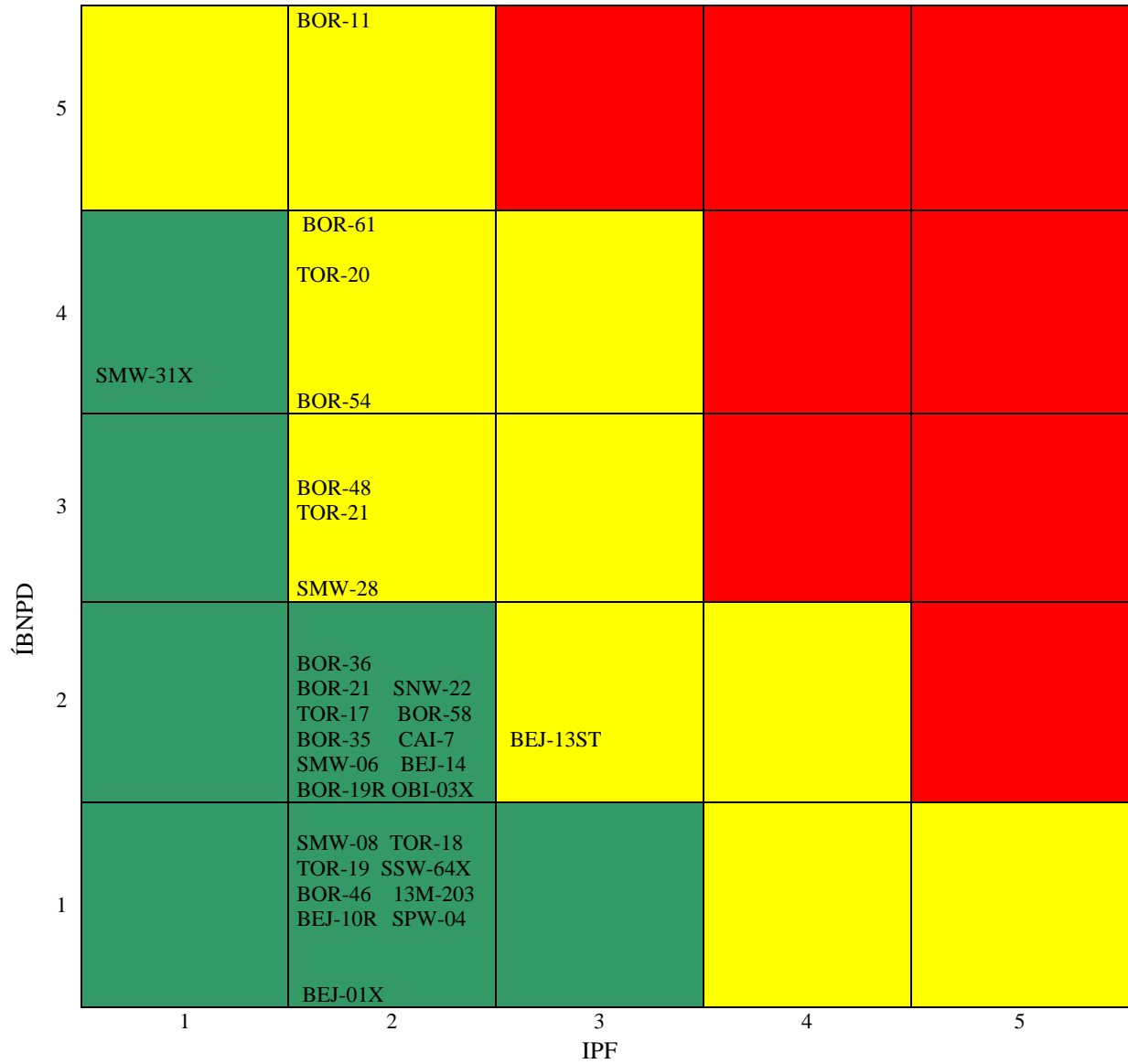
Anexo 6. Diferentes matrices de criticidad implementadas en la jerarquización de los pozos.

Anexo 6.Apure.1. Mapa de criticidad: INBDP vs IPF, aplicado en la EF Guafita.

IBNPD	5	GF-180 GF-174 GF-223 GF-175 GF-205X GF-213D GF-218					
	4	GF-92 GF-100 GF-192 GF-87 GF-1X GF-149 GF-128 GF-42					
	3	GF-79 GF-40 GF-157 GF-201 GF-109 GF-187 GF-177 GF-148 GF-105 GF-106 GF-73 GF-182 GF-31 GF-169 GF-165 GF-200 GF-77	GF-133 GF-172				
	2	GF-53 GF-183 GF-225 GF-152 GF-95 GF-97 GF-81 GF-202 GF-96 GF-111 GF-38 GF-199 GF-98 GF-215R GF-16 GF-29 GF-140 GF-209 GF-154	GF-74 GF-226 GF-70 GF-150				
	1	GF-110 GF-204 GF-91 GF-143 GF-57 GF-151 GF-222 GF-122 GF-228 GF-170 GF-176 GF-158 GF-227	GF-89 GF-178 GF-161 GF-208 GF-26 GF-68 GF-206				
			1	2	3	4	5
			IPF				

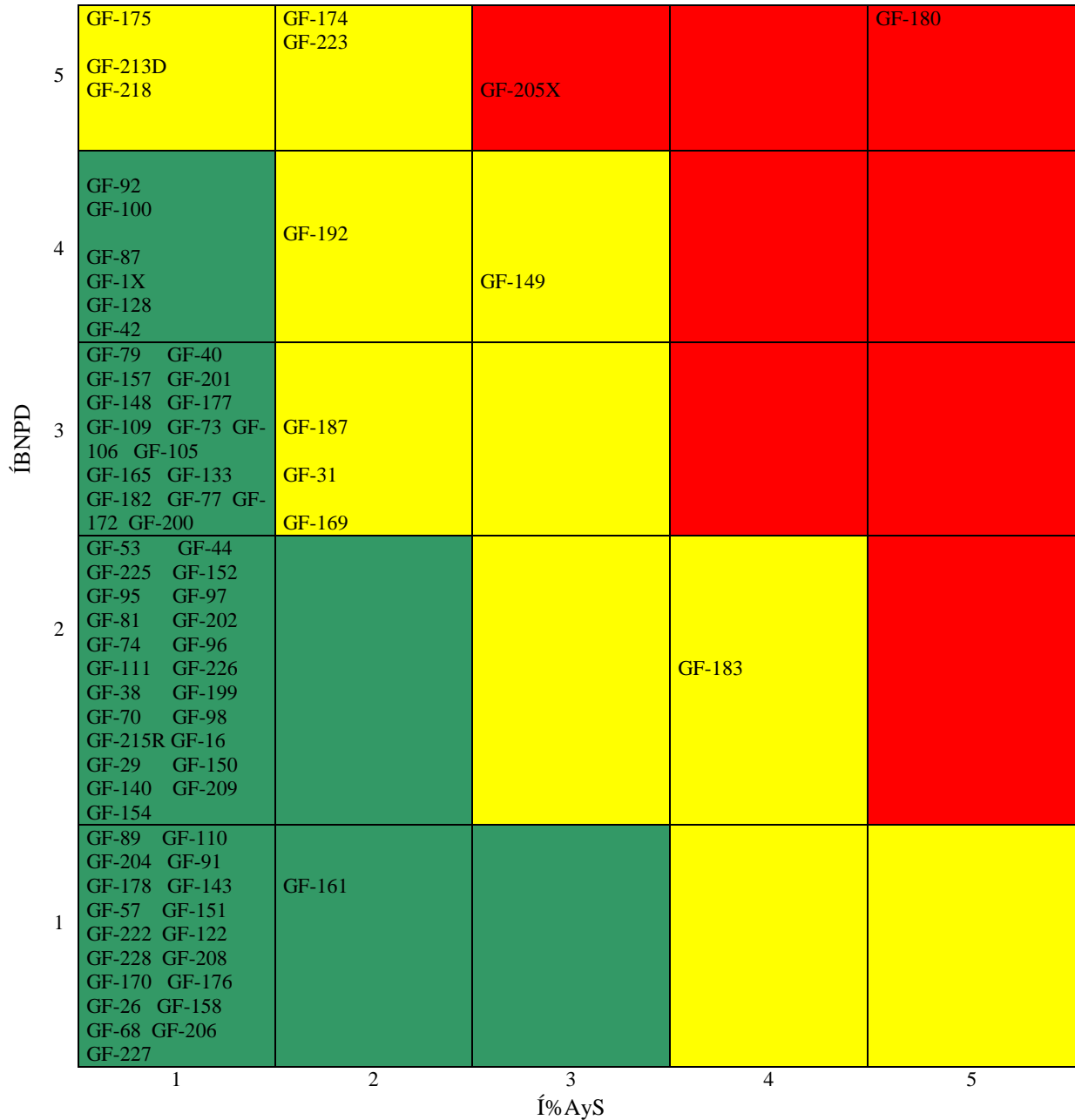
Refleja la criticidad del pozo de acuerdo a las propiedades de los fluidos con relación a la producción de crudo, ninguno de los pozos presento alta criticidad.

Anexo 6.Barinas.1. Mapa de criticidad: INBDP vs IPF, aplicado en la EF Silván.



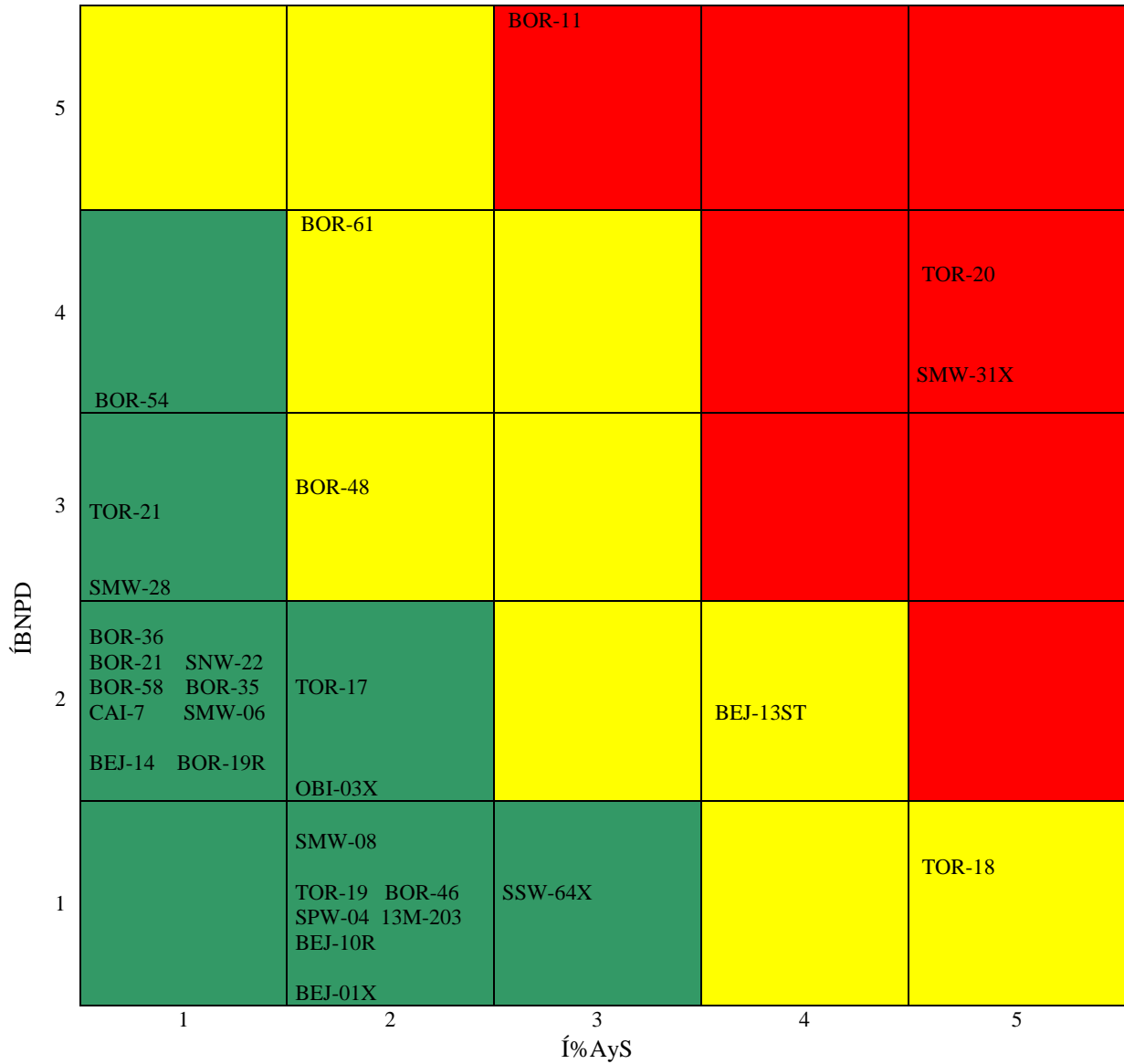
Según este criterio, ninguno de los pozos de la EF Silván presenta alta criticidad.

Anexo 6.Apure.2. Mapa de criticidad: INBDP vs I%AyS, aplicado en la EF Guafita.



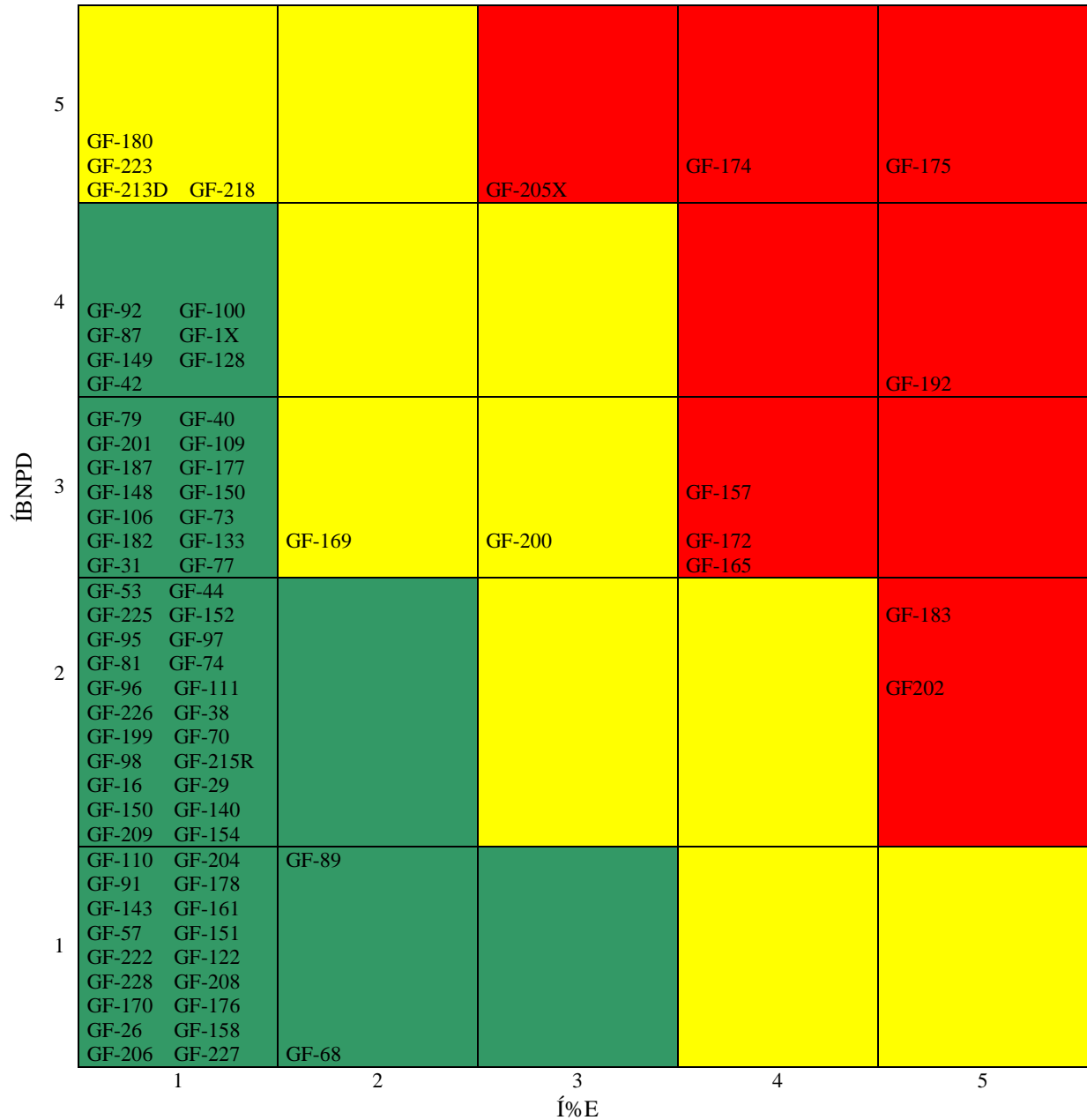
De acuerdo a este criterio los pozos GF-205 y GF-180, presentaron la mayor criticidad, ya que, producen más de 200 BNPD y con un corte de agua menor a 60%.

Anexo 6.Barinas.2. Mapa de criticidad: INBDP vs I%AyS, aplicado en la EF Silván.



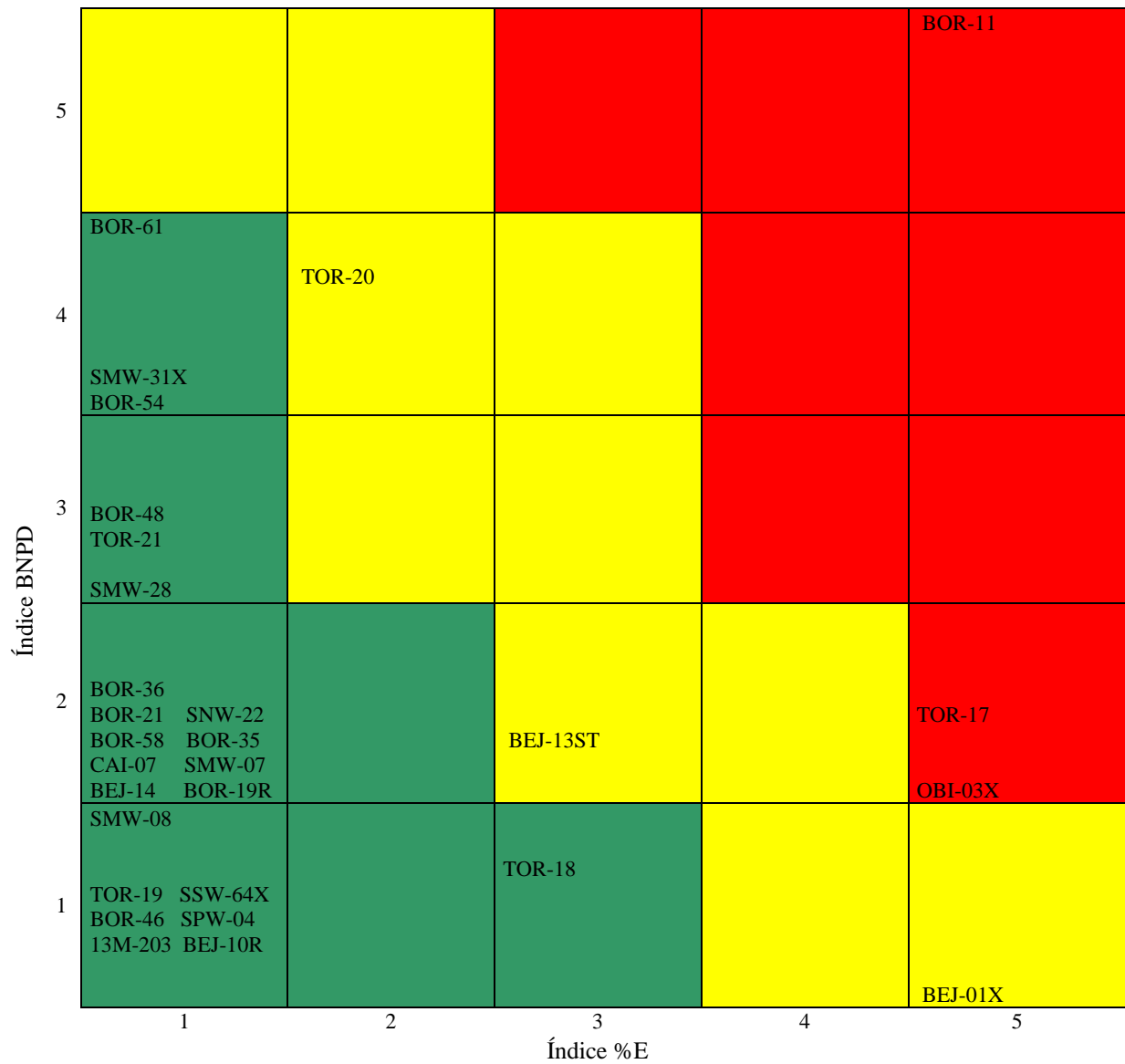
Los pozos BOR-11, TOR-20 y SMW-31X, producen más de 300 BNPD con cortes de agua menores a 60%, lo cual permite catalogarlos como pozos críticos.

Anexo 6.Apure.3. Mapa de criticidad: INBDP vs I%E, aplicado en la EF Guafita.

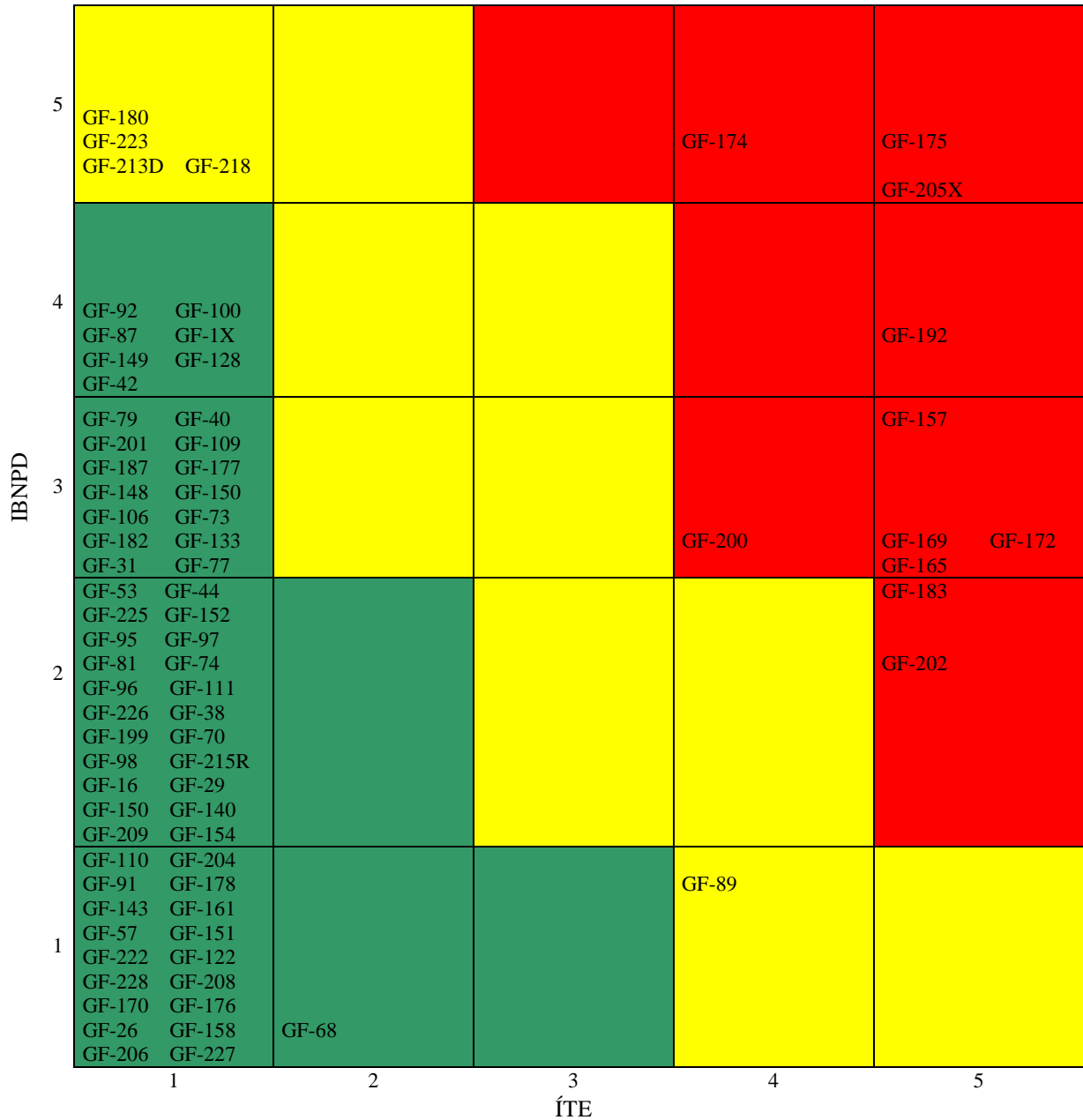


Los pozos ubicados en la zona verde son aquellos sin la presencia de emulsión, los cuales resultan ser la mayoría

Anexo 6.Barinas.3. Mapa de criticidad: INBDP vs I%E, aplicado en la EF Silván.

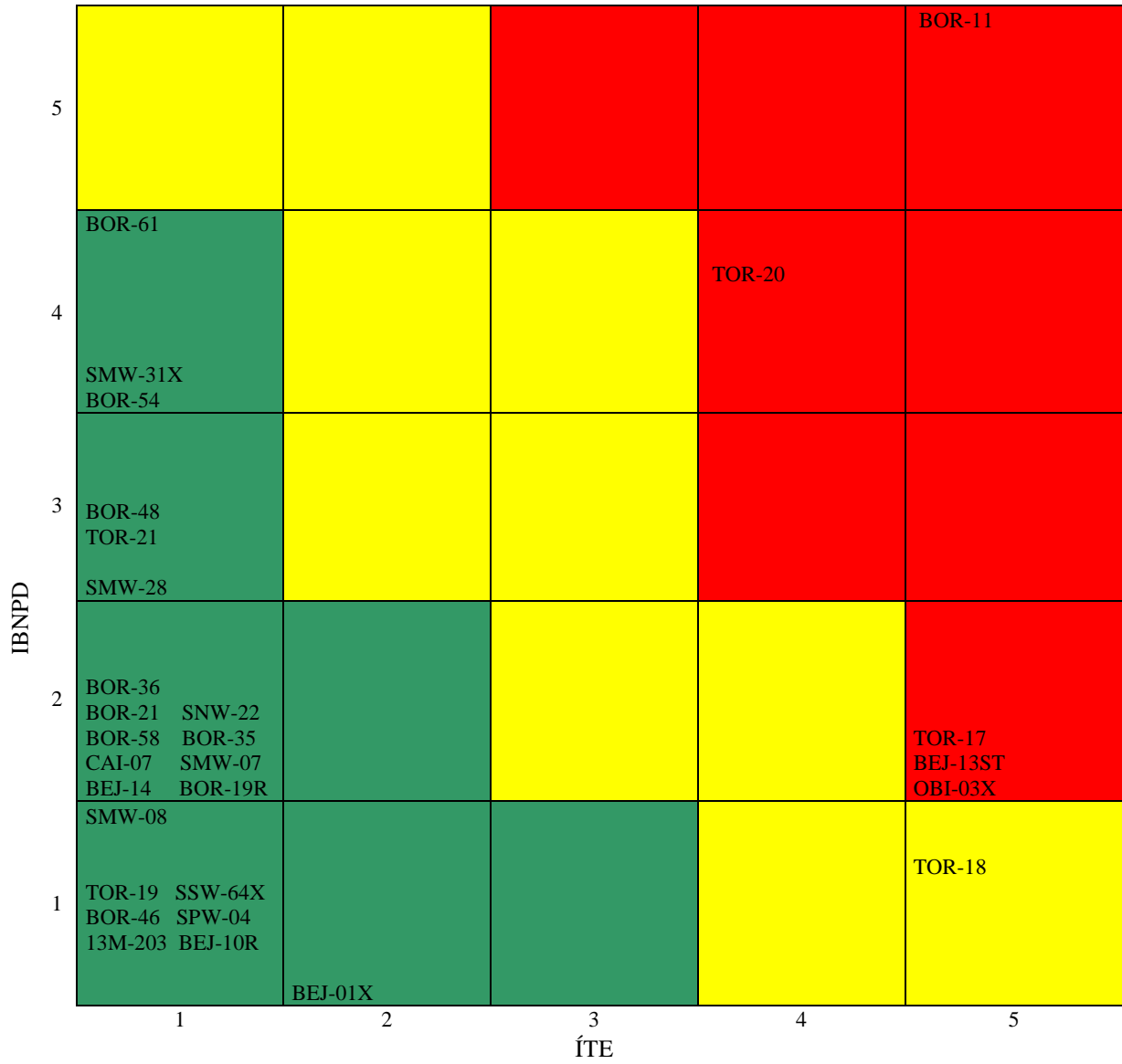


Anexo 6.Apure.4. Mapa de criticidad: INBDP vs ITE, aplicado en la EF Guafita.

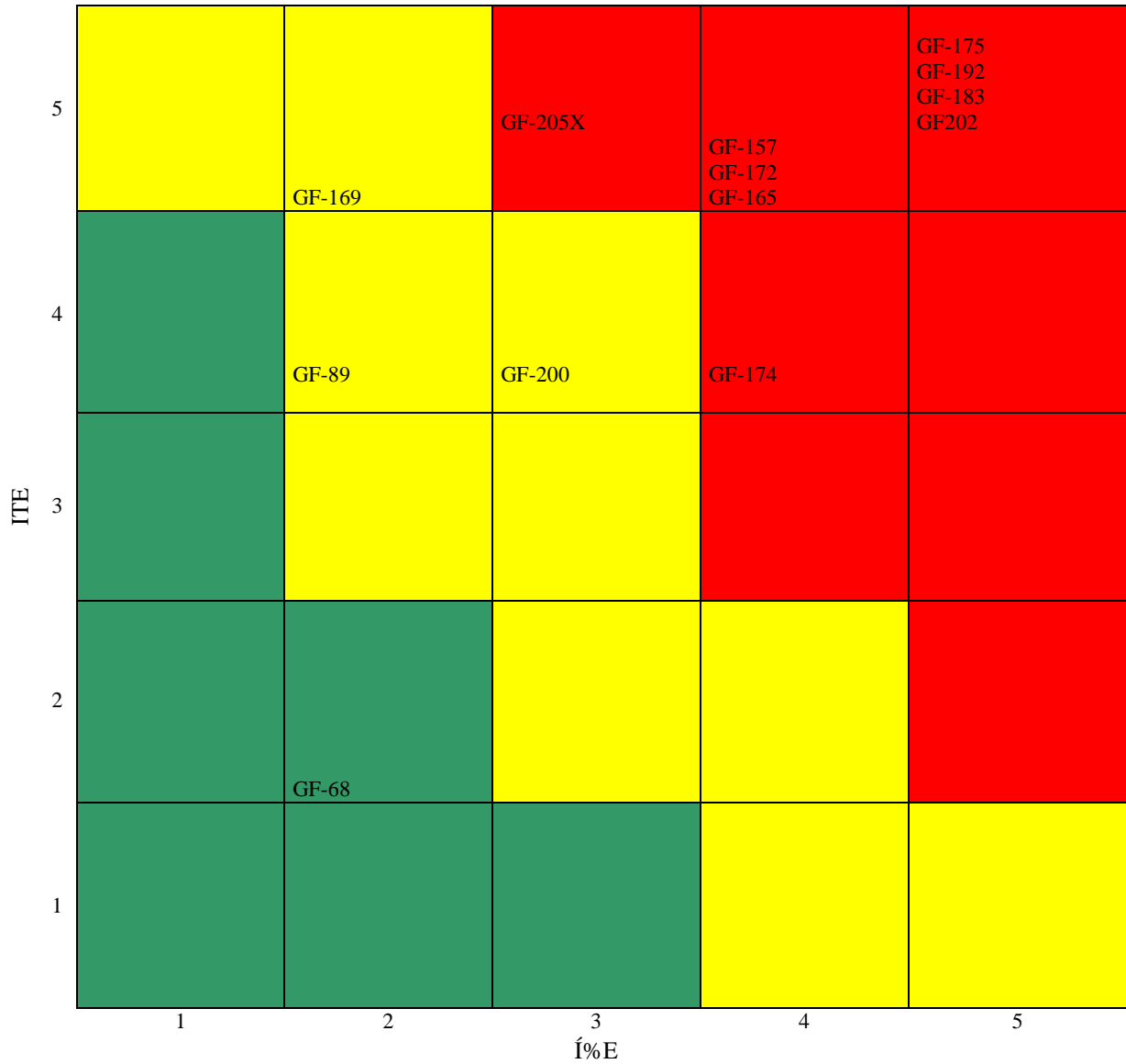


En este caso, los pozos en la zona de baja criticidad también son los pozos sin presencia de emulsión.

Anexo 6.Barinas.4. Mapa de criticidad: INBDP vs ITE, aplicado en la EF Silván.

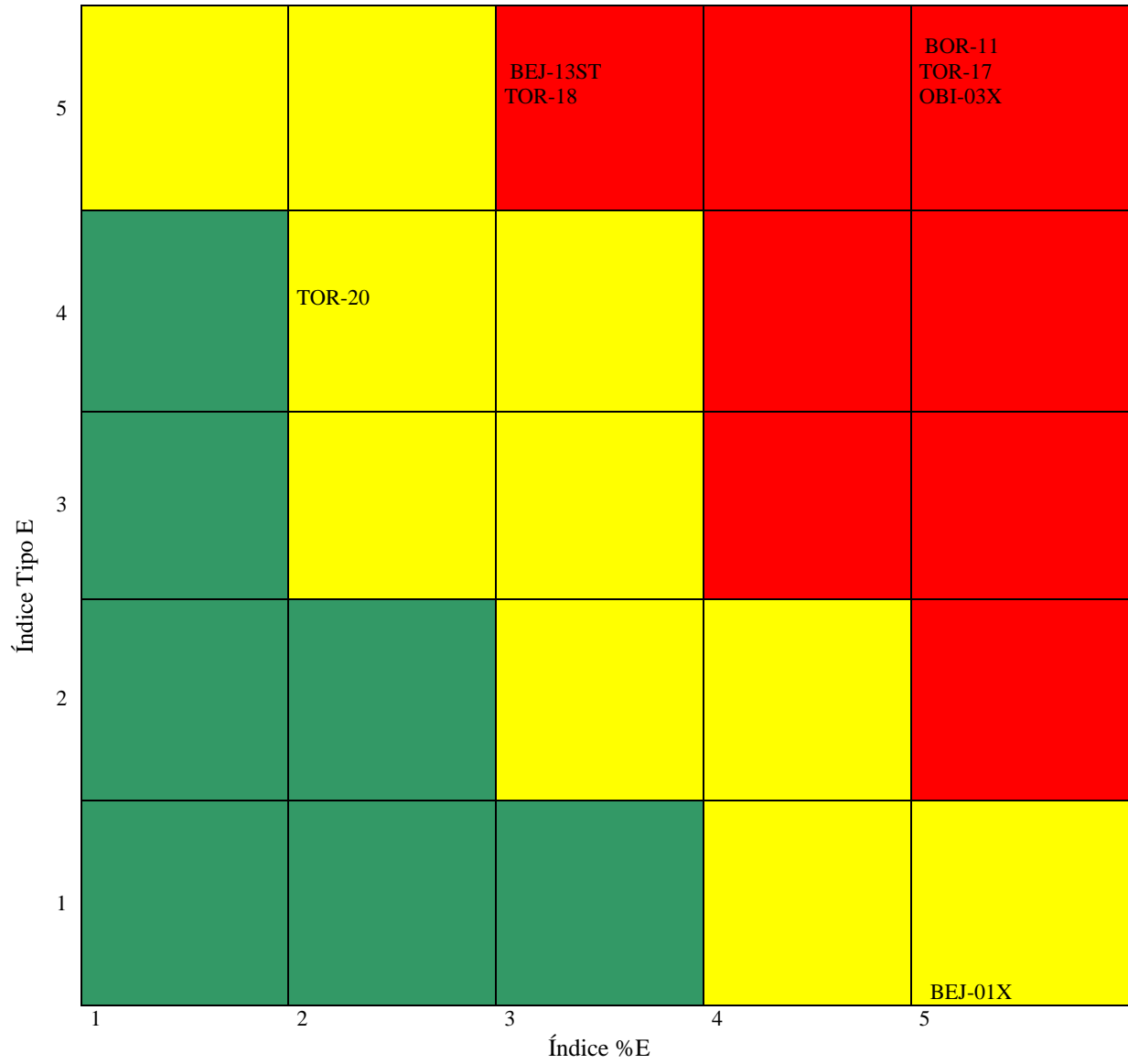


Anexo 6.Apure.5. Mapa de criticidad: ITE vs I%E, aplicado en la EF Guafita.



Para implementar esta matriz de criticidad, solo fueron considerados los pozos con presencia de emulsión.

Anexo 6.Barinas.5. Mapa de criticidad: ITE vs I%E, aplicado en la EF Silván.

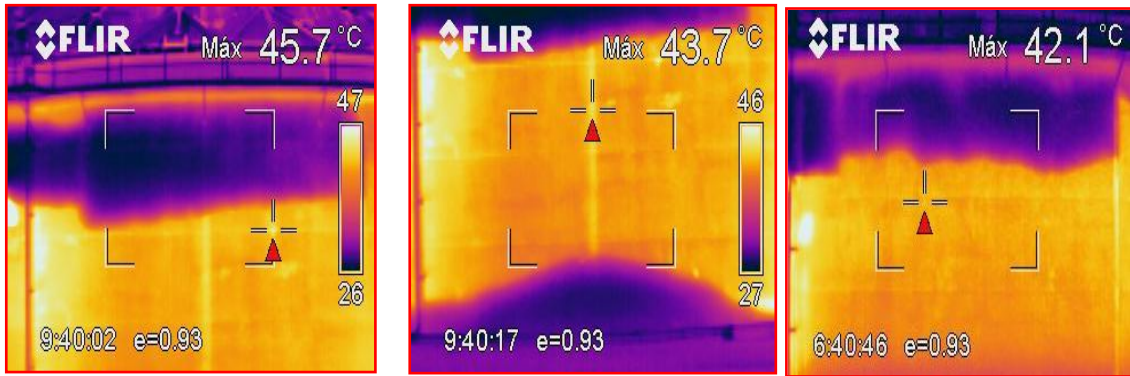


Anexo 7. Desarrollo de los análisis de laboratorio en el CAS.





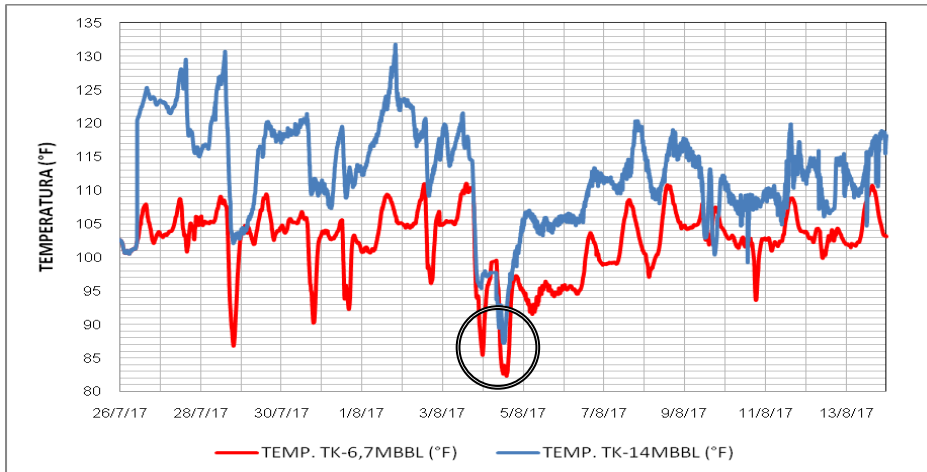
Anexo 8. Fotografía termográfica del TK-100 en la EF guafita



Fuente: PDVSA (2015)

Se puede apreciar la acumulación de sólidos en el fondo del tanque y el crecimiento del colchón de emulsión, hasta alcanzar el rebose del tanque.

Anexo 9. Comportamiento de la temperatura de los fluidos en la entrada de los tanques TK-6,7 y TK-14, durante el periodo 26/07/2017 al 13/08/2017.



Fuente: PDVSA (2017).

Se puede observar la caída de la temperatura a valores menores de 85 °F inclusive.