

**PROPUESTA PARA REDUCIR EL TIEMPO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO
RUBIALES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN EL CENTRO DE
PRODUCCIÓN Y FACILIDADES (CPF1)**

OSCAR EDUARDO VÉLEZ RÍOS
Ingeniero Químico

RAÚL ALONSO ANAYA BAJARA
Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**PROPUESTA PARA REDUCIR EL TIEMPO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO
RUBIALES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN EL CENTRO DE
PRODUCCIÓN Y FACILIDADES (CPF1)**

**OSCAR EDUARDO VÉLEZ RÍOS
RAÚL ALONSO ANAYA BAJARA**

**Trabajo para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**DIRECTOR
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. GENERALIDADES DE LOS HIDROCARBUROS PESADOS	16
1.1. EMULSIONES	18
1.1.1. Pruebas de botella	24
1.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	25
1.2.1. Surge tank.....	26
1.2.2. Free water knockout – FWKO.....	26
1.2.3. Tratadores termos electrostáticos.....	27
1.2.4. Tratadores térmicos.	28
2. ANÁLISIS DEL FLUIDO.....	30
2.1. ANÁLISIS CRUDE ASSAY	30
2.2. ANÁLISIS S.A.R.A.	31
2.3. ANÁLISIS DEL AGUA.....	36
3. ANÁLISIS DEL PROCESO	42
3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	42
3.2. CAPACIDAD DE DESHIDRATACIÓN DE FACILIDADES.....	45
3.3. ANÁLISIS DE CAUSAS AUMENTO EN LOS TIEMPOS DE DESHDRATACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO	48
3.3.1. Temperatura.	48
3.3.2. Presión.....	49
3.3.3. Tratamiento químico..	50
4. CONCLUSIONES	56
BIBLIOGRAFÍA.....	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resultados <i>Crude Assay</i> del crudo de Campo Rubiales.	30
Tabla 2. Resultado análisis S.A.R.A. para el Crudo Rubiales.....	31
Tabla 3. Estabilidad de los asfáltenos en el crudo según su índice de inestabilidad coloidal.....	32
Tabla 4. Presiones promedio en las facilidades.....	34
Tabla 5. Análisis fisicoquímico del agua de Campo Rubiales.....	37
Tabla 6. Tiempos de residencia línea Batería 2.....	46
Tabla 7. Tiempos de residencia línea Área de Procesos.....	46
Tabla 8. Distribución de temperaturas en el proceso de producción de Campo Rubiales.....	48
Tabla 9. Impacto económico de la optimización en la inyección de demulsificante.....	55

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Campo Rubiales Colombia.....	13
Figura 2. Tipos de emulsiones.....	20
Figura 3. Secciones de un FWKO.....	26
Figura 4. Esquema simplificado de un tratador electrostático horizontal.	27
Figura 5. Secciones principales de un tratador térmico horizontal.....	28
Figura 6. Prueba de Oliensis para el fluido de entrada al proceso.....	34
Figura 7. Prueba de Oliensis para el efluente del tanque de cabeza.....	34
Figura 8. Prueba de Oliensis para fluido efluente de los tratadores electrostáticos	35
Figura 9. Prueba de Oliensis fondo TK 640	35
Figura 10. Técnica de dilución en serie	40
Figura 11. Esquema del proceso de producción del CPF1	44
Figura 12. Prueba de demulsificante en presencia de campo eléctrico en equipo de deshidratación electrostática piloto	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Grafica 1. Tiempo de puesta a punto de los tanques de almacenamiento del CPF1.....	14
Grafica 2. Distribución de reservas de petróleo en el mundo.	16
Grafica 3. Efecto de la reducción de la dosis de rompedor directo en el porcentaje de emulsión efluente de los tratadores.....	52
Grafica 4. Tiempo de deshidratación en los tanques de almacenamiento vs porcentaje de reducción de dosis de rompedor directo	54

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA PARA REDUCIR EL TIEMPO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO RUBIALES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN EL CENTRO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES (CPF1)^{*}

AUTORES: OSCAR EDUARDO VELEZ R. Y RAÚL ALONSO ANAYA B^{**}.

PALABRAS CLAVE: Asfaltenos, Floculación, deposición, coalescencia, demulsificante, sobredosificación, Rubiales, CPF.

DESCRIPCIÓN:

Se realiza estudio de las variables que afectan la deshidratación del crudo de Campo Rubiales procesado en el centro de producción y facilidades 1 (CPF1), para evaluar posibles propuestas que ayuden a mejorar el tiempo de puesta a punto del crudo para la venta. Se toman dos enfoques principales: enfoque al fluido y enfoque al proceso.

Para el primer enfoque se realiza caracterización de los fluidos de producción para analizar características reológicas y composicionales que puedan afectar el proceso. Se encuentra en dicho análisis una alta cantidad de material asfáltico que presenta un alto índice de inestabilidad, lo cual produce una tendencia a flocular generando taponamiento en los drenajes de los tanques de almacenamiento, además de generarse como pequeños sólidos que constituyen una barrera física para la coalescencia de las gotas de agua retrasando la deshidratación.

Con respecto al enfoque hacia el proceso de tratamiento, se analiza la influencia de las variables más significativas como son: la presión, la temperatura y las características del tratamiento químico empleado. Se realiza optimización en la inyección de demulsificante en cada punto del proceso y se logra reducir la dosis en un 30% con una reducción del 50% del tiempo de deshidratación de los tanques evidenciando problemas de sobredosificación. Se realizan además pruebas de compatibilidad entre demulsificante directo e inverso. Se evalúa la inyección de un humectante de sólidos el cual muestra buenos resultados en la resolución de la emulsión en los tanques primarios.

^{*} Monografía

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL TO REDUCE THE DEHYDRATION TIME OF RUBIALES CRUDE IN STORAGE TANKS IN THE PRODUCTION AND FACILITIES CENTER 1 (CPF1).^{*}

AUTHORS: OSCAR EDUARDO VELEZ R. Y RAÚL ALONSO ANAYA B.^{*}

KEYWORDS: Asphaltene, flocculation, deposition, coalescence, demulsifier, overdosing, Rubiales, CPF.

DESCRIPTION:

Study of the variables affecting the dehydration of crude processed in the Rubiales field production center and facilities 1 (CPF1) is made to evaluate possible proposals to help improving time of this crude oil to get sale specifications. Two main approaches are taken: Fluid approach and focus on the process.

For the first approach characterization of production fluids is performed to analyze rheological and compositional characteristics that may affect the process. In this analysis a high amount of asphaltene material is found having a high instability index which produces a flocculation tendency and generating obstruction in the drainage pipes of the storage tanks, moreover small solid are generated and constitute a physical barrier to coalescence water droplet retarding dehydration.

Regarding the treatment process approach, the influence of the most significant variables such as pressure, temperature and chemical treatment characteristics are analyzed. Optimization is performed in the demulsifier injection at each point in the process reducing the dose by 30% with a 50% time of dehydration reduction in tanks exposing overdosing problems. Compatibility tests are also carried out between direct and reverse demulsifier. Injecting a solid humectant product is evaluated which shows good results on emulsion resolution in the primary tanks.

^{*} Monograph

^{*} Physiochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Eng. Erik Giovany Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

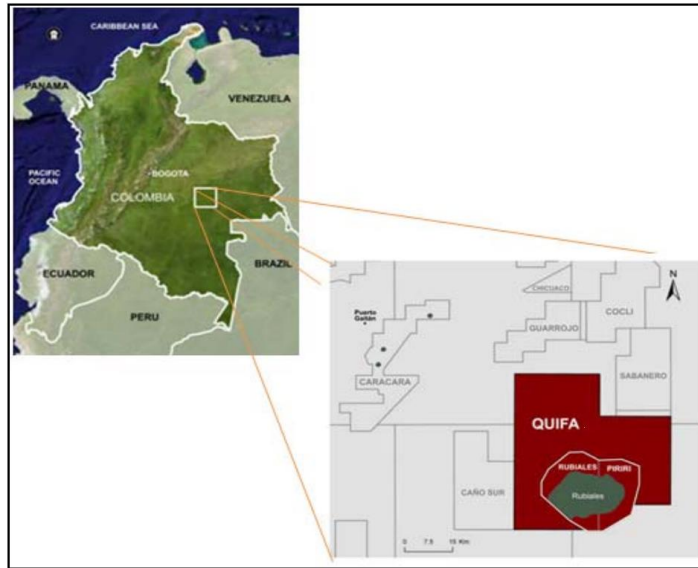
Se estima que el 45% de la producción actual de petróleo en Colombia corresponde a crudos pesados y que esta contribución se irá incrementando hasta llegar al 60% en 2018. Considerando este escenario de producción y las limitaciones actuales para la extracción y tratamiento de los crudos pesados, se hace una necesidad latente en el mercado Colombiano la búsqueda de nuevas y más eficientes técnicas de extracción, procesamiento y tratamiento, que permitan, no solo mantener sino incrementar los niveles de producción actuales de una manera eficiente, rentable y segura.

Debido a la alta densidad y viscosidad que presentan los crudos pesados, son requeridas facilidades de producción con una capacidad mayor que las requeridas para tratar un crudo liviano, esto obedece a que el tratamiento del crudo pesado demanda de mayores tiempos de residencia de los fluidos en tanques y tratadores, de controles de temperatura más estrictos y de usar y dosificar de manera correcta los productos químicos especiales utilizados en los diferentes tratamientos.

Perteneciendo a este grupo de hidrocarburos se encuentra el crudo producido en **Campo Rubiales** en los llanos orientales de Colombia, el cual no es ajeno a los problemas asociados al tratamiento y almacenamiento de crudos pesados.

El Campo Rubiales se encuentra localizado al sureste de la cuenca de los llanos Orientales en el departamento de Meta, a 250 km de la ciudad de Villavicencio y a 465 km de la ciudad de Bogotá Colombia (Figura 1).

Figura 1. Ubicación del Campo Rubiales Colombia.



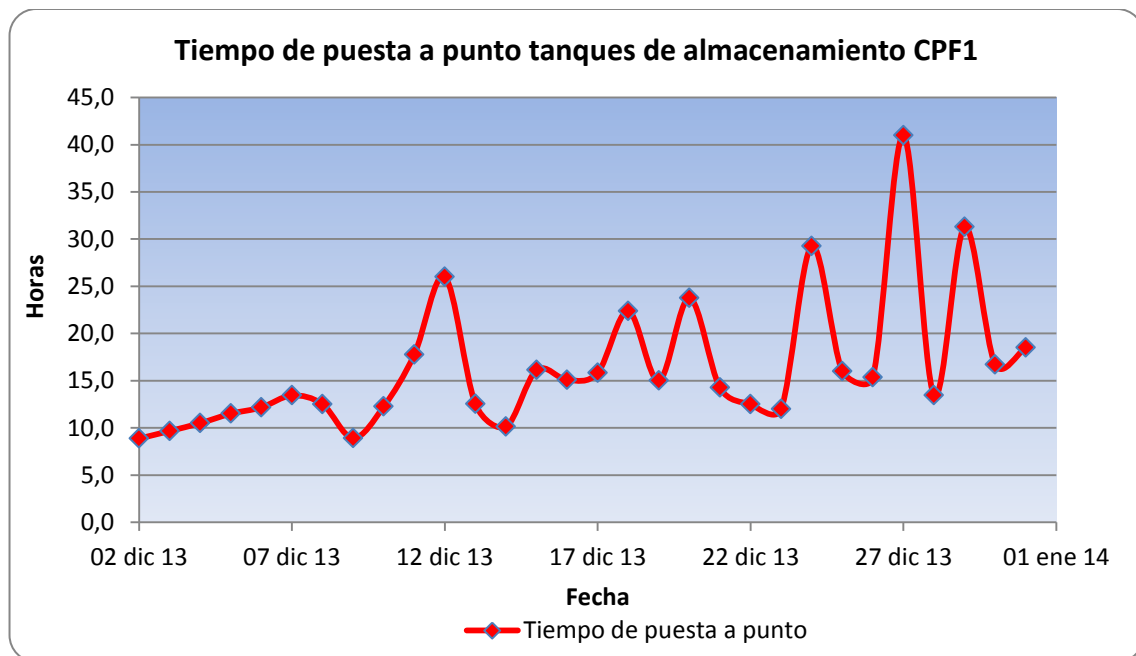
Fuente: ENERGY METAPETROLEUM CORP. Gerencia de Yacimientos Pacific Rubiales

El **Centro de Facilidades de Producción - CPF1 del Campo Rubiales**, cuenta en la actualidad con 4 tanques para el almacenamiento del crudo producido en los cuales se ha venido evidenciando un aumento continuo de los tiempos de drenaje y de puesta a punto del crudo. Estos aumentos de tiempo dados por restricciones de calidad en los tanques, causan retrasos en los despachos, en muchas ocasiones obligan a modificar niveles operativos (interfases) y algunas veces crean la necesidad de almacenar crudo en los sistema de producción, alterando los parámetros de calidad de todos los sistema y por ende variando las condiciones operativas de las facilidades.

Muestras tomadas en el fondo de los tanques de almacenamiento del CPF1 permiten evidenciar una gran cantidad de agua (entre 40% y 44% del total), con una evidente desmejora de la calidad de dicha agua observada al realizar el drenaje, además de confirmarse la presencia de sólidos de entre 0,3% y 1%. Estos sólidos se deben separar y estudiar, para evaluar su influencia en los procesos de

deshidratación. También se debe estudiar la influencia de factores como: la viscosidad, el movimiento del fluido a condiciones del fondo de tanque y la operación de los sistemas de inyección de los tratadores químicos. Todo esto para asegurar que el proceso de deshidratación utilizado sea el adecuado, reducir el tiempo para alcanzar los parámetros de venta, asegurar el manejo un adecuado de los sistemas de tratamiento manteniendo una tasa constante de producción y evitando retrasos en el despacho.

Grafica 1. Tiempo de puesta a punto de los tanques de almacenamiento del CPF1



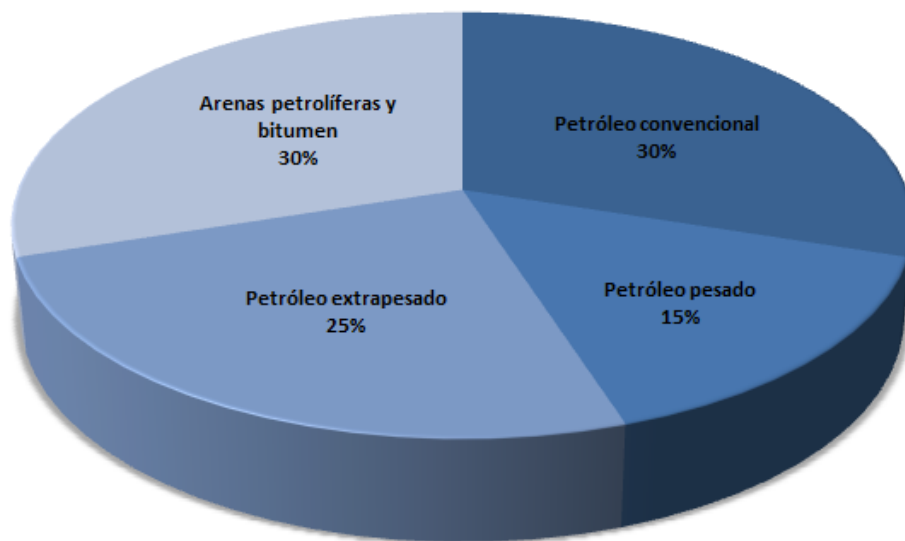
Teniendo en cuenta las condiciones presentadas en los tanques de almacenamiento y el sistema de tratamiento en general se definen dos enfoques principales para mejorar el tiempo de deshidratación de los tanques: un enfoque hacia el fluido manejado y otro hacia las condiciones del proceso. Para el primero, se realiza el estudio de las características del fluido a manejar (Crudo Rubiales), para proyectar el posible impacto de las propiedades de su composición en las facilidades de tratamiento actuales, para el segundo, se analiza el impacto de las

variables de proceso en el comportamiento de dicho fluido y en el proceso de deshidratación que se realiza en cada una de las facilidades.

1. GENERALIDADES DE LOS HIDROCARBUROS PESADOS

La mayor parte de los recursos de hidrocarburos en el mundo corresponde a hidrocarburos pesados, los cuales a su vez cuentan con un bajo valor económico mientras más pesados sean. Como crudo pesado se define un crudo con una densidad menor a 22 °API, y como crudos superpesados o extrapesados aquellos cuya densidad está por debajo de 10 °API que corresponde a la densidad del agua¹. Debido a la situación geopolítica y la declinación en la producción de los yacimientos convencionales, a la alta demanda de petróleo y a los altos precios de este recurso las empresas del sector están invirtiendo en la exploración y el desarrollo de métodos más eficientes para la extracción y procesamiento de crudos pesados.

Grafica 2. Distribución de reservas de petróleo en el mundo.



¹ RIGZONE, "What is Heavy Oil and How is it Formed?" [En Línea] [citado 09 de agosto 2014]. Disponible en: https://www.rigzone.com/training/heavyoil/insight.asp?i_id=184

Otra de las razones del viraje de la industria hacia la producción de crudos pesados se constituye en su disponibilidad, ya que como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, solo el 30% del total de las reservas de crudo en el mundo pertenecen a yacimientos convencionales, mientras que el restante 70% corresponde a crudos pesados, extrapesados y bitúmenes.

Si bien se habla de los crudos pesados y extrapesados con base en su densidad, la propiedad más importante en términos de producción de este recurso es la viscosidad. Como característica general los crudos pesados poseen una alta viscosidad (desde 20 cP hasta más de 1.000.000 cP), y mientras más viscosos sean, más difícil será su recuperación, producción, refinación y transporte. Los nuevos retos que enfrenta la industria para lograr la explotación de dichos yacimientos están en mejorar la movilidad del crudo y comprender la manera en que el reservorio cambia con el tiempo para proyectar mejores tasas de recuperación².

Debido a su alta viscosidad y otras características como baja relación Hidrógeno/Carbono, altos residuos de carbono y altos contenidos de asfaltenos, metales pesados, azufre y nitrógeno, deben realizarse tratamientos especializados con el fin de asegurar las características requeridas para la venta.

En Colombia el desarrollo de la extracción de crudos pesados ha sido jalonado por el aumento en la producción de **Campo Rubiales**. Históricamente el pozo Rubiales 1 fue perforado en 1982 por la empresa Exxon, pero debido a las características del fluido y al precio del petróleo, hizo inviable la extracción de éste. En el año 2002 el campo fue retomado por Metapetroleum quien inicia operación de los bloques Rubiales y Piriri y perfora 6 nuevos pozos, llegando a una producción de 940 BLS/día. En el año 2003 se perforan 14 nuevos pozos para

² CENSI. Paolo El camino hacia la recuperación de crudos pesados. [En Línea] [citado 09 de agosto 2014] disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/heavy_oil/industry_articles/200906_petm_el_camino_hacia.pdf

llegar a un total de 3.800 BLS/día. Para el año 2007 y aprovechando la transferencia de conocimiento desde Venezuela (la faja del Orinoco es gran productora de crudos pesados), se forma Pacific Rubiales Energy y se da un crecimiento exponencial que posicionan hoy en día a **Campo Rubiales** como el campo individual de mayor producción bruta en Colombia.

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades o porcentajes que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, como la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua, entre otros.

Hay dos tipos de agua asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada. El agua libre es definida por el Instituto Americano del Petróleo (API), como la cantidad de agua de producción que se asentará y se separará del petróleo en un lapso no mayor a 5 minutos, como consecuencia del asentamiento gravitacional. El resto de agua presente se considera como emulsionada y requiere de diversos procesos y tratamientos para ser removida hasta los niveles permitidos de venta, que por lo general y en el caso de Colombia es de menos de 0,5 %.

1.1. EMULSIONES

Las emulsiones en los campos petroleros se caracterizan por un sin número de propiedades incluyendo apariencia, sedimentos básicos y agua, tamaño de las gotas, viscosidades interfaciales, conductividades, etc. Algunas de estas propiedades se analizaran en este trabajo.

Como emulsión se conoce a un sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles (o mutuamente inmiscibles), uno de los cuales se

encuentra disperso en el otro en forma de pequeñas gotas. La fase dispersa es el líquido desintegrado en pequeñas gotas y la fase continua o directa es aquella que se encuentra en mayor cantidad³.

Para la formación de las emulsiones deben existir tres factores principalmente:

- Dos líquidos parcialmente miscibles.
- La presencia de un agente emulsionante o estabilizante.
- Suficiente agitación y energía para la dispersión.

Los agentes estabilizadores de emulsión presentes en el crudo son las parafinas microcristalinas y los materiales inorgánicos como arenas, arcillas y sales. Las parafinas incrementan la viscosidad y suministran una estabilidad extra a la emulsión por lo cual se hace más difícil su rompimiento.

La agitación es producida durante las operaciones de extracción, en las cuales se generan cambios de velocidades, iniciando en el medio poroso de la formación en el cual la velocidad de desplazamiento del fluido es muy baja, pero que al ingresar este fluido en el sistema de producción (bombas, choques, codos, válvulas, etc.), se genera la energía necesaria para dispersar una fase en otra generando las emulsiones.

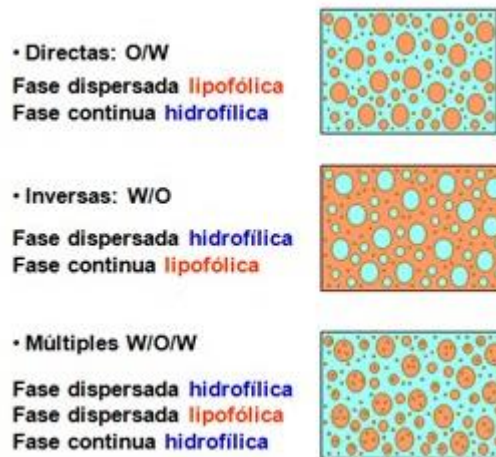
En general, en el tratamiento de crudo se clasifican tres tipos de emulsiones:

- **Emulsión Directa:** Se conoce de ésta manera a la emulsión cuya fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua. Se representa como emulsión W/O (*Water in Oil*).

³ TEXTOS CIENTÍFICO DE FINICIÓN. y Propiedades de las Emulsiones. [En Línea] [2014, 09 de agosto]. Disponible en: <http://www.textoscientificos.com/emulsiones/introduccion> Consultado

- **Emulsión Inversa:** Al contrario de la anterior, se conoce como emulsión inversa a aquella cuya fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite. Se representa como emulsión *OW* (*Oil in Water*).
- **Emulsión Mixta:** Se conoce de esta manera a una mezcla de las anteriores. Se presentan gotas de agua en el crudo y dentro de dichas gotas de agua se presentan gotas de crudo o al contrario.

Figura 2. Tipos de emulsiones



Fuente: ATEB. imagen tipos de emulsión. [en línea] [citado 10 de junio de 2015]
http://ateb.es/images/ateb/imagen_tipos_de_emulsion.jpg

Los agentes emulsionantes que pueden identificarse en las operaciones de extracción y producción de crudo, se clasifican en tres tipos⁴:

- **Surfactantes Naturales:** Comúnmente son parte de la composición natural del crudo tales como los asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles y otras sustancias de alto peso molecular.

⁴ MARFISI S, SALAGER J.L, Deshidratación de crudo principios y tecnología. [En Línea] [citado 09 Agosto 2014]. Disponible en: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf

- **Sólidos Finos:** Se adsorben generalmente en la zona interfacial de las gotas generando una barrera física para la coalescencia, entre éstos están arcillas, arenas de formación, esquistos, parafinas y asfaltenos precipitados, productos de la corrosión, incrustaciones minerales, fluidos de perforación y estimulación.
- **Productos Químicos de Producción:** Algunos productos químicos usados en la producción tales como: limpiadores, desengrasantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones y humectantes de sólidos, actúan sobre la superficie de las gotas.

Conociendo los agentes, los mecanismos de formación de emulsiones y teniendo en cuenta que el objetivo principal del tratamiento de deshidratación es lograr una efectiva sedimentación de las gotas de agua en el menor tiempo posible, se estudia la ley de Stokes, que rige el movimiento de una partícula rígida en el seno de un fluido (ésta suposición funciona de manera adecuada para partículas de aceite mayores a 10 μm). La expresión general de la ley de Stokes se representa de la siguiente manera:

$$V_s = \frac{2}{9} * \frac{g * r^2 * (\rho_w - \rho_o)}{\mu_c}$$

Ecuación 1

De donde:

V_s = Velocidad de sedimentación, [cm/s].

g = Aceleración de la gravedad, [cm/s²].

r = Radio de las gotas de agua dispersas en el crudo, [cm].

ρ_w = Densidad del agua, [g/cm³].

ρ_o = Densidad del crudo, [g/cm³].

μ_c = Viscosidad de la fase continua, [cP].

Haciendo un análisis desde el punto de vista químico (estabilidad de las emulsiones) y desde el punto de vista físico (factores que afectan la sedimentación), se identifican como puntos claves para el tratamiento de deshidratación de crudo los siguientes aspectos:

- **Composición del Crudo:** En general los crudos de bases parafínicas no forman emulsiones estables, mientras los crudos asfálticos y de base nafténica tienden a formar emulsiones más estables. La presencia de sólidos en la corriente aumentan la tendencia a formar emulsiones estables.
- **Composición del Agua:** Cuando el agua proveniente de la formación es dulce, la emulsión tiende a ser más estable que cuando tiene iones o salmuera en solución.
- **Tamaño de la Gota de Agua:** Gotas de agua con tamaño inferior a 10 μm tienden a formar emulsiones muy estables, gotas más grandes tienen una tendencia mayor a moverse dentro del fluido y sedimentar como se aprecia en la expresión para la ley de Stokes en la cual se observa que al duplicar el tamaño de gota, la velocidad de sedimentación aumentará cuatro veces.
- **Diferencia de Densidades:** Mientras mayor sea la diferencia de densidades entre los líquidos mayor será la velocidad de sedimentación debida a factores meramente gravitacionales.
- **Viscosidad de la Fase Continua:** Una alta viscosidad en la fase continua (crudo) dificultará el movimiento de las partículas de agua en ella, disminuyendo la probabilidad de choques entre partículas y la energía de los choques dificultando la coalescencia y la sedimentación posterior.

- **Porcentaje de Agua Emulsionada:** Se hace evidente que con un mayor porcentaje de agua en la emulsión se aumenta la probabilidad de choques entre partículas favoreciendo la coalescencia y haciendo más inestable la emulsión.
- **Temperatura:** Es quizás una de las variables más importantes, ya que un aumento de éste genera la disminución en la viscosidad de la fase de continua, el aumento en la diferencia de densidades, y la disminución en la tensión superficial debilitando la emulsión y favoreciendo la sedimentación de las gotas separadas.

Luego de identificar las variables asociadas al proceso de deshidratación, se pueden definir tres tipos de tratamientos:

- **Tratamiento Térmico:** Fundamentado principalmente en el efecto que tiene la temperatura sobre las variables que afectan la deshidratación y sedimentación, se vale de calentamiento ya sea directo o indirecto para acelerar el proceso de separación de las dos fases.
- **Tratamiento Electrostático:** Se vale de la generación de grandes campos eléctricos para aprovechar la polaridad de las gotas de agua, aumentando la velocidad de acercamiento y la frecuencia de choque entre éstas.
- **Tratamiento Químico:** Consiste en aplicar productos químicos conocidos como demulsificantes o desemulsionantes, los cuales se usan para prevenir la formación de emulsiones o formar emulsiones débiles de fácil resolución. Dichos productos pueden tener actividad sobre la tensión interfacial de las gotas o pueden actuar sobre agentes emulsionantes como los dispersantes e inhibidores de asfaltenos o inhibidores de incrustaciones (*scale*).

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 ppm a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan de 10 ppm a 100 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento y puede estabilizar aún más la emulsión directa W/O, o producir emulsiones inversas O/W.

1.1.1. Pruebas de botella ⁵. Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de Botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

Las pruebas de botella ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características (*University of Texas, 1990*):

- a. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- b. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- c. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- d. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

⁵ MARFISI Shirley y SALAGER Jean Louis. Cuaderno FIRP S853-PP Deshidratación de Crudo Principios y Tecnología Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela

El procedimiento para la aplicación de la prueba de botella consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 minutos se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permiten conocer el tiempo necesario para separar $\frac{1}{2}$ ó $\frac{2}{3}$ del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

1.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

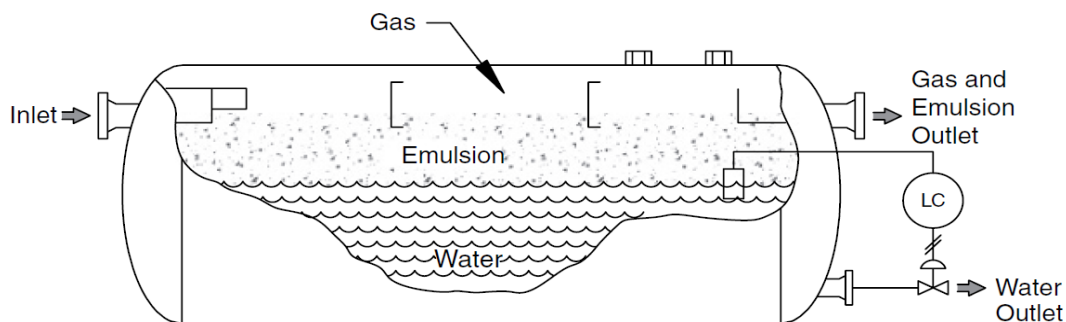
El trabajo de un centro de producción es separar la corriente en tres componentes, normalmente llamadas "fases" (petróleo, gas y agua), y procesar estas fases en algún producto comercializable o disponer de ellos de manera ambientalmente aceptable.

Para el caso de las facilidades del CPF1, se utilizan diferentes tratadores para separar el agua del aceite, ya sea que esta se encuentre como agua libre o emulsión. Estos tratadores son diseñados para manejar ratas de flujo estimadas, con unas composiciones determinadas y a unas condiciones de operación establecidas para el proceso, buscando siempre lograr la mejor eficiencia. Entre las facilidades con las que se cuenta en CPF1 y que intervienen en el proceso de deshidratación se encuentran:

1.2.1. Surge tank⁶. Los *Surge Tank* se utilizan para almacenar líquidos producidos antes de su eliminación. También se utiliza como una etapa adicional de separación y medición. El *Surge Tank* fue diseñado originalmente como un dispositivo de segunda etapa de separación. Desde el diseño original el *Surge Tank* ha tenido las siguientes características: recipiente de compartimento único presurizado con una presión de trabajo máxima de 50 psi y una válvula de control de presión en la salida de gas. Al igual que un *Gauge Tank* hay mirillas para determinar los niveles de líquidos y la mayoría tanque también tienen alarmas de alto y bajo nivel. Una característica principal del *Surge Tank* es la línea de salida de gas, que se ejecuta de forma independiente de la ventilación atmosférica, a un lugar seguro lejos del personal y las posibles fuentes de ignición.

1.2.2. Free water knockout – FWKO. Los eliminadores de agua libre (FWKO), son recipientes a presión utilizados para remover grandes cantidades de agua libre (no emulsionada) de la corriente de crudo que se asienta fácilmente en menos de cinco minutos. En el interior de estos elementos, se cuenta con baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia que facilitan la separación del agua por la acción de la fuerza de gravedad (Figura 3).

Figura 3. Secciones de un FWKO



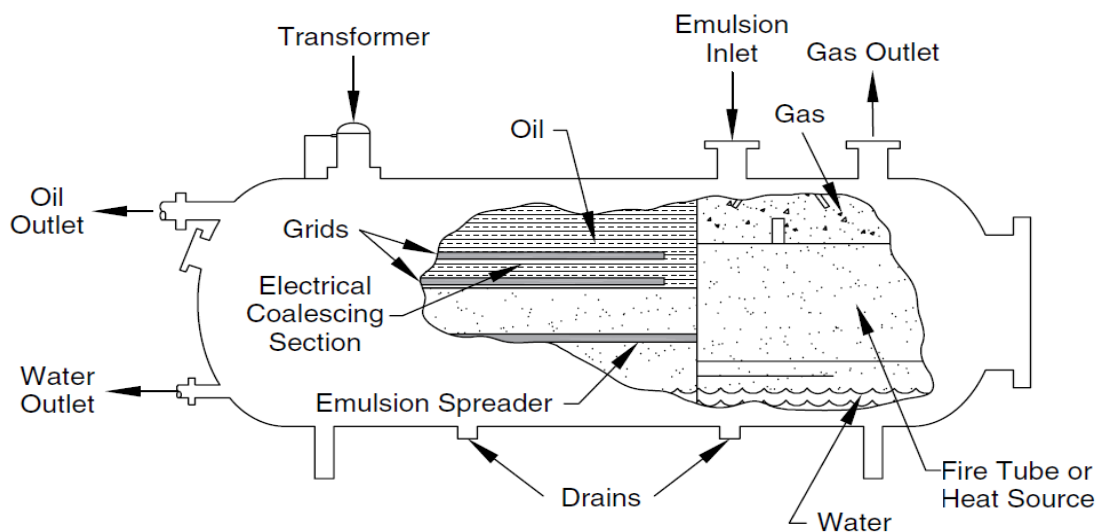
Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Third edition, 2008.

⁶S. MCALEESE. Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing. Pág. 159

1.2.3. Tratadores termos electrostáticos⁷. Algunos tratadores térmicos horizontales adicionan una rejilla (*grid*) electrostática en la sección de coalescencia. El patrón de flujo en un tratador electrostático es prácticamente el mismo que en un tratador térmico horizontal, excepto que una rejilla electrostática se adiciona en la sección de coalescencia – asentamiento, la cual ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua (Figura 4).

La sección electrostática tiene dos o más electrodos, uno adherido al tratador y otro suspendido mediante aislantes. Un sistema eléctrico proporciona el potencial eléctrico al electrodo suspendido. El uso de un campo eléctrico es más efectivo cuando la viscosidad del fluido es menor que 50 cP a la temperatura de separación, la diferencia en las gravedades específicas del crudo y del agua es mayor a 0.001, y la conductividad eléctrica de la fase crudo no excede los 10^{-6} mho/cm.

Figura 4. Esquema simplificado de un tratador electrostático horizontal.

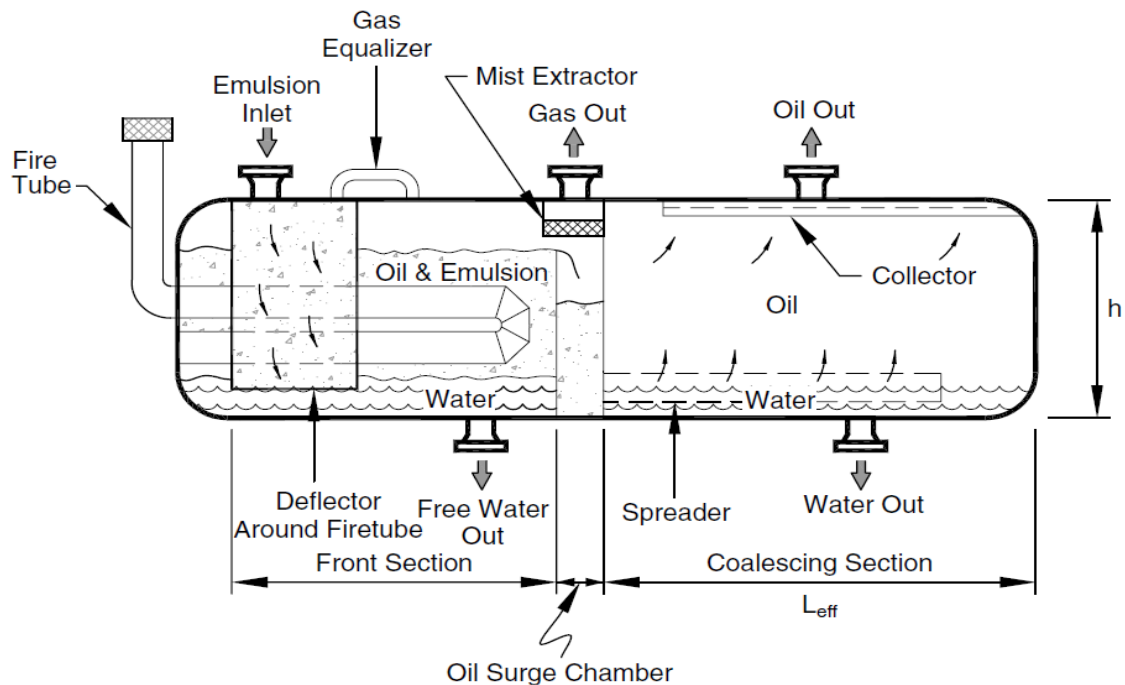


Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Third edition, 2008.

⁷ ARNOLD Ken and STEWART Maurice. Surface Production Operations Third Edition. Pág. 378.

1.2.4. Tratadores térmicos⁸. Los tratadores térmicos (Figura 5) son una versión mejorada del *Gunbarrel* y de los sistemas de calentamiento. Se han propuesto muchos diseños para manejar varias condiciones como la viscosidad, la gravedad del crudo, las altas y bajas tasas de flujo, la corrosión, y el clima frío. Cuando se comparan con los *Gunbarrels*, los tratadores térmicos son inicialmente menos costosos, ofrecen costos de instalación más bajos, proporcionan mayor eficiencia de calentamiento y presentan una mayor eficiencia global. Por otro lado, son más complicados de operar, suministran menos espacio de almacenamiento para sedimentos y son más sensibles a los químicos. Debido a que los tratadores térmicos son más pequeños que los otros tratadores, sus tiempos de retención son mínimos (de 10 minutos a 30 minutos) comparados con los *Gunbarrels* y con los tratadores de flujo horizontales.

Figura 5. Secciones principales de un tratador térmico horizontal.



Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice, Surface Production Operations, Third edition, 2008.

⁸ ARNOLD Ken and STEWART Maurice. Surface Production Operations Third Edition. Pág. 363

Para realizar el estudio de los problemas de deshidratación en **Campo Rubiales** se retoman los dos enfoques a considerar en este análisis: el enfoque hacia el fluido manejado y el enfoque hacia las condiciones del proceso. Para el primero, se realiza estudio de las características del fluido a manejar (Crudo Rubiales), para proyectar el posible impacto de las propiedades de su composición en las facilidades de tratamiento actuales, para el segundo se analiza el impacto de las variables de proceso en el comportamiento de dicho fluido y en el proceso de separación.

2. ANÁLISIS DEL FLUIDO

Iniciando con el análisis del fluido se presenta a continuación la información de los *Crude Assay* y análisis S.A.R.A. realizados, además del resultado del estudio fisicoquímico básico del agua de producción.

2.1. ANÁLISIS CRUDE ASSAY

El *Crude Assay* es una evaluación de las especies químicas que contiene un crudo en particular. Cada crudo contiene diferentes especies en su estructura molecular, se realiza este estudio para identificar posibles problemas que puedan presentarse en la fase de producción y refinación. El análisis *Crude Assay* del crudo de Campo Rubiales se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Resultados *Crude Assay* del crudo de Campo Rubiales.

	Cortes	1	6	7	8	9	10	11	12
Descripción	Método	Crudo Entero	390-505F	505-600F	600-650F	650F-PLUS	650-850F	850-1000F	1000F-PLUS
Gravedad API	D4052/287	12,6	30,3	27	23,9	9,3	19,2	15,1	0,8
Gravedad Específica	D1298	0.9818	0.8748	0.8926	0.9108	1.005	0.9392	0.9653	1.0697
Azufre (% Peso)	D2622/4294	1.21	0.0783	0.253	0.464	1.47	0.867	1.15	2
Punto de Escurrimiento (Pour Point) °C	D97	3	<-27	<-27	<-27	30	-24	6	120
Punto de Congelación (°C)	D2386		<-70	-45					
Punto de Nube (°C)	D2500		<-27	<-27	<-27		muy oscuro		
Residuo de Carbono (% Peso)	D4530	12,10			<0.1	16,00	<0.1	0,55	30,0
Aromáticos (% Volumen)	D1319		8.6						
Olefinas (% Volumen)			0.4						
Saturados (% Volumen)			91						
TAN (mg KOH/g)	D664	0.59				0.89	0.61	1.06	
Nitrógeno (ppm)	D4629	3381							
Vanadio (ppm)	D5708B	156							
Níquel (ppm)	D5708B	39,20							
Asfaltenos	D6560	10,70							27,2

Fuente: ANTEK S.A. Informe de laboratorio #0889-10 PRE

2.2. ANÁLISIS S.A.R.A.

El análisis S.A.R.A. (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) divide la estructura del crudo en los componentes según su polaridad. La fracción saturada está constituida por los alcanos lineales o ramificados (parafinas) que son no polares y la fracción de aromáticos contiene anillos en su estructura y es ligeramente polarizable. Las fracciones polares (resinas y asfaltenos) son diferenciadas por su solubilidad. Las resinas son solubles en un exceso de n-heptano mientras los asfaltenos son completamente insolubles.

El análisis S.A.R.A. del crudo de Campo Rubiales se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Resultado análisis S.A.R.A. para el Crudo Rubiales.

PARÁMETROS	TECNICA ANALÍTICA	UNIDADES	CRUDO CPF 01
Saturados	Cromatografía líquida	%	64,60
Aromáticos	Cromatografía líquida	%	23,55
Resinas	Cromatografía líquida	%	5,38
Asfaltenos	Gravimetría	%	6,47
Índice de inestabilidad coloidal			2,46

Fuente: ANTEK S.A.Reporte de laboratorio GEP-0200

Según los resultados de las pruebas de caracterización del Crudo Rubiales (*Crude Assay* y análisis S.A.R.A.), se identifican gran cantidad de componentes pesados, con una viscosidad elevada. El punto de fluidez (*pour point*) es demasiado bajo teniendo en cuenta las condiciones medioambientales del campo de producción (presión atmosférica 730 mmHg, temperatura promedio 34 °C y HR 70%), por lo cual se descartan problemas con las fracciones parafínicas las cuales con bajas de temperatura generan problemas de formación de cristales y solidificación generando taponamientos en las tuberías y equipos.

El fluido presenta un porcentaje significativo de asfaltenos, con un índice de inestabilidad coloidal calculado de 2,46 (Tabla 2).

Los asfaltenos son la fracción del crudo soluble en solventes aromáticos pero insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular. En su estado puro son sólidos, secos y no volátiles pero estos se encuentran en el crudo dispersos en forma coloidal con la ayuda de las resinas que constituyen un puente entre las fracciones polares y las no polares del crudo. El índice de inestabilidad coloidal (IIC) es una relación matemática que nos indica la probabilidad de floculación de los asfaltenos, se calcula según la ecuación:

$$IIC = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%Aromáticos + \%Resinas}$$

Ecuación 2

Según las proporciones de las fracciones identificadas en el análisis S.A.R.A. y el cálculo del Índice de Inestabilidad Coloidal IIC, se clasifican los crudos según la Tabla 3.

Tabla 3. Estabilidad de los asfaltenos en el crudo según su índice de inestabilidad coloidal.

TIPO DE CRUDO	INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL (IIC)
Estable	< 0,7
Moderadamente estable	0,7-0,9
inestable	>0,9

Los reportes obtenidos permiten evidenciar el alto grado de inestabilidad en el Crudo Rubiales lo que implica una alta tendencia a flocular asfaltenos.

Sabiendo que los principales parámetros que controlan la solubilidad de los asfaltenos son la presión y la composición del crudo, se realiza la prueba del **Punto de Oliensis** (*spot test*) para determinar la estabilidad de los asfaltenos y su posible tendencia a flocular. Ésta prueba se realiza por duplicado en dos días distintos para descartar posibles cambios en la tendencia.

La prueba de Oliensis se basa en la poca difusión de los asfaltenos cuando se encuentran floculados a través de un medio poroso (papel de filtro). En ésta se diluye la muestra del crudo con xileno y luego se adiciona progresivamente n-pentano o n-heptano y se observa la difusión de una gota de la mezcla sobre un papel de filtro. Si los asfaltenos se encuentran bien dispersos en la solución la mancha se presentará uniforme, por el contrario, si existe floculación de los asfaltenos se observará una aureola definida de tono más oscuro cerca al centro ya que los agregados asfalténicos no difusan a través de los poros del papel de filtro. Dependiendo de la relación de alcano adicionado respecto al solvente así mismo será su tendencia a flocular. [ASTM D1370 / D1370M – 12 *Standard Test Method for Contact Compatibility Between Asphaltic Materials (Oliensis Test)*].

Como cambios bruscos en la presión generan deposición de asfaltenos, se identifica como punto crítico las salidas de los tratadores hacia los tanques de almacenamiento, los cuales presentan la mayor caída de presión en el sistema (Tabla 4). Se realiza también la prueba en la entrada del proceso saliendo del múltiple de recolección en la cual se presenta la mezcla de crudos de las diferentes troncales, que pueden generar la desestabilización del material asfalténico.

Tabla 4. Presiones promedio en las facilidades

Presión Promedio [psig]	
Manifold	20
FWKO	Atmosférica
Salida TK Cabeza	115
Tratadores	30
Tanques de almacenamiento	Atmosférica

Figura 6. Prueba de Oliensis para el fluido de entrada al proceso.

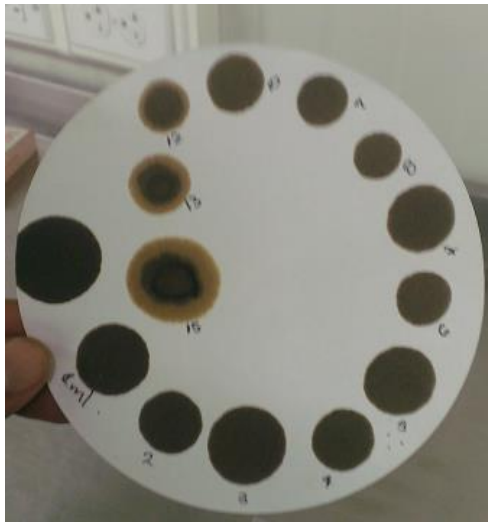
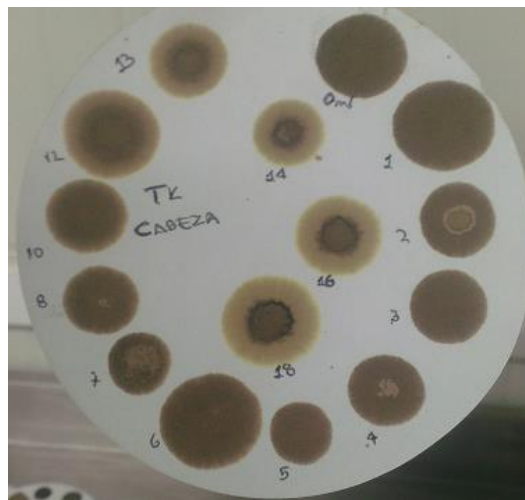


Figura 7. Prueba de Oliensis para el efluente del tanque de cabeza.



Se evidencia una fuerte tendencia a la floculación a la salida de los tratadores electrostáticos, principalmente por el cambio de presión pero también debido a fenómenos eléctricos. Distintos estudios han demostrado que los asfaltenos poseen una carga intrínseca, responsable de mantener las micelas asfalteno-resina en solución debido a la repulsión de cargas. El campo eléctrico generado en los tratadores podría neutralizar dichas cargas produciendo la deposición.

Figura 8. Prueba de Oliensis para fluido efluente de los tratadores electrostáticos

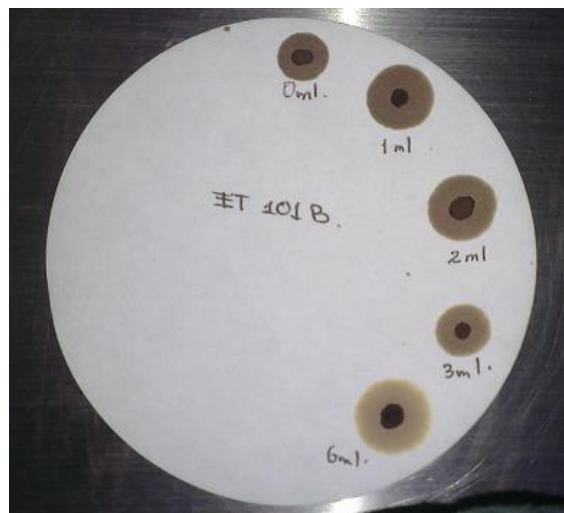
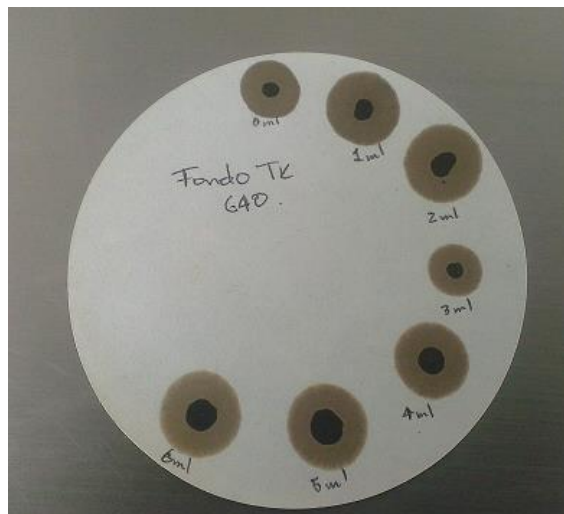


Figura 9. Prueba de Oliensis fondo TK 640



Con base en la sospecha de la posible floculación de asfaltenos, se aprovecha la programación de limpieza del tanque de recolección de fondos para la toma de una muestra de su fondo para verificar la tendencia de deposición (Figura 9). Se encuentra que sin la adición de n-heptano se presenta floculación de material asfáltico, se precipita material asfáltico con N-heptano y se halla una alta concentración de asfaltenos (13,76%).

Con los resultados obtenidos se comprueba entonces la efectiva floculación de los asfaltenos en los fondos de los tanques los cuales reducen la eficiencia de la deshidratación y producen taponamiento físico en los drenajes, aumentando tiempo para remoción del agua separada y aumentando el tiempo de puesta a punto del crudo para venta.

2.3. ANÁLISIS DEL AGUA

Con los resultados de los análisis fisicoquímicos realizados al agua de producción (Tabla 5), es posible hacer el cálculo del índice de Langelier (IS). El índice de Saturación de Langelier es un modelo de equilibrio derivado del concepto teórico de saturación y proporciona un indicador del grado de saturación del agua con respecto al carbonato de calcio. Esta expresión para determinar el índice de Saturación de Langelier está dada por la relación:

$$IS = pH - pH_s \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde el parámetro pH_s es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$pH_s = 9,3 + A + B - C - D \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde,

$$A = \frac{[\text{Log}(\text{TDS}^{\frac{\text{mg}}{\text{L}}}) - 1]}{10} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$B = -13,12 * \text{Log} [T(^{\circ}\text{C}) + 273] + 34,55 \quad \text{Ecuación 6}$$

$$C = \text{Log}(\text{Concentración ion Ca como CaCO}_3) - 0,4 \quad \text{Ecuación 7}$$

$$D = \text{Log}(\text{Alcalinidad}) \quad \text{Ecuación 8}$$

Tabla 5. Análisis fisicoquímico del agua de Campo Rubiales

PARÁMETRO	VALOR
pH	8,2
Dureza Total (ppm)	21,0
Dureza cálcica	14,0
Alcalinidad Parcial (ppm de CaCO ₃)	0,0
Alcalinidad Media (ppm de CaCO ₃)	496,0
Alcalinidad Hidróxida (ppm de CaCO ₃)	0,0
Sulfuro de hidrogeno disuelto (ppm)	0,2
Oxígeno Disuelto (ppm)	2,5
Hierro (ppm)	0,04
Solidos Disueltos TDS (ppm)	1048,0
Fosfatos (ppm)	1,0
Sílice SiO ₂ (ppm)	32,0
Sulfitos SO ₃ (ppm)	2,0
Solidos Suspendidos Totales (ppm)	798,0
Conductividad (ms/cm)	1310,0
Turbiedad (NTU)	720,0
Grasas y aceites (ppm)	640,0
Sulfato (ppm)	8,0
Cloruros (ppm)	164
BSR(UFC/ml)	1000
BPA(UFC/ml)	100
Temperatura (°F)	141,0

Según los resultados del Análisis fisicoquímico presentados en la tabla anterior se calcula el índice de Langelier para el agua de Campo Rubiales:

$$A = \frac{[\text{Log}(1048)-1]}{10} = 0,202$$

$$B = -13,12 * \text{Log}(60,5+273) + 34,55 = 1,447$$

$$C = \text{Log} (8) - 0,4 = 0,503$$

$$D = \text{Log}(496) = 2,695$$

Por lo tanto,

$$\text{pHs} = 9,3 + 0,202 + 1,447 - 0,503 - 2,695$$

$$\text{pHs} = 7,751$$

Entonces, el índice de Langelier para el agua de Campo Rubiales es:

$$\text{IS} = 8,2 - 7,751$$

$$\text{IS} = 0,45$$

De acuerdo al índice de Langelier obtenido se concluye que el agua de Campo Rubiales no presenta tendencias ni corrosiva, ni incrustante y por tanto corresponde a un agua neutra, esto de acuerdo a la siguiente clasificación presentada por Langelier:

IS < -0,5 Agua con tendencia corrosiva

-0,5 < IS < 0,5 Agua neutra

IS > 0,5 Agua con tendencia incrustante

Este resultado indica que probablemente no se tengan problemas con la formación de pequeños limos de hierro producido por la corrosión, ni de partículas de sales que se desolubilizan y que constituyen una barrera física para la coalescencia y buena deshidratación del agua.

Un resultado llamativo de la caracterización lo constituye la alta presencia de bacterias, tanto sulfatoredutoras (BSR) como productoras de ácido (BPA) en los tanques primarios de tratamiento. Dichas bacterias actúan también como barrera física para la coalescencia además de su afinidad con ambas fases (oleosa y acuosa) que puede estabilizar la emulsión.

De acuerdo a este resultado se recomienda realizar pruebas de aplicación en *batch* de cargas de choque de biocidas a los tanques primarios y realizar seguimiento tanto a la cantidad de bacterias presentes por medio de cultivos aplicando el método de dilución en serie, como al comportamiento del BSW y a la cantidad de emulsión efluente.

Los biocidas son sustancias activas, preparados (que contienen una o más sustancias activas) o microorganismos cuyo objetivo es destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier organismo nocivo por medios químicos o biológicos.

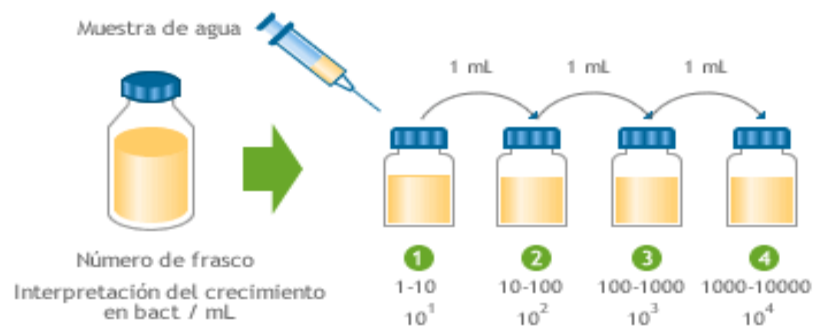
Si el tratamiento es efectivo puede iniciarse una aplicación en continuo de productos biocidas. Debe tenerse en cuenta que para este fin debe usarse una combinación de por lo menos dos productos efectivos diferentes, e intercambiarse su inyección semanalmente, ya que debido a la rápida reproducción de los organismos éstos crean resistencia en poco tiempo cuando se trabaja con un solo

producto. Para la selección de productos la prueba indicada es el **Kill test**, la cual mide la capacidad de exterminio de un producto particular a varias dosificaciones.

Para la medición de las bacterias se utiliza un método conocido como dilución en serie, en la cual se inocula 1 ml de agua en un vial que contiene 10 ml de un caldo con todas las condiciones para el desarrollo de las bacterias específicas que se desean medir, este vial se mezcla bien y luego con una jeringa nueva se toma 1 ml de este vial y se adiciona a un vial nuevo, esto se repite en tantos frascos como sea esperado el número de bacterias, si no se tiene información previa se suelen sembrar seis frascos.

Dependiendo del tipo de bacteria se incuban en una estufa de cultivo a la temperatura de la muestra las BSR por 28 días y las BPA por 14 días y se evalúan posibles cambios presentados en los viales. Para las BSR se observa un cambio de color de amarillo a negro y para las BPA un cambio de rojo a amarillo. Para expresar los resultados se tiene en cuenta hasta que frasco hubo cambio de color, si por ejemplo fue hasta el tercer frasco el cambio se cuenta como 10^3 unidades formadoras de colonia (UFC)/ml, si fuera el cuarto sería 10^4 UFC/ml y así sucesivamente.

Figura 10. Técnica de dilución en serie



Fuente: LABORATORIO MAG. Técnica de dilución en serie [en línea] [citado 10 de 2015] disponible en: <http://www.laboratoriomag.com.ar/sitio2/images/content/articulos/fig02b.gif>

Ésta prueba por lo general se realiza por duplicado, para eliminar posibles errores de contaminación.

Para la realización de la prueba del *Kill test* se realiza el mismo procedimiento de la dilución en serie, solo que esta vez se adicionan al medio de cultivo los productos biocidas a probar, primero todos en la misma dosis, y luego se separan los que mejor acción de eliminación tengan en los microorganismos y se realiza la prueba a varias dosis. Se escogerá el que tenga mejor efecto en la extinción de las bacterias a una menor dosis.

3. ANÁLISIS DEL PROCESO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El fluido proveniente de los pozos del Campo Rubiales, se envía por doce líneas troncales hacia dos centros de producción CPF1 y CPF2, en los cuales se tiene un múltiple de recolección mediante el cual se realiza la selección de troncales que ingresan a cada centro.

El CPF1 cuenta con dos procesos alternos para el tratamiento de crudo: Batería 2 y Área de Procesos. Históricamente se contaba con un proceso basado en una producción de 50.000 BLS (Batería 2), pero al superar dicha cifra se realizaron las adecuaciones locativas y operacionales para asegurar el adecuado tratamiento de la totalidad de fluido (Área de Procesos).

El fluido en el CPF1 es distribuido en ambos procesos teniendo en cuenta las características del fluido (%BSW) y capacidad de cada área para manejar dicho fluido. Al área de la Batería 2 se envían los pozos más antiguos y con un más alto corte de agua, mientras que al Área de Procesos se envían los pozos más nuevos y con una mejor relación de aceite/agua.

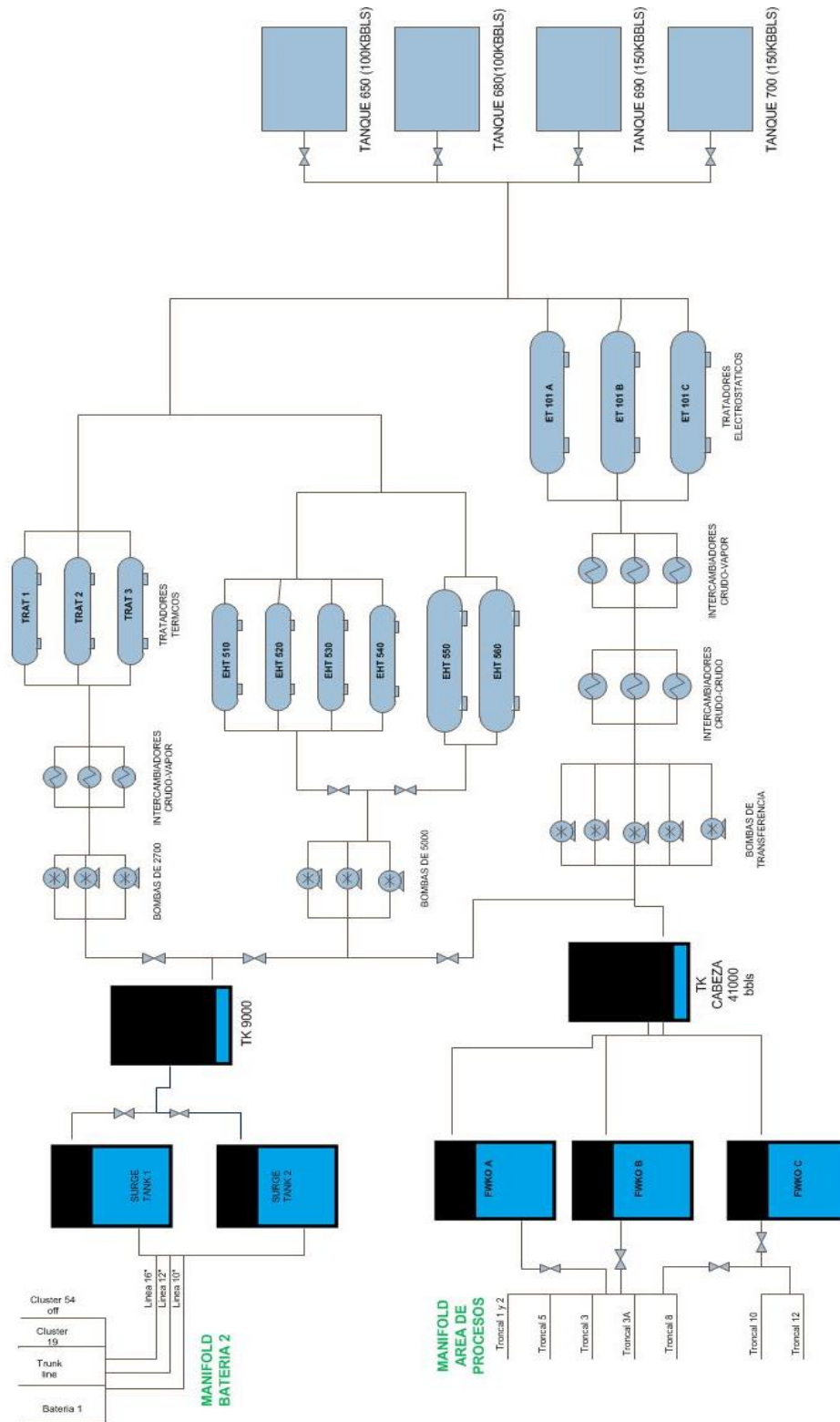
En el proceso de Batería 2, el fluido que se recolecta en el manifold se envía por tres líneas, una de 10", una de 12" y una de 16" hacia dos Surge Tank de 24.000 BLS c/u, donde se logra una reducción del corte de agua del 90% al 24%. El crudo obtenido en esta etapa se recupera por rebose a un tanque de 9.000 BLS que se utiliza para asegurar la cabeza de las bombas de transferencia que envían éste fluido hacia la batería de tratadores. En éste tanque se realiza también un drenaje

del agua decantada (vale la pena anotar que el tanque en su diseño interno no tiene ningún aditamento para esta tarea).

La batería de tratadores se compone de cuatro tratadores termoelectrostáticos con capacidad para tratar 8.000 BLS/día c/u, dos tratadores termoelectrostáticos con capacidad de 10.000 BLS/día c/u y tres tratadores térmicos de 6.000 BLS c/u. A su salida del tren de tratadores, el crudo que ahora contiene en promedio 2% de BSW, es enviado hacia los tanques de almacenamiento donde se realiza el último drenaje hasta lograr un BSW en la muestra compuesta menor a 0,5%, quedando éste listo para su despacho según condiciones establecidas por la empresa transportadora (ODL).

Por otro lado el fluido que llega al múltiple de recolección del Área de Procesos es direccionado hacia tres tanques FWKO de 71.000 BLS de capacidad c/u, el crudo obtenido por rebose de estos tanques que lleva en promedio un contenido de agua del 20% es enviado a un tanque de cabeza de 41.000 BLS, el cual cuenta con un bolsillo para el rebose del crudo hacia las bombas de transferencia y maneja un drenaje automático de agua logrando reducir el BSW del fluido que se envía a los tratadores hasta un 14% en promedio.

Figura 11. Esquema del proceso de producción del CPF1



Antes de su ingreso a los tratadores, el fluido pasa por tres intercambiadores crudo-crudo y tres intercambiadores crudo-vapor en los cuales se transfiere la energía necesaria para elevar la temperatura del fluido hasta los 200 °F requeridos en el proceso de deshidratación electrostática. El Área de Procesos cuenta con tres tratadores electrostáticos de 20.000 BLS/día c/u, de los cuales el fluido efluente que contiene en promedio 1,6% de agua y una temperatura de 195 °F, es enviado a los tanques de almacenamiento. Una parte de este fluido pasará por los intercambiadores crudo-crudo para transferir parte de su energía al fluido que ingresa a los tratadores y luego pasando por los serpentines instalados al interior de los tanques FWKO para precalentar el fluido de esta etapa. Antes de su llegada a los tanques de almacenamiento el fluido se mezcla con el proveniente de Batería 2 e inicia su tiempo de deshidratación y drenaje para cumplir con el parámetro requerido (<0,5 %BSW). Periódicamente se transfieren los fondos de los tanques de almacenamiento al tanque TK 640 ya que se observa en estos fondos un aumento progresivo del BSW y de emulsión remanente.

3.2. CAPACIDAD DE DESHIDRATACIÓN DE FACILIDADES

Considerando que el fluido que se maneja en le CPF1 es una mezcla crudo /agua, con pocas cantidades o libre de gas en solución, el criterio de diseño que se utilizará para evaluar la capacidad de deshidratación de las facilidades es el tiempo de residencia del crudo el cual es función de la tasa de flujo y del volumen de asentamiento disponible.

El tiempo de residencia es determinado mediante la siguiente ecuación:

$$tr = \frac{V_o}{Q_m}$$

Ecuación 9

Donde,

tr: Tiempo de residencia, [h].

Vo: Volumen de aceite, [BLS].

Qm: Caudal de mezcla crudo/agua [BLS/h].

A continuación se presentan los tiempos de residencia de crudo para cada una de las facilidades del CPF1 tanto para la línea de la Batería 2 (Tabla 6), como para la línea del Área de Procesos (Tabla 7), para ello se consideran volúmenes de producción de 90.000 BLS/día, de los cuales 22.000 BLS/día se procesan por la línea de la Batería 2 y 68.000 BLS/día por la línea del Área de Proceso.

Tabla 6. Tiempos de residencia línea Batería 2

	Surge Tank	Tk. de Cabeza	Tratador Termoelectrostático		Tratador Térmico
Capacidad total [BLS] * Unidad	24000	9000	400	600	300
Unidades disponibles	2	1	4	2	3
Interfase	55%	15%	5%	5%	5%
Temperatura [°F]	155	147	192	192	192
Volumen colchón de crudo [BLS]	10800	7650	380	570	285
Barriles fluido de entrada [BFPD]	300000	30000	2900	4850	2900
Relación agua/crudo entrada BSW	95%	24%	24%	24%	24%
Barriles crudo producidos [BOPD]	15000	-	2204	3686	2204
Barriles agua producidos [BWPD]	285000	-	696	1164	696
Relación agua/crudo salida BSW	24%	-	2%	2%	2%
Tiempo residencia del crudo [h]	17,28	6,12	3,14	2,82	2,36

Tabla 7. Tiempos de residencia línea Área de Procesos

	FWKO	Tk. de Cabeza	T. Electrostaticos
Capacidad total [BLS] * Unidad	71000	41000	700
Unidades disponibles	3	1	3
Interfase	60%	15%	10%

	FWKO	Tk. de Cabeza	T. Electrostáticos
Temperatura [°F]	155	147	192
Presión [psig]	0	115	30
Volumen colchón de crudo [BLS]	28400	34850	630
Barriles fluido de entrada [BFPD]	190000	102600	27360
Relación agua/crudo entrada BSW	82%	20%	14%
Barriles crudo producidos [BOPD]	34200	82080	23530
Barriles agua producidos [BWPD]	155800	20520	3830
Relación agua/crudo salida BSW	20%	14%	2%
Tiempo residencia del crudo [h]	19,93	8,15	0,55

Luego de los cálculos realizados, se puede apreciar que los tiempos de residencia del crudo en los FWKO y *Surge Tank*, son suficientes para eliminar la cantidad de agua libre que ingresa a los mismos.

En relación a los tiempos de residencia en los tratadores de la línea de la Batería 2, se consideran adecuados para garantizar que la acción de la temperatura y de los agentes desemulsionantes, genere la decantación del agua emulsionada, teniendo como base que los tiempos de retención recomendados en tratadores es de 1 hora a 2 horas, esto dependiendo de los resultados de las pruebas de botella realizadas a cada tratador.

Los tiempos de residencia obtenidos de los tratadores de la línea de Área de Procesos, son muy cortos para garantizar la acción de la temperatura y de los agentes desemulsionantes utilizados, esto ocasiona que el crudo que sale de estos tratadores tenga un BSW por encima de los niveles establecidos para su operación.

3.3. ANÁLISIS DE CAUSAS AUMENTO EN LOS TIEMPOS DE DESHIDRATACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

3.3.1. Temperatura, Desde el año 2010 con la entrada en funcionamiento del Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL) y debido a los procesos de dilución con nafta que maneja este sistema de transporte, se redujo la temperatura de entrega de crudo a una temperatura menor a 185 °F (esto con el fin de evitar la inflamación del diluyente), lo que operativamente obligo a reducir la temperatura de los tratadores a temperaturas inferiores a su temperatura de diseño disminuyendo la eficiencia de deshidratación e incrementándose el BSW a la salida de los equipos. Al ingresar el fluido a los tanques con un mayor BSW aumenta tiempo de drenaje requerido para retirar el agua.

Tabla 8. Distribución de temperaturas en el proceso de producción de Campo Rubiales.

	Antes de ODL (°F)	Después de ODL (°F)
FWKO y <i>Surge tank</i>	148	155
Tk. cabeza	140	147
Tratadores	220	192
Tk. almacenamiento	196	184

El problema principal de la reducción de temperatura en los tratadores radica en el incremento marcado de la viscosidad, la cual produce una decantación más lenta, además de problemas con los transformadores de los equipos que cuentan con ayuda del campo eléctrico para la separación.

Con respecto a esta variable una alternativa para optimizar el proceso es redistribuir el flujo energético disminuyendo la temperatura en los FWKOS y aumentándola en los tratadores, esto generará un aumento leve en el BSW de ingreso al tratador, mejorando la relación de la fase dispersa y aumentando la

temperatura del tratador que a su vez reducirá la viscosidad del aceite y se logrará una mejor separación del agua para lograr un corte de agua más bajo a la salida del equipo. Debe tenerse cuidado de no superar en ningún momento un BSW de entrada al tratador de 20%, ya que este es el límite en que el equipo comienza a generar cortos circuitos y generar *ramp up*. Esta alternativa no demanda ningún costo adicional ya que se trata solo de redistribuir flujos energéticos por lo cual se convierte en una alternativa viable a probar.

3.3.2. Presión. Los cambios en la presión son un tema de vital importancia debido a la tendencia de deposición del material asfáltico. Como se mencionó en el capítulo anterior, los cambios de presión más grandes se registran cuando se envía el fluido desde el tanque de cabeza (presión atmosférica) hacia los tratadores, las bombas de transferencia elevan la presión hasta 110 psi para hacer circular el fluido a través de los intercambiadores de calor y mantener los tratadores con una presión de 40 psi y luego cuando se envía a los tanques de almacenamiento que se encuentran a presión atmosférica.

Antes de la entrada de ODL, se mantenía por diseño una presión significativamente mayor a la atmosférica en los tratadores, ya que siendo la temperatura de operación de los mismos 220 °F, que es mayor que la temperatura de evaporación del agua a condiciones ambiente (213 °F a 14,7 psia), se tiene que elevar la presión del fluido para evitar la evaporación del agua y favorecer la decantación. Con las condiciones actuales de operación 192 °F, se hace innecesaria una presión elevada en los tratadores ya que a esta temperatura no se produce éste efecto. Al rebajar la presión en dichos equipos se alivia la presión en la descarga de las bombas de transferencia disminuyendo los costos de potencia requerida y reduciendo la tasa de deposición del material asfáltico por los cambios bruscos de presión.

3.3.3. Tratamiento químico. Se evalúa el estado actual del tratamiento químico utilizado para la deshidratación de crudo y se realizan pruebas de compatibilidad entre demulsificantes directo e inverso. Para la evaluación de la compatibilidad entre dichos productos se realizan Pruebas de Botellas Compuesta en la que se ingresan 50 ml de crudo a tratar con 50 ml de agua de producción y se dosifican en la mitad de las botellas ambos demulsificantes en variadas concentraciones, y en la otra mitad de las botellas solo el rompedor directo en las mismas concentraciones; se analiza: tiempo de deshidratación, calidad de la interfase formada y calidad del agua producida además del respectivo *thief* para observar la posible interferencia de una especie química con la otra. El *thief* es una prueba en la que se toma una muestra cercana a la interfase para evaluar la cantidad de emulsión remanente en dicha muestra. Se comprueba que la acción del rompedor inverso no genera interferencia con la deshidratación del crudo a las dosis manejadas en campo.

Se realiza pruebas de botellas con el demulsificante de campo en la entrada de cada etapa del proceso para identificar dosificaciones óptimas. Éste proceso se hace de manera progresiva para asegurar que el fluido tomado para la prueba en una etapa sea el óptimo de su etapa precedente y no incurrir en errores por composición del fluido. En general, se observa que las dosis de botellas difieren de la dosis requerida en campo debido al factor de escalamiento (se tienen en cuenta factor de mezcla y difusión del producto en el fluido), se toma como dosis inicial la dosis de la prueba de botellas y se ajusta progresivamente en el campo hasta lograr el mínimo de emulsión posible en el fluido efluente. Con base en los datos recopilados del BSW de los equipos se buscó reducir la emulsión e incrementar un poco el BSW de ingreso a los tratadores para mejorar la floculación y posterior coalescencia de las gotas de agua en esta etapa.

Las pruebas realizadas evidencian una sobredosificación de producto en la entrada del fluido a los tratadores, por lo que al ajustar las dosis se observa

reducción significativa en la emulsión efluente de los tratadores y reducción en tiempo de deshidratación en los tanques.

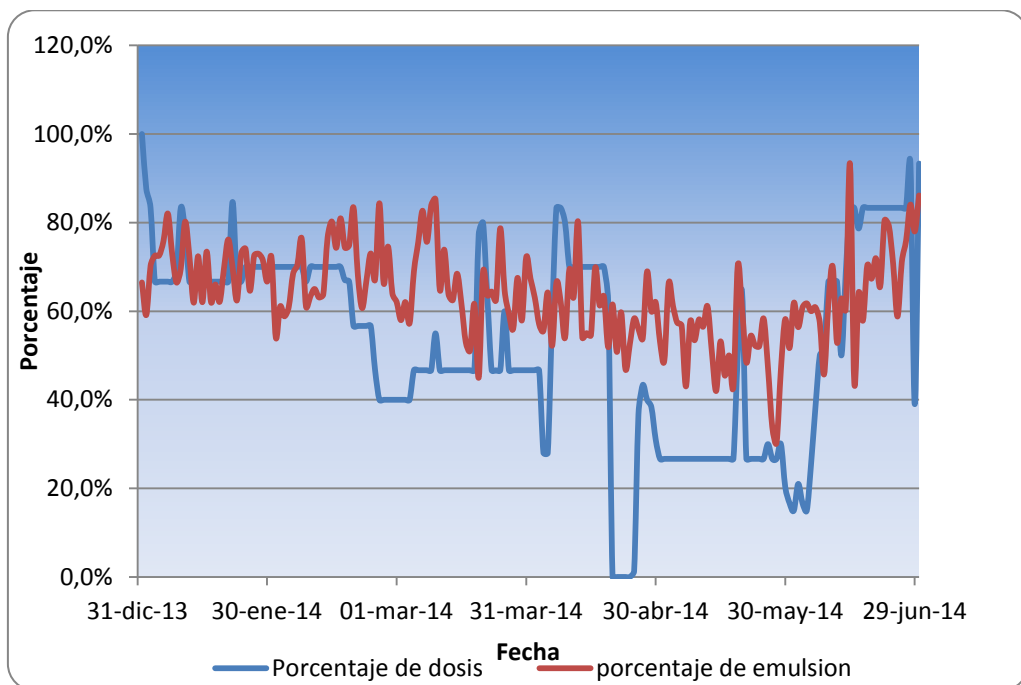
Se realiza prueba adicional en tratador electrostático piloto (Figura 12), observando desempeño del producto en presencia del campo eléctrico. No se obtienen buenos resultados, ya que se observa elevado el amperaje durante largo tiempo en el transcurso de la deshidratación. Esto se explica debido a que el demulsificante es de acción lenta, con un mejor secado pero con tiempos de residencia mayores. Se recomienda evaluar en este equipo otro tipo de demulsificante de acción rápida para inyección en la entrada de los tratadores, con su respectiva prueba de compatibilidad con el demulsificante actualmente aplicado en campo.

Figura 12. Prueba de demulsificante en presencia de campo eléctrico en equipo de deshidratación electrostática piloto



Se realiza optimización en la inyección reduciendo la concentración total del rompedor directo en un 30% y se evalúa además la inyección de un humectante de sólidos en la salida de los tratadores hacia tanques, para tratar de eliminar los sólidos en los drenajes de los tanques, sin resultados adecuados. El humectante de sólidos, tiene como función principal cambiar la mojabilidad de los sólidos para que éstos presenten una mayor afinidad a la fase acuosa retirándolos del proceso en el área de tratamiento de agua, la cual tiene mayor capacidad de manejar este tipo de materiales. Se realiza la misma prueba en la entrada del proceso ya que se tiene una más alta proporción de agua y se espera un mejor barrido. Se obtiene una reducción en el porcentaje de emulsión a la salida de los equipos con una mezcla al 5% con el demulsificante de campo. Éste proceso se comienza a implementar, y muestra también una reducción del tiempo de deshidratación de los tanques de almacenamiento y mejorando la calidad del agua de drenaje.

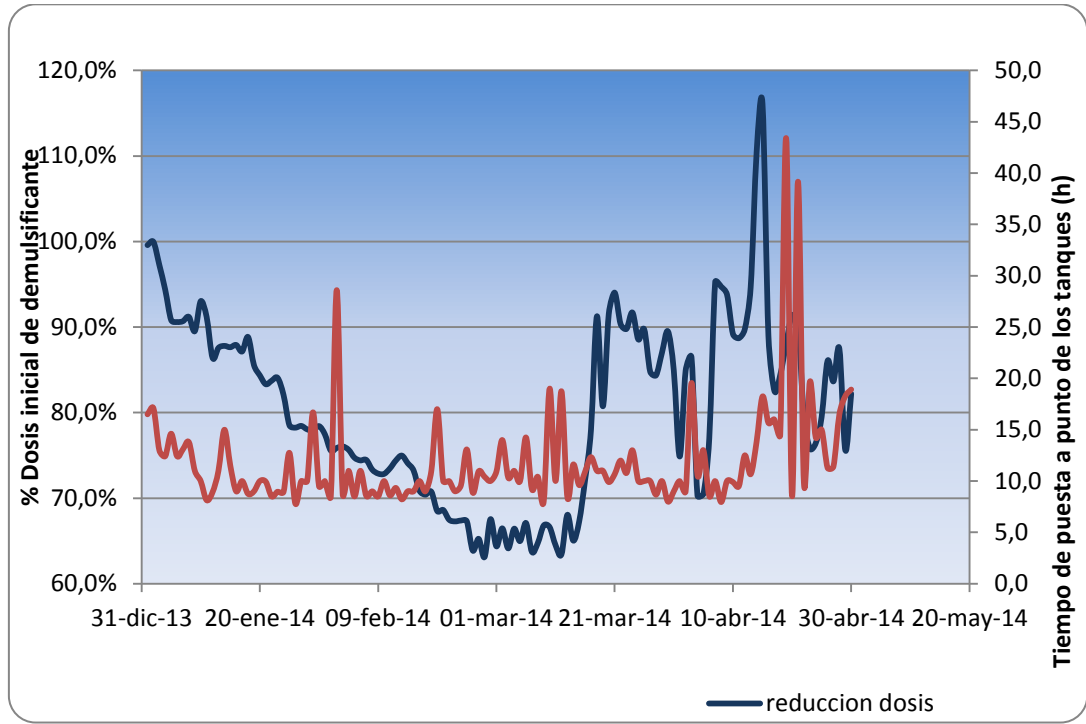
Grafica 3. Efecto de la reducción de la dosis de rompedor directo en el porcentaje de emulsión efluente de los tratadores



Los resultados de éste proceso combinado se ilustran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Se expresa la reducción en la dosis de demulsificante como porcentaje y no como concentración, ya que dichas cantidades no pueden ser mencionadas debido a políticas de confidencialidad. Se toma como 100% la dosis inyectada el día 2 de enero de 2014, cuando se inicia con el proceso y se reduce progresivamente la dosis hasta llegar a la máxima eficiencia, se observa también que una reducción de la dosis desde éste punto vuelve a elevar la cantidad de emulsión efluente de los tratadores, aumentando el tiempo de deshidratación.

Se observa claramente que el sistema muestra una reducción significativa en los tiempos de deshidratación de 20 horas hasta 11 horas en promedio con la disminución realizada los 10 primeros días. Dicho tiempo se estabiliza aun cuando se continúa la reducción progresiva de la dosificación. Al cruzar el umbral del 70% de la dosis se observa nuevamente un incremento en los tiempos de deshidratación. El día 16 de marzo se presenta caída fuerte en la producción, la inyección de demulsificante continua en la misma cantidad, aumentando la dosis significativamente, los primeros días se observa mejoría en los tiempos de deshidratación, pero a medida que se satura el sistema con demulsificante comienzan nuevamente los tiempos de deshidratación a aumentarse inclusive por encima de las 30 horas.

Grafica 4. Tiempo de deshidratación en los tanques de almacenamiento vs porcentaje de reducción de dosis de rompedor directo



Luego de establecer las dosis óptimas de tratamiento en el sistema, se observa su comportamiento en el tiempo. La reducción del tiempo de tratamiento se mantiene pero se observa una tendencia leve a elevarse progresivamente. Ésta tendencia se explica debido a la acumulación de material asfáltico en el fondo de los tanques, obstruyendo drenajes y creando un “colchón” con elevada cantidad de agua y emulsión. Para minimizar dicho efecto, y ante la negativa de la empresa operadora de evaluar los dispersantes e inhibidores, se propone el envío continuo de los fondos de los tanques de almacenamiento una vez terminen despacho hacia el tanque TK 640, el cual cuenta con serpentines de calentamiento. Como resultado de ésta operación se mantiene estable el tiempo de drenaje.

El fluido recolectado en el tanque TK 640 se mantiene a 205 °F y se drena continuamente para reducir su BSW. Ya que dicho fluido contiene una gran

cantidad de emulsión y gran cantidad de sólidos, se envía hacia la planta de tratamiento de sólidos para recuperar la mayor cantidad de aceite posible.

Como valor agregado de ésta operación, se logra descender el costo del barril tratado (dicho costo se calcula como el total del costo del mes de los productos base solvente usados para el tratamiento del crudo sobre el total de la producción de crudo en el mes) desde 0,246 US\$/BL hasta 0,179 US\$/BL. (Tabla 9).

Tabla 9. Impacto económico de la optimización en la inyección de demulsificante.

Producto	Costo aproximado mes (US\$)	
	Antes	Después
Demulsificante	630.000	440.000
Otros	68.000	68.000
Total tratamiento químico	698.000	508.000
Costo US\$/BL	0,246	0,179

4. CONCLUSIONES

- Debido a las características composicionales del Crudo Rubiales, se evidencia alta tendencia de deposición de material asfáltico, por lo que se recomienda realizar el estudio completo de deposición en un *loop* de flujo. Deberán evaluarse además inhibidores y dispersantes en el mismo equipo para identificar la posible mejora del proceso y realizar el balance técnico-económico de la inyección de dichos productos a nivel de campo.
- Realizar un tratamiento adecuado de inhibición y/o dispersión del material asfáltico es tanto técnica como económicamente recomendado, ya que los costos por retrasos en despachos, los costos de mantenimiento de tanques y tuberías y los tiempos muertos que genera la limpieza de equipos que obligan a reducir la producción, son ampliamente compensados por el costo del tratamiento.
- Se recomienda disminuir la presión de operación en los tratadores para minimizar el efecto de dicha variable en la deposición de asfaltenos, ya que con las condiciones de temperatura que deben manejarse para cumplir con las condiciones de entrega al ODL no es necesario manejar presiones elevadas como las de diseño.
- Debido a la tendencia del fluido manejado y al comportamiento observado en las líneas de producción es necesario realizar la evaluación de la tendencia de deposición de los asfaltenos pozo a pozo, para identificar posible generación de taponamientos en la cara de la formación o en el tubing de producción y mejorar productividad de los pozos.

- Se recomienda realizar prueba de *kill test* para evaluar posibles biocidas para el tratamiento de las bacterias en los equipos primarios, ya que estos microorganismos aparte de interferir en la deshidratación producen otros efectos adversos en la tubería y tanques de proceso como la corrosión microbiológicamente inducida. De éste proceso deben salir por lo menos dos productos efectivos para iniciar tratamiento en *batch*. Debe evaluarse una dosis de choque para eliminar colonias ya formadas en los tanques y evaluar la inyección continua de los productos para prevenir la formación de nuevas colonias.
- Se evidencia un fuerte efecto de la reducción de la temperatura sobre la deshidratación, debido a las características reológicas del fluido, un cambio pequeño en la temperatura produce un cambio significativo sobre la viscosidad y ésta a su vez incrementa los tiempos de residencia necesarios en los equipos para lograr una adecuada separación. Se recomienda aprovechar el buen desempeño de los tratadores e incrementar la temperatura de operación de los mismos a 205 °F, y reducir levemente la temperatura en los tanques primarios para compensar energéticamente el sistema, logrando llegar con valores más bajos de BSW a los tanques de almacenamiento y reducir el tiempo necesario de puesta a punto del crudo.
- El adecuado seguimiento de las variables del proceso en conjunto con una constante evaluación del desempeño de los productos químicos permiten aumentar la eficiencia del tratamiento, optimizar costos, reducir tiempos de despacho y hacen al sistema operacionalmente más estable. Para el caso de estudio se logra una reducción en la inyección de demulsificante del 30%, generando un ahorro en el tratamiento del crudo en el CPF1 equivalente a un aproximado de 190.000 USD mensuales.

BIBLIOGRAFÍA

ALBOUDWAREJ, Hussein; FELIX, Joao y TAYLOR, Shawn. La Importancia del petróleo pesado. Oilfield Review, Vol 18. [en línea] [citado 09 Agosto 2014] Disponible en: (www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf).

ARNOLD Ken and STEWART Maurice. Surface Production Operations Third Edition. Pág. 378.

ATEB. imagen tipos de emulsión. [en línea] [citado 10 de junio de 2015] http://ateb.es/images/ateb/imagen_tipos_de_emulsion.jpg

CENSI. Paolo. El camino hacia la recuperación de crudos pesados. [en línea] [citado 09 de agosto 2014] disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/heavy_oil/industry_articles/200906_petm_el_camino_hacia.pdf

LEONTARITIS, K.J., AMAEFULE, J.O., AND CHARLES, R.E. A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition. *SPE Prod & Oper* **9** (3): 157–164. SPE-23810-PA.1994

MANNING F, THOMPSON R., Oilfield processing. Vol 2. Oklahoma. Pennwell Books.

MARFISI Shirley y SALAGER Jean Louis. Deshidratación de crudo principios y tecnología. [en línea] [citado 09 Agosto 2014]. Disponible en: http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf

MARFISI Shirley y SALAGER Jean Louis. Cuaderno FIRP S853-PP Deshidratación de Crudo Principios y Tecnología Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela

LABORATORIO MAG. Técnica de dilución en serie [en línea] [citado 10 de 2015] disponible en: <http://www.laboratoriomag.com.ar/sitio2/images/content/articulos/fig02b.gif>

RAYMOND M. Y LEFFLER W. Oil And Gas Production in nontechnical Language. Oklahoma. Pennwell Books.2006

RIGZONE, "What is Heavy Oil and How is it Formed?" [en línea] [citado 09 de agosto 2014]. Disponible en: https://www.rigzone.com/training/heavyoil/insight.asp?i_id=184

S. MCALEESE. Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing. Pág. 159

TEXTOS CIENTÍFICO DE FINICIÓN. y Propiedades de las Emulsiones. [en línea] [citado 09 de agosto 2014].Disponible en: <http://www.textoscientificos.com/emulsiones/introducción>