

**ALTERNATIVAS PARA TRATAMIENTO DE CRUDO CON ALTO  
CONTENIDO DE SÓLIDOS PARA DISMINUIR LA AFECTACIÓN EN EL BSW  
DEL CRUDO DE VENTA. APLICACIÓN CAMPO JAZMÍN**

**WILLIAM ANDRÉS SÁNCHEZ PULGARÍN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ALTERNATIVAS PARA TRATAMIENTO DE CRUDO CON ALTO  
CONTENIDO DE SÓLIDOS PARA DISMINUIR LA AFECTACIÓN EN EL BSW  
DEL CRUDO DE VENTA. APLICACIÓN CAMPO JAZMÍN**

**WILLIAM ANDRÉS SÁNCHEZ PULGARÍN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**M.Sc. EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## CONTENIDO

pág.

### INTRODUCCIÓN

<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	17
<b>2. JUSTIFICACIÓN</b> .....	18
<b>3. OBJETIVOS</b> .....	19
<b>3.1. Objetivo General</b> .....	19
<b>3.2. Objetivos específicos</b> .....	19
<b>4. MARCO REFERENCIAL</b> .....	20
<b>4.1. ASPECTOS CONCEPTUALES</b> .....	20
<b>4.1.2. Formación de emulsiones.</b> .....	21
<b>4.1.3. Estabilidad de la emulsión.</b> .....	23
<b>4.1.5. Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo.</b> .....	28
<b>4.1.6. Tecnología de separación.</b> .....	30
<b>4.2. ASPECTOS CONTEXTUALES</b> .....	32
<b>4.2.1. Generalidades de Campo Jazmín.</b> .....	32
<b>4.2.2. Tratamiento de crudo en Campo Jazmín.</b> .....	34
<b>5. ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL CRUDO CAMPO JAZMÍN</b> .....	63
<b>5.1. METODOLOGÍA</b> .....	63
<b>5.1.1. Muestreo</b> .....	63

5.1.2. Caracterizaciones.....	63
5.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	65
5.2.1. Incremento en el BSW del crudo del Campo Jazmín. ....	65
5.2.2. Efecto de la naturaleza de la emulsión aceite-agua sobre el incremento en el BSW.....	69
5.2.3. Efecto de la naturaleza de los sedimentos (sólidos) presentes en el crudo sobre el incremento en el BSW del crudo de campo Jazmín. ....	70
5.3. CONCLUSIONES DE CAPÍTULO .....	73
6. TRATAMIENTO QUÍMICO DEL CRUDO DE RECIRCULACIÓN.....	74
6.1. METODOLOGÍA.....	74
6.1.1. Muestreo.....	74
6.1.2. Selección de productos químicos.....	74
6.1.3. Caracterizaciones.. ....	75
6.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	76
6.2.1. Tratamiento Químico: CLARIANT .....	76
6.2.2. Tratamiento químico: NALCO.....	77
6.2.3. Tratamiento químico: CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD. ....	79
6.2.4. Tratamiento químico: TSP ENERGY COLOMBIA SAS .....	80
6.2.5. Análisis comparativo de las alternativas de tratamiento Químico. ....	81
6.3. CONCLUSIONES DE CAPÍTULO .....	83
7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO FÍSICO DEL CRUDO CAMPO JAZMÍN PARA LA DISMINUCIÓN DEL BSW .....	84
7.1. METODOLOGÍA.....	84
7.1.1. Consultoría.....	84

<b>7.1.2. Recepción y análisis de propuestas.</b> .....	85
<b>7.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.</b> .....	86
<b>7.2.1. Estudio de alternativas de mejoramiento.</b> .....	86
<b>7.2.2. Evaluación técnica - económica de las alternativas de mejoramiento del crudo.</b> .....	92
<b>7.3. CONCLUSIONES DE CAPITULO</b> .....	93
<b>8. CONCLUSIONES</b> .....	94
<b>9. RECOMENDACIONES</b> .....	96
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	97

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Tipos de emulsiones: <b>a)</b> W/O y <b>b)</b> O/W.....	20
<b>Figura 2.</b> Formación de emulsiones de agua en aceite.....	21
<b>Figura 3.</b> Micrografías de emulsiones con distintos tamaños de gota de agua en aceite. ....	22
<b>Figura 4.</b> Esquema de los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O.....	26
<b>Figura 5.</b> Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.....	28
<b>Figura 6.</b> Ubicación Geográfica del Campo Jazmín. ....	34
<b>Figura 7.</b> Distribución geográfica de los equipos del MTB de Campo Jazmín .	35
<b>Figura 8.</b> Diagrama de componentes del sistema de tratamiento inicial. ....	36
<b>Figura 9.</b> Fotografía del Surge Tank SE-MTB-001.....	37
<b>Figura 10</b> Wash Tank TK-1-2-012 y TK-1-2-013.....	37
<b>Figura 11</b> Bombas de coalescencia P-1-2-001 y P-1-2-002.....	39
<b>Figura 12</b> Bombas de trasiego P-1-2-004 A/B/C.....	39
<b>Figura 13.</b> Bombas de transferencia P-1-2-003 A/B y P-1-2-005 A/B.....	40
<b>Figura 14.</b> Diagrama de proceso separador de agua libre X-101 y X-102.....	41
<b>Figura 15.</b> Diagrama de componentes del FWKO.....	41
<b>Figura 16.</b> Diagrama de componentes del EHT.....	45
<b>Figura 17.</b> Diagrama proceso EHT's.....	49
<b>Figura 18.</b> Diagrama del sistema de recuperación de crudo sucio.....	50
<b>Figura 19.</b> Skimmer.....	50
<b>Figura 20.</b> Diagrama de proceso del skimmer.....	51

<b>Figura 21.</b> Planta de tratamiento de fluidos residuales .....	52
<b>Figura 22.</b> Diagrama de proceso PTFR .....	53
<b>Figura 23.</b> Diagrama de proceso del SIAR.....	56
<b>Figura 24.</b> Comportamiento del BSW del crudo a la salida del MTB. Las barras muestran los datos máximo y mínimo del BSW registrado durante 30 días seguidos en cada año.....	65
<b>Figura 25.</b> Esquema general del flujo de crudo, agua y sedimentos desde el manifold hasta que sale para la venta, en Campo Jazmin.....	67
<b>Figura 26.</b> Comportamiento del BSW del crudo: a) de recirculación y b) a la salida del MTB (para la venta), en el periodo entre el 20 de julio y el 14 de agosto de 2015. ....	67
<b>Figura 27.</b> BSW del crudo a la salida de los tratadores electrostáticos (EHT) del módulo 1 en el periodo entre el 1 y 29 de junio de 2015. ....	68
<b>Figura 28.</b> Sólidos separados de la muestra de crudo de recirculación .....	71
<b>Figura 29.</b> Fondo de los tubos de centrifuga con las muestras del pozo de campo Jazmín.....	71
<b>Figura 30.</b> Espectro infrarrojo de sólidos encontrados en las muestra de crudo de recirculación (rojo), comparado con el espectro de arcilla tipo bentonita (negro) .....	72
<b>Figura 31.</b> Imágenes captadas durante el proceso de determinación de BSW, interfase y sólidos presentes en la muestra de crudo procedente del Skimming Tank.....	76
<b>Figura 32.</b> Caída de agua en las muestras de crudo expuestas a los diferentes productos provistos por TSP. Los números 1-6 corresponden a las formulaciones presentadas en la tabla 11, ordenadas de menor a mayor dosis. ....	81
<b>Figura 33.</b> Diagrama de tratamiento propuesto por TWM .....	91

## LISTA DE TABLAS

pág.

<b>Tabla 1.</b> Propiedades reológicas y composición de emulsiones agua en aceite.....	26
<b>Tabla 2.</b> Resumen de las tecnologías de separación de emulsiones W/O.....	31
<b>Tabla 3.</b> Sistemas de Inyección de Aguas Residuales (SIAR) .....	54
<b>Tabla 4.</b> Concentración de surfactante aniónico las diferentes muestras de crudo.....	70
<b>Tabla 5.</b> Valores de tensión interfacial de la muestra crudo recirculado diluida. .....	70
<b>Tabla 6.</b> Lista de productos químicos usados para tratar el crudo de recirculación.....	75
<b>Tabla 7.</b> Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación los distintos productos químicos .....	77
<b>Tabla 8.</b> Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por Nalco.....	78
<b>Tabla 9.</b> Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por Chemicals .....	79
<b>Tabla 10.</b> Oferta económica de Chemicals para el tratamiento químico del crudo.....	80
<b>Tabla 11.</b> Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por TSP.....	80
<b>Tabla 12.</b> Oferta económica de TSP para el tratamiento químico del crudo ....	81
<b>Tabla 13.</b> Resumen de los productos químicos que mostraron mejores resultados tanto de tiempo de caída de agua como de BSW .....	81
<b>Tabla 14.</b> Parámetros de Calidad de Crudo .....	85
<b>Tabla 15.</b> Resultados pruebas de tratamiento químico del crudo de Campo Jazmin realizadas por MORELCO. ....	86
<b>Tabla 16.</b> Resultados prueba CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD .....	88

<b>Tabla 17.</b> Características iniciales del fluido.....	90
<b>Tabla 18.</b> Resultados pruebas TWM. Análisis BSW .....	91
<b>Tabla 19.</b> Análisis de alternativas para el tratamiento del crudo.....	92

## RESUMEN

**TÍTULO:** ALTERNATIVAS PARA TRATAMIENTO DE CRUDO CON ALTO CONTENIDO DE SÓLIDOS PARA DISMINUIR LA AFECTACIÓN EN EL BSW DEL CRUDO DE VENTA. APLICACIÓN CAMPO JAZMÍN\*.

**AUTOR:** WILLIAM ANDRÉS SÁNCHEZ PULGARÍN\*\*.

**PALABRAS CLAVE:** Crudo, agua, sedimento, BSW, emulsión, desémulsificante, tratador electrostático, separador de agua libre.

### **DESCRIPCIÓN:**

En este trabajo se realizó el estudio de diferentes alternativas de tratamiento fisicoquímico para el mejoramiento de la calidad del crudo de venta en MECL, debido a que en los últimos años se ha evidenciado un aumento en el BSW de este crudo, que ha ocasionado entregas fuera de especificaciones. Tales alternativas fueron ofertadas mediante consultoría, por diferentes empresas especializadas en el tratamiento de crudo. Se determinó que el aumento del BSW está asociado principalmente a dos factores: el incremento en el BSW del crudo proveniente del pozo y el incremento en el BSW del crudo que es recirculado al MTB. Además del aumento en la cantidad de agua y sedimentos, el crudo de recirculación ha sufrido un incremento en los valores de sedimentos como arcillas de bentonita y en la cantidad de surfactantes de tipo aniónico, los cuales actúan como estabilizadores de la emulsión crudo-agua. Adicionalmente, se determinó que el tratamiento químico del crudo sucio procedente del skimming tank es viable usando al menos una de las alternativas ofrecidas por las empresas NALCO, CHEMICALS y TSP.

Por otra parte, de acuerdo con el estudio de consultoría basado en los resultados de distintas pruebas de tratamiento del crudo sucio, la manera más adecuada para tratar el crudo de recirculación y ponerlo en condiciones de venta es la ofertada por Chemicals mediante un sistema compuesto por calentadores y gun barrels sumado a un tratamiento químico.

---

\*Monografía de Especialización.

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc. Edison Odilio García Navas

## ABSTRACT

**TITLE:** TREATMENT ALTERNATIVES OF CRUDE OIL WITH HIGH SOLIDS TO DECREASE INVOLVEMENT IN THE BSW OF CRUDE FROM JAZMÍN FIELD.

**AUTHOR:** WILLIAM ANDRÉS SÁNCHEZ PULGARÍN\*\*.

**KEYWORDS:** Oil, water, sediment, BSW, emulsion, emulsifier, electrostatic treater, free water separator.

### **DESCRIPTION:**

In this work the study of different alternatives of physicochemical treatment for improving the quality of crude sales MECL was made. In recent years there has been an increase in the BSW of this oil, which has caused deliveries out Specifications. Such alternatives were offered by consulting different companies specializing in the treatment of crude. It was determined that increasing the BSW is associated mainly to two factors: the increase in the BSW oil from the well and the increase in oil BSW which is recirculated to MTB. Besides the increase in the amount of water and sediments, the oil recirculation has been increased sediment values as bentonite clays and the amount of anionic surfactants, which act as stabilizers for the oil-water emulsion. Additionally, it was determined that chemical treatment of dirty oil is viable with at least one of the alternatives offered by companies NALCO, TSP and CHEMICALS.

Moreover, according to the consultancy study based on the results of various tests dirty oil treatment, the best way to treat recirculating oil and put it in a position to sell is offered by Chemicals through a system composed of heaters and gun barrels coupled with a chemical treatment.

---

\*Specialization Monograph.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. Edison Odilio García Navas

## INTRODUCCIÓN

Los crudos pesados y extrapesados son reservas estratégicas, pero plantean nuevos retos a la industria petrolera. Un problema importante es su alta viscosidad que hace que sean difíciles de transportar. Los componentes de los crudos a menudo se clasifican en [12] saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA). Las resinas son hidrocarburos polares de alto peso molecular, que son conocidos por estabilizar los asfaltenos en fluidos derivados del petróleo. Los asfaltenos son hidrocarburos poliaromáticos y, a menudo se precipitan a partir de aceites crudos usando disolventes de alcanos de bajo peso molecular, tales como pentano o hexano. Ellos son considerados por la mayoría de los investigadores [9,16] junto con las resinas de ser los responsables de la alta estabilidad de las emulsiones de agua en crudo, principalmente debido a su capacidad para formar una red estable en la interfase [13]. Además, las partículas sólidas [3] originario desde el yacimiento adsorbida en la interfase agua / aceite también puede contribuir a la estabilidad de las microgotas de agua junto con ceras [10] y ácidos nafténicos [4]. La combinación de estos componentes crea una imagen compleja de varios mecanismos que contribuyen a la estabilidad de las emulsiones de agua-en-aceite [16]. La coproducción de petróleo crudo a menudo resulta en la formación de emulsiones estables de agua en aceite cuando se encuentran condiciones de mezcla turbulenta durante el proceso de transporte. Cuando el aceite crudo se transporta desde la cabeza del pozo al colector, por lo general hay una reducción de presión sustancial con un gradiente de presión sobre válvulas en donde el mezclado del aceite y el agua puede ser intenso. Estas condiciones promueven la estabilidad de las emulsiones formadas por el agua y el crudo extraídos. La estabilidad de estas emulsiones es un problema al que todas las compañías que realizan explotación petrolera se enfrentan.

Manrasovar Energy (MECL) es una compañía que se dedica a la exploración, explotación, transporte y comercialización de crudos provenientes de los Campos Jazmín, Under River, Nare Sur, Girasol, Moriche, Abarco y Velásquez.

Campo Jazmín, ubicado en la región central del valle del río Magdalena, tiene un esquema de producción por clúster (70) que constituyen cerca de 342 pozos, para una producción promedio de 6500 BOPD, la cual es direccionada a un módulo de tratamiento y bombeo (MTB). Este módulo se encarga de realizar una separación del gas, agua y sedimentos presentes en el crudo extraído, hasta obtener un crudo en condiciones de venta, es decir, con un % BSW < 0,5. Para ello, primero se realiza una separación primaria por gravedad del agua libre (no emulsificada) y sedimentos. Luego se realiza una desemulsificación mediante dos procesos: la floculación, donde la fase dispersa forma agregados, y coalescencia, donde los agregados se combinan formando gotas individuales. Esta separación secundaria puede ocurrir mediante: intercambio de calor, que aumenta el movimiento molecular provocando la expansión de las partículas de agua y en efecto causando el rompimiento de la película que las rodea y así mismo la floculación, además de disminuir la viscosidad del crudo que actúa como fase continua influenciando la coalescencia y precipitación; adición de productos químicos desemulsificantes, naturalmente dependiendo del tipo de emulsión; precipitación por gravedad y tratamiento eléctrico. En este último se produce un campo electrostático que cambia la polaridad de las moléculas de agua en la interfase agua-crudo, modificando el estado de fuerzas y reduciendo la tensión interfacial, lo que provoca floculación, coalescencia y precipitación.

Existen diversos parámetros que controlan estas etapas de separación como los de diseño de los equipos, las variables de proceso (velocidades de flujo, temperatura, dosis de química, recirculación, voltaje, entre otros) y la composición de la mezcla a separar. Es esta última de especial interés, ya que durante el proceso es la única que no se puede controlar. En este sentido, la eficiencia del proceso de separación está en función de la composición tanto del crudo proveniente del pozo como del crudo residual del proceso de separación que se recircula al MTB.

Recientemente, se ha encontrado que la calidad del crudo en términos de cantidad de agua y sedimentos básicos (BSW) que sale del MTB ha

disminuido, indicando un aumento en el contenido de agua y sólidos presentes en el crudo. La presencia de sólidos en el sistema de tratamiento genera una fuerte emulsión que no permite una buena deshidratación del crudo. En Campo Jazmín se ha observado un incremento de sólidos que provoca una desestabilización del tratamiento evidenciado en pérdida de las interfaces de los equipos de tratamiento, arrastre de grasas en agua residual, incremento de fluidos de recirculación con alto contenido de sólidos, aumento de las dosificaciones de química, alto BSW en la descarga de los equipos de tratamiento y tanques de fiscalización, y por ende entregas de crudo a refinería fuera de especificaciones.

El interés principal de este trabajo es realizar un análisis de caracterización del crudo y sólidos de Campo Jazmín, con el fin de evaluar técnica y económicamente alternativas que permitan realizar un tratamiento adecuado del crudo a fin de disminuir el BSW y lograr obtener crudo en condiciones de venta. Para lograr esto, es necesario describir las generalidades del proceso de tratamiento de crudo, identificando las principales variables que afectan el BSW, realizar un análisis de caracterización del crudo y sólidos, realizar una evaluación técnica de alternativas de tratamiento de sólidos aplicables, realizar una evaluación económica de las alternativas de tratamiento de sólidos, y finalmente determinar la mejor alternativa para el tratamiento de sólidos que causan afectación al BSW del crudo para venta de Campo Jazmín.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El tratamiento del crudo con un alto contenido de sólidos puede provocar serios problemas a nivel de infraestructura, operacional y de mercadeo debido a que una cantidad excesiva de agua y sedimentos pueden ocasionar problemas en los equipos como corrosión, daño de bombas, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros. Dentro de las exigencias definidas por la ASTM, se estipula que el petróleo no debe contener un porcentaje de agua e impurezas mayor al 0.5%. En el Campo Jazmín se ha observado un incremento de sólidos en el crudo que entra al MTB que provoca una desestabilización del tratamiento de separación de fases evidenciado en pérdida de las interfaces de los equipos de tratamiento, arrastre de grasas en agua residual, incremento de fluidos de recirculación con alto contenido de sólidos, aumento de las dosificaciones de química, alto BSW en la descarga de los equipos de tratamiento y tanques de fiscalización, y por ende entregas de crudo a refinería fuera de especificaciones.

No obstante, la problemática puede abordarse desde dos perspectivas: i) el alto contenido de sólidos en el crudo proveniente del pozo que entra al MTB altera completamente el funcionamiento del módulo, y ii) el alto contenido de sólidos presente en el crudo de reciclaje que entra al MTB en mezcla con el crudo proveniente de pozo, está sobrecargando el funcionamiento del módulo. Desde ambas ópticas el problema puede estar relacionado con la falta de mantenimiento de los equipos del MTB y planes estratégicos de operación de estos, o con la necesidad de rediseñar el módulo a nivel estructural y operacional.

## **2. JUSTIFICACIÓN**

La problemática que aqueja a MECL está dejando consecuencias de considerable impacto para su imagen comercial, además que obliga a la empresa a incurrir en sobrecostos por el uso permanente de medidas contingentes como mayores dosis de química y sobrecarga de los equipos del MTB; que a mediano plazo podrían fallar y agravar la problemática. En este sentido es necesario el estudio de diferentes alternativas tanto operacionales como de rediseño que puedan dar una solución completa y a corto plazo, naturalmente al menor costo. Sin embargo, debido a la gravedad de los sucesos, es imperativo que dichas alternativas sean presentadas por entes consultores de reconocida trayectoria y experiencia dando soluciones a este tipo de problemas. Como será finalmente una sola la alternativa más viable, es imprescindible una evaluación técnico-económica para optar por la mejor de ellas.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. Objetivo General**

Analizar las alternativas para el tratamiento de crudo con alto contenido de sólidos para disminuir la afectación en el BSW del crudo para la venta, aplicación Campo Jazmin.

#### **3.2. Objetivos específicos**

Establecer diagnóstico de condiciones actuales de operación para el tratamiento de fluidos de producción del campo Jazmín.

Realizar una evaluación técnica y presupuestal de las alternativas físicas de tratamiento de crudo con alto contenido de sólidos aplicables en el Campo Jazmin, que permitan cumplir con los requerimientos de venta.

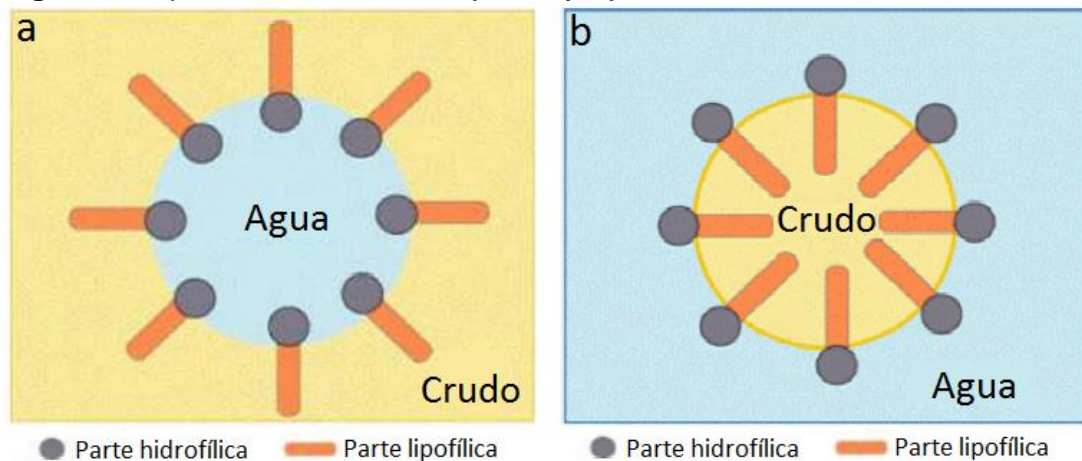
Determinar la alternativa que permita mejorar las condiciones de tratamiento de sólidos que causan afectación al BSW del crudo para venta de Campo Jazmin.

## 4. MARCO REFERENCIAL

### 4.1. ASPECTOS CONCEPTUALES

**4.1.1. Emulsiones.** La emulsión puede ser definida por un sistema donde una fase líquida inmiscible es dispersada en forma de gotas (fase dispersa) en la segunda fase de líquido inmiscible (fase continua) [12]. Hay tres tipos de emulsiones: emulsión agua en aceite (W/O), emulsión aceite en agua (O/W) y emulsión múltiple. La emulsión W/O es formada cuando las gotas de agua son dispersados en la fase continua de aceite, como se muestra en la Figura 1a. La emulsión O/W es formada cuando las gotas de aceite son dispersados en la fase continua de agua como se muestra en la Figura 1b.

**Figura 1.** Tipos de emulsiones: **a)** W/O y **b)** O/W



Fuente: Khan *et al.* [9].

La emulsión múltiple es un sistema de emulsión compleja donde las emulsiones W/O u O/W son dispersados en otra fase inmiscible. La emulsión múltiple incluye agua en aceite en agua (W/O/W) y aceite en agua en aceite (O/W/O). La emulsificación es el proceso de formación de emulsiones. En la industria del gas y el petróleo generalmente se encuentran problemas debido a emulsiones W/O. Este problema ocurre ya que aunque el crudo y el agua coexisten inicialmente en dos fases separadas, la turbulencia y el mezclado

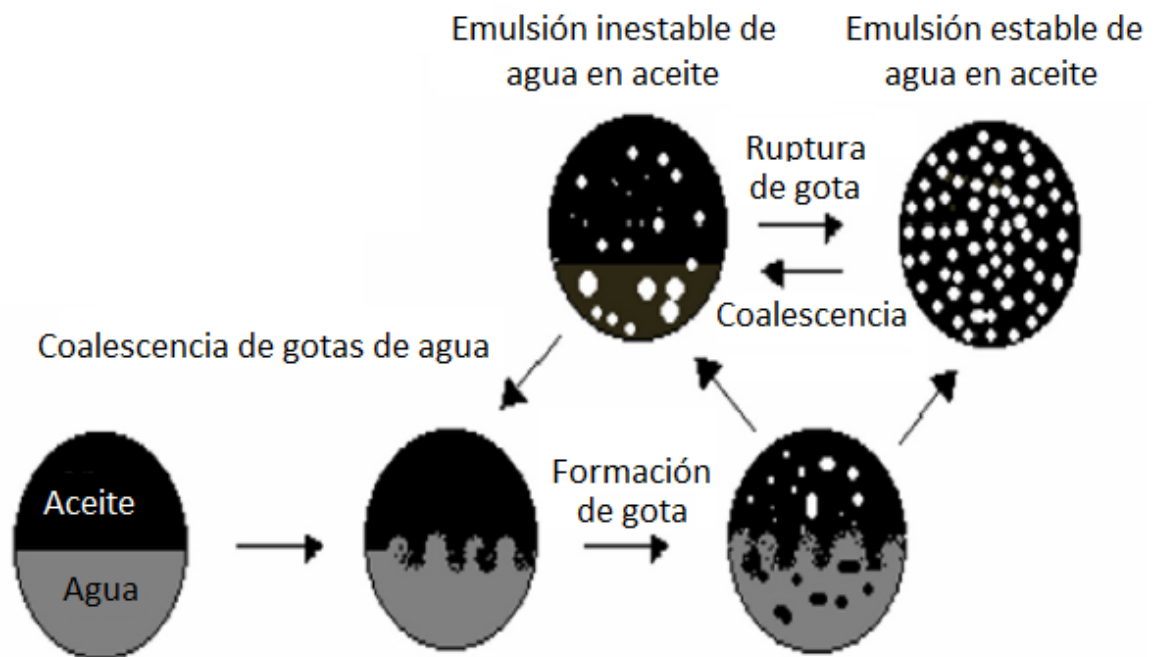
producido por válvulas, bombas y tuberías promueven la emulsificación [9,16]. Debido a la emulsificación algunas propiedades y características del crudo como la densidad y la viscosidad pueden cambiar drásticamente. Varios autores han reportado que la emulsificación puede causar un incremento en el volumen de dos a cinco veces y la densidad puede incrementarse en un 20%, así como la viscosidad se incrementa de unos pocos cientos de mPas a cientos de miles; conllevando a la formación de un material semisólido y pesado [3,13].

**4.1.2. Formación de emulsiones.** Muchos investigadores han estudiado el proceso de formación de emulsiones y han encontrado que está principalmente relacionado con la composición del crudo, especialmente por asfaltenos y resinas, las cuales son agentes emulsificantes o surfactantes naturales presentes en el crudo [3,4].

Los agentes emulsificantes naturales del crudo evitan que después de emulsificadas las gotas de agua se junten, debido a que forman una película interfacial fuerte. En la Figura 2 se ilustra el proceso de formación de las emulsiones. Existen tres criterios para la formación de estas emulsiones [15]:

- i) El contacto de dos líquidos inmiscibles tales como el aceite y el agua,
- ii) La presencia de un componente activo superficial como el agente emulsificante que usualmente son asfaltenos y resinas,
- iii) La promoción de suficiente turbulencia o energía de mezclado para dispersar un líquido en el otro hasta formar pequeñas gotas en la fase continua del líquido.

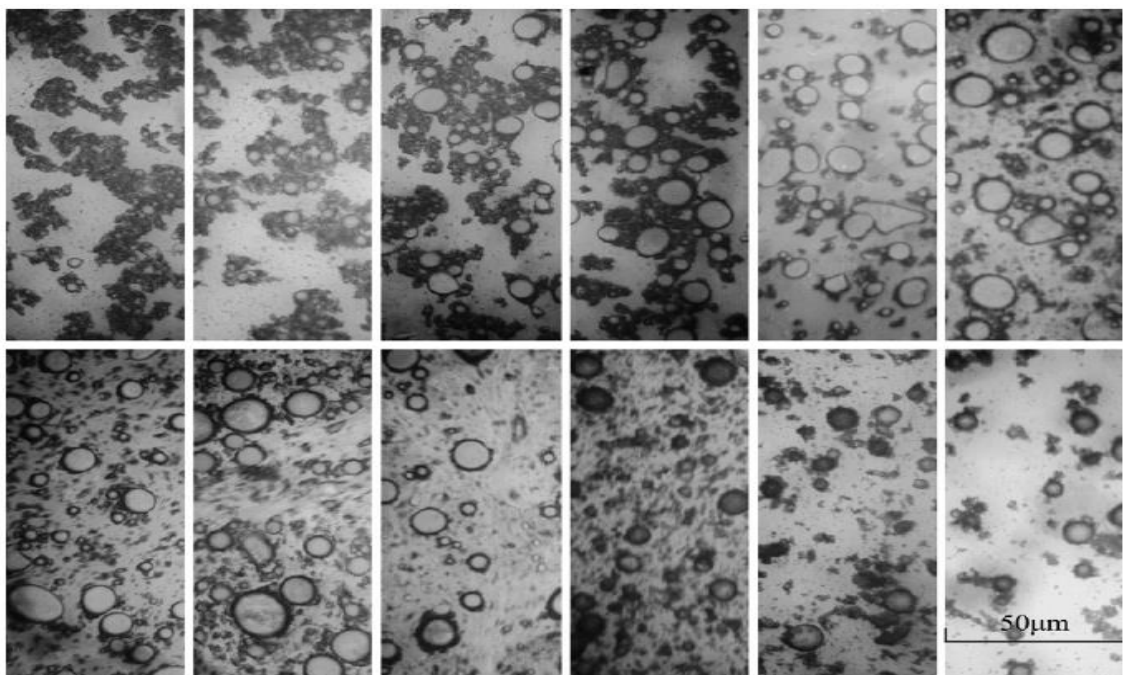
**Figura 2.** Formación de emulsiones de agua en aceite.



Fuente: Mat *et al.* [10].

En la Figura 3 se muestran diferentes micrografías de emulsiones con distintos tamaños de gota de agua en aceite.

**Figura 3.** Micrografías de emulsiones con distintos tamaños de gota de agua en aceite.



Fuente: Yanzhen Zhang *et al.* [20]

**4.1.3. Estabilidad de la emulsión.** La estabilidad de una emulsión de agua en aceite puede describirse como el estado donde las gotas de agua dispersas en el aceite se resisten a juntarse o coalescer. La coalescencia quiere decir que diversas partículas o pequeñas gotas de agua se unen para formar una gota más grande [1,21]. Como se mencionó anteriormente los factores que afectan la estabilidad de la emulsión son el porcentaje total de asfáltenos y resinas, el porcentaje total de compuestos aromáticos volátiles, los módulos de elasticidad y viscosidad y el tiempo de duración después de que las emulsiones hayan sido formadas. Se ha reportado que cuando el comportamiento viscoso del fluido es menor que su comportamiento elástico, la emulsión es comparativamente estable. El módulo elástico es directamente afectado por los surfactantes naturales ya que la adsorción de estos en la interfase agua y aceite promueven interacciones intermoleculares que evitan cualquier flujo en la interfase agua-aceite. En otras palabras, el incremento en el comportamiento elástico promoverá un crecimiento en el mecanismo de coalescencia de las emulsiones, lo cual favorece su estabilidad. A continuación se describen algunas propiedades que intervienen en la estabilidad de las emulsiones y que son fundamentales en los procesos de rompimiento [14]:

- *Tensión interfacial.* Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.
- *Viscosidad de la fase externa.* Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y

estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

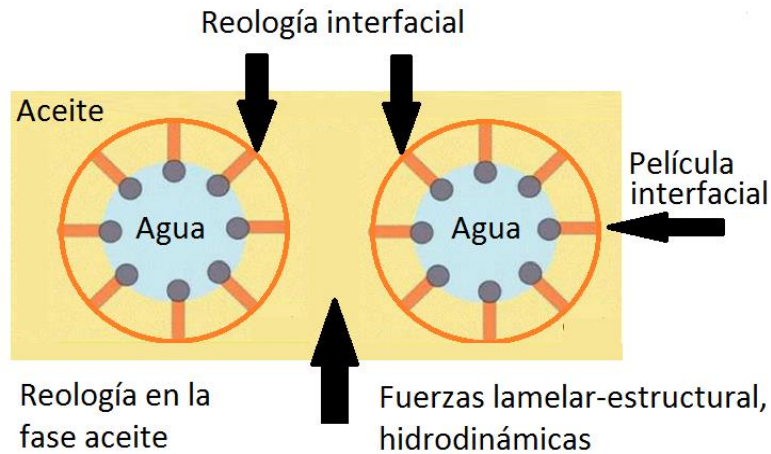
- *Tamaño de la gota.* Gotas muy pequeñas menores de 10  $\mu\text{m}$  generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.
- *Relación de volumen de fases.* Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.
- *Temperatura.* Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.
- *pH.* La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.
- *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.

- *Salinidad de la salmuera.* La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.
- *Tipo de aceite.* Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.
- *Diferencia de densidad.* La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.
- *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.* Generalmente, 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.

En la Figura 4 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa.

**Figura 4.** Esquema de los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O.



En la Tabla 1 se presenta un promedio de las propiedades reológicas y la composición máxima y mínima en emulsiones agua en aceite.

**Tabla 1.** Propiedades reológicas y composición de emulsiones agua en aceite.

	Propiedades reológicas				Contenido de agua (%w/w)
	Densidad (a 15 °C)	Viscosidad (mPa s)	Módulo de elasticidad (mPa)	Módulo de viscosidad (mPa)	
Entrado	0,9697	60530	5,14E+05	5,87E+05	44,5
Mesoestable	0,9328	1300	1,07E+05	6,20E+04	64,3
Estable	0,9	226	7,10E+05	1,78E+05	80,7
Inestable	0,87	143600	1,10E+05	1,08E+07	6,1

	Composición			
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
Entrado	35	35	18	12,4
Mesoestable	46	31	15,6	7,8
Estable	59	26	9	5,4
Inestable	68	23	6,7	2,3

Fuente: Fingas *et al.* [12]

**4.1.4. Agentes emulsionantes.** Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera [12,14,16]:

- *Compuestos naturales surfactantes* tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- *Sólidos finamente divididos*, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- *Químicos de producción añadidos* tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

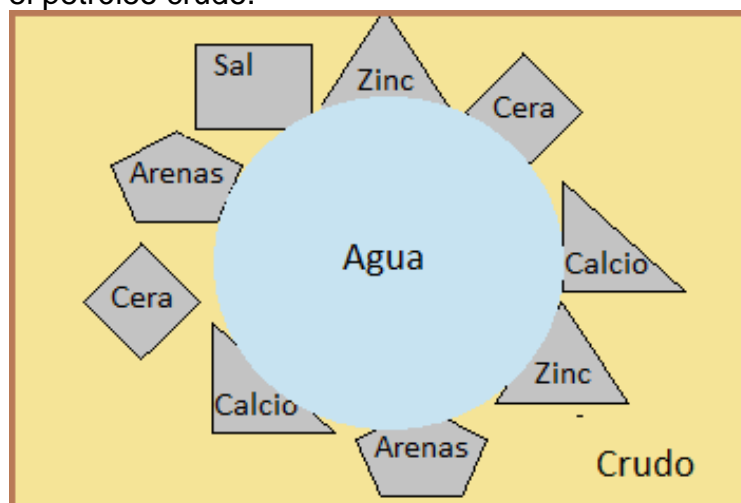
Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos. Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electrocoalescencia [16].

La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas: aumenta la tensión interfacial. Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial; forman una barrera viscosa que inhibe la

coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica; si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla. En la Figura 5 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

**Figura 5.** Estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.



**4.1.5. Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo.** Según varios autores el mecanismo de ruptura se divide en tres etapas [3,14,16]:

- *Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas.* Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de

gotas esféricas rígidas, ecuación 1) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 2), pero sí son menores de 5  $\mu\text{m}$  está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s \cdot r^2 \quad (1)$$

$$V_H = V_s \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad (2)$$

Donde:

$V_s$  = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s),  $V_H$  = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s),  $\rho_1$  = densidad del agua (g/cm<sup>3</sup>),  $\rho_2$  = densidad del crudo (g/cm<sup>3</sup>),  $g$  = aceleración de gravedad (cm/s<sup>2</sup>),  $r$  = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm),  $\eta_e$  = viscosidad de la fase externa (cp),  $\eta_i$  = viscosidad de la fase interna (cp) y  $f_s$  = factor de Stokes (1/cm.s).

- *Etapa 2. Drenaje de la película.* Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.
- *Etapa 3. Coalescencia.* La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la

viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra).

También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación, fuerzas capilares con filtros coalescedores o fuerzas electrostáticas.

**4.1.6. Tecnología de separación.** El proceso de separación normalmente envuelve una combinación de tratamientos mecánicos y químicos para romper emulsiones w/o. En este sentido, entradas de separación y procesos internos se han desarrollado para maximizar la resolución de agua a un tiempo de residencia razonable [8]. La tecnología de separación en conjunto ha sido impulsado por la introducción de dispositivos electrostáticos que facilitan el crecimiento en el tamaño de la gota y la coalescencia de los sistemas emulsionados; si un campo eléctrico de fondo está presente, como en los coalescedores electroindustriales, la cinemática de las gotas y la coalescencia será completamente diferente. Varios mecanismos que están presentes en la desestabilización inducida por gravimetría de emulsiones probablemente todavía están presentes, pero su nivel relativo de influencia puede ser completamente diferente debido a las fuerzas inducidas por campos eléctricos fuertes [2,17].

Los efectos electrostáticos surgen de la diferencia entre las propiedades del agua y el aceite; el primero tiene valores de permitividad y conductividad dieléctricas mucho más altos que los del petróleo, lo que produce un efecto de polarización en las gotas de agua. La electrocoalescencia es un proceso específico que promueve el contacto y la fusión de las gotas de agua emulsionada en un medio continuo de baja permitividad dieléctrica con el fin de aumentar su tamaño, acelerando así su velocidad de sedimentación y el tiempo total de separación [11].

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo [6,18,19]. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos. 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. Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa. En la tabla 2 se presenta un resumen de las tecnologías de separación de emulsiones W/O.

**Tabla 2.** Resumen de las tecnologías de separación de emulsiones W/O.

No	Tecnología	Principio de trabajo	Ventaja	Desventaja
1	Asentamiento por gravedad (Skim, Tanques API)	Basado en la gravedad específica de fluidos inmiscibles	Adecuado para remover partículas sólidas de gran tamaño y aceite libre	Requiere largos tiempos de asentamiento
2	Hidrociclón	Basado en la gravedad específica de fluidos inmiscibles con la adición de platos de coalescencia y recuperación de aceite libre	Paso más pequeño comparado con los Skim	No es adecuado para separación de crudo pesado

3	Tratamiento químico	Adición de coagulantes y floculantes para romper la emulsión, coalescer y agregar las pequeñas gotas de aceite para formar gotas más grandes	Mejora la coalescencia y agregación, contribuye en la remoción de carbono	Los coagulantes inorgánicos convencionales podrían poseer problemas adicionales debido a la presencia de metales en el efluente
4	Medio de Coalescencia	Se usan medios de coalescencia hidrofóbicos y oleofílicos para formar grandes gotas de agua por unión de pequeñas gotas	Puede ser conjugado con sistemas de flotación para obtener eficiencias de separación superiores	Puede ser susceptible a la deposición de sólidos
5	Tratamiento biológico	Puede ser combinado con separación mediante membranas para descomponer y remover compuestos orgánicos	Compacto sistema eficiente y de bajo costo	Altas concentraciones de sal en la emulsión puede afectar el equilibrio osmótico del microorganismo causando su muerte por deshidratación

---

Fuente: Saththasivam *et al.* [8]

## 4.2. ASPECTOS CONTEXTUALES

### 4.2.1. Generalidades de Campo Jazmín.

- *Reseña histórica.* El 03 de septiembre de 1980 las compañías Ecopetrol y Omimex de Colombia LTD. Firmaron el contrato de asociación Nare, cada uno con una participación del 50%. El Campo fue descubierto en 1086 por la Texas, pero debido a restricción en la refinería de Barrancabermeja y a la poca demanda de consumo interno su desarrollo fue aplazado por 12 años.

En 1999 el plan de desarrollo del Campo Jazmín fue aprobado dentro del contrato de asociación Nare, bajo la operación de Omimex, compañía que

compra los derechos a la Texas y a los campos Teca y Nare. En el siguiente año se inició una intensa campaña de perforación: perforar 103 pozos ubicados en 11 plataformas (clúster). En junio de 2002 se inicia la producción, como causa de los clúster perforados y la inyección de vapor, por lo cual se decide ejecutar la segunda fase entre 2002 y 2003, que incluyó la perforación de otros pozos.

A finales del 2005, las compañías Oil & Natural Gas Corporation (ONGC), compañía estatal petrolera de India y SINOPEC Corp., empresa estatal petrolera de China, se mostraron interesadas en la compra de las acciones de Omimex de Colombia, Ltd. Después de varias rondas de negociación, las mencionadas empresas decidieron unirse para crear la compañía Manrasovar Energy Colombia, Ltd. (MECL), el 20 de septiembre de 2006, Omimex Resources, Inc., propietaria de las acciones de Omimex de Colombia, Ltd., y MECL firmaron el acuerdo de compra en el que consolidaron la negociación. La actual operadora del campo es Mansarovar Energy.

- *Localización geográfica.* El Campo Jazmín se encuentra ubicado geográficamente en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, en el Departamento de Boyacá, específicamente en las veredas Santa Bárbara, isla Carbonero y Ermitaño del municipio de Puerto Boyacá, como se puede observar en la Figura 6. Actualmente Campo Jazmín cuenta con una extensión de 1966.31 ha localizadas en terrenos colinados y planos en la margen derecha del río Magdalena aguas abajo del casco urbano del municipio de Puerto Boyacá. El campo hace parte de la asociación Nare y almacena unos 464 MMBS de petróleo, de los cuales 92.8 MMBS son recuperables.

Figura 6. Ubicación Geográfica del Campo Jazmín.

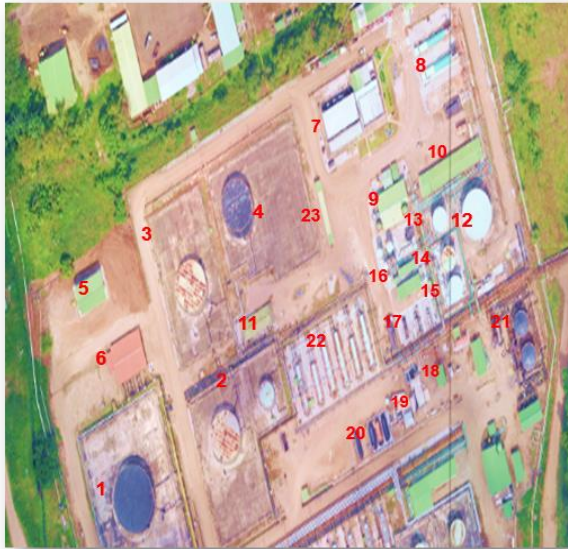


Fuente: Disponible en:

[http://laplayadebelen.org/SEGUNDO\\_GONZALEZ/ENTREVISTA/MAPA.html](http://laplayadebelen.org/SEGUNDO_GONZALEZ/ENTREVISTA/MAPA.html)

**4.2.2. Tratamiento de crudo en Campo Jazmín.** El crudo extraído de los pozos de Campo Jazmin se envía al módulo de tratamiento y bombeo MTB compuesto por un sistema de tratamiento Inicial, separador de agua libre (FWKO), tratadores electrostáticos (EHT), sistema de separación de crudo sucio y sistema de inyección de agua residual residuales. En la Figura 7 se presenta la distribución geográfica de los equipos del MTB de Campo Jazmín.

**Figura 7.** Distribución geográfica de los equipos del MTB de Campo Jazmín



- 1. Tanque de almacenamiento K 106
- 2. Tanque K 101 de crudo sucio
- 3. Tanque de almacenamiento K 103
- 4. Tanque de almacenamiento K 105
- 5. Cargadero Nuevo
- 6. Bombas oleoducto Vasconia
- 7. Oficinas
- 8. Generadores de Vapor X 502 y X 503
- 9. Planta de tratamiento de agua suavizada
- 10. Bombas inyección de agua residual
- 11. Bombas oleoducto Velázquez galán
- 12. Tanque de agua industrial
- 13. Skimming Tank K -303
- 14. Skimming Tank K -301
- 15. Skimming Tank K -302
- 16. 16. Planta de agua residual
- 17. Separadores de prueba
- 18. Planta de Gas
- 19. Skimmer
- 20. Tanques de la Planta de tratamiento de fluidos residuales
- 21. Wash Tank Jazmin ( Utilizado por Abarco actualmente) y Surge Tank aislado
- 22. FWKOs ( X 101, X 102) y EHTs ( X 103, X 104, X 105 y X 106)

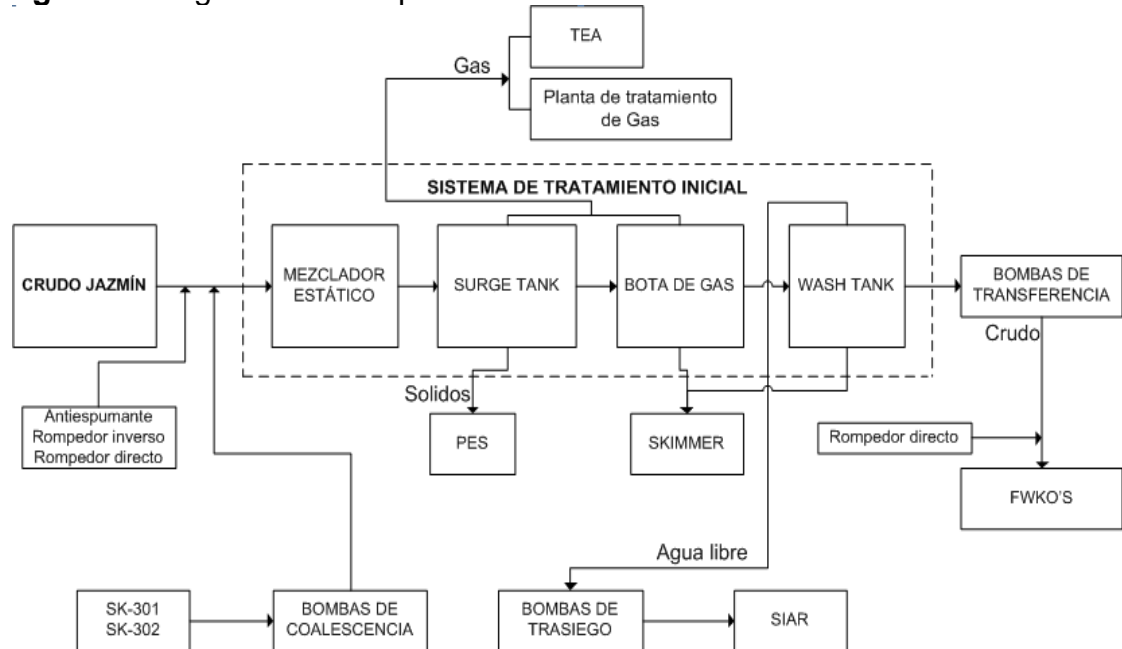
Fuente: MANSAROVAR

- *Tratamiento inicial.* El sistema de tratamiento inicial permite realizar una separación trifásica de gas, agua libre y crudo; mediante el paso del fluido por distintos equipos como el Surge Tank, Bota de Gas y Wash Tank; para posteriormente entregarlo a los separadores de agua libre FWKO's con un BSW máximo del 30%. El sistema de tratamiento inicial se muestra en la Figura 8 y está conformado por: Mezclador estático de agua de coalescencia, Surge Tank, Bota de gas, Wash Tank, Bombas de coalescencia, Bombas de trasiego, y Bombas de transferencia.

*Mezclador estático de agua de coalescencia X-1-1-001 / X-1-1-004.* Al fluido de producción se le inyecta agua caliente para generar coalescencia y agentes químicos que ayudan a la separación del agua libre en el proceso de deshidratación. Una vez inyectada el agua de coalescencia y los agentes químicos, el fluido de producción pasa por un mezclador estático, que garantiza una distribución uniforme de los químicos (antiespumante, rompedor inverso y rompedor directo) y facilita la transferencia de calor entre el agua de coalescencia y el fluido de producción. En caso de parada del mezclador, el fluido de producción se desvía e ingresa directamente al Surge Tank. El

mezclador estático perteneciente al sistema de tratamiento inicial del módulo I que maneja crudo Jazmín, se encuentra ubicado antes del Surge Tank.

**Figura 8.** Diagrama de componentes del sistema de tratamiento inicial.



Fuente: MANSAROVAR

*Surge Tank SE-MTB-001.* El Surge Tank es un recipiente de 120" de diámetro interno y 36" de alto entre costuras, cuenta con fondo cónico (a un ángulo de 70°), dos manhole de 24" (uno en el techo y otro en el cuerpo para inspección) y una platina de impacto en la entrada. Este recipiente a presión funciona como separador bifásico (gas-liquido) y acumulador de sólidos de mayor tamaño los cuales puedan sedimentarse en su fondo cónico. El Surge Tank que se describe es el perteneciente al sistema de tratamiento inicial de campo Jazmín, este equipo se muestra en la Figura 9.

*Bota de gas SE-1-2-012 / SE-1-2-013.* La bota de gas es un recipiente de 60" de diámetro interno y 30' de alto entre costuras, cuenta con dos manhole en el cuerpo de 20" para inspección, gorro chino como deflector del fluido de ingreso y deflectores en la zona de separación de gas para garantizar el no arrastre de líquidos. Este recipiente opera a baja presión para favorecer la separación de

gas remanente en el crudo y protege el Wash Tank de los baches de vapor de agua y gas, antes que lleguen al mismo.

**Figura 9.** Fotografía del Surge Tank SE-MTB-001



Fuente: MANSAROVAR

*Wash Tank TK-1-2-012 / TK-1-2-013.* El Wash Tank o tanque de lavado es un recipiente API-650 vertical de 35' de diámetro interno y 24' de alto con techo cónico, cuenta con dos manholes de 24" y una boquilla de 4" para drenaje manual del tanque como se ilustra en la Figura 10.

Es un tanque cuya configuración interna permite la separación adecuada del agua libre y almacenamiento de crudo.

**Figura 10.** Wash Tank TK-1-2-012 y TK-1-2-013



Fuente: MANSAROVAR

*Bombas de coalescencia P-1-2-001 / P-1-2-002.* Las bombas de coalescencia toman el agua de los tanques desnatadores SK-301 y SK-302 y la envían hacia la línea de entrada al Surge Tank antes del mezclador estático, con el fin de que allí se realice la mezcla uniforme de los agentes químicos (antiespumante, rompedor inverso y rompedor directo) y la transferencia de calor entre el agua de coalescencia y el fluido de producción. Una bomba opera y la otra se encuentra como back-up. Cada una de las bombas de coalescencia tiene un filtro en la succión, los cuales tienen un indicador de presión diferencial que permite monitorear su condición de operación y programar su mantenimiento. En la Figura 11 se presentan dichas bombas.

*Bombas de trasiego P-1-2-004 A/B/C.* Las bombas de trasiego toman el agua separada del Wash Tank y la envían a la planta de tratamiento de agua residual (SIAR) para mantener el nivel de interfase de agua del tanque, en la descarga de las bombas y antes de la entrada al SIAR se realiza la inyección de químicos (rompedor de emulsión, coagulante, floculante). A continuación se muestra en la Figura 12 dichas bombas.

**Figura 11.** Bombas de coalescencia P-1-2-001 y P-1-2-002



Fuente: MANSAROVAR

*Bombas de transferencia P-1-2-003 A/B y P-1-2-005 A/B.* Las bombas de transferencia como se muestran en la Figura 13 toman el crudo parcialmente deshidratado del Wash Tank y lo envían a los trenes de tratamiento (FWKO's y EHT's) para seguir con el proceso de separación. Cada bomba cuenta con una válvula de PSV con el fin de proteger los equipos aguas abajo de las bombas.

*Separador de Agua Libre (FWKO).* El sistema consiste en un recipiente horizontal de 10 ft de diámetro por 50 ft de longitud, equipado con un tubo de fuego cuyo quemador utiliza gas para aumentar la temperatura de la emulsión y así mejorar la separación de las tres fases crudo, gas y agua libre con sedimentos.

**Figura 12.** Bombas de trasiego P-1-2-004 A/B/C



Fuente: MANSAROVAR

**Figura 13.** Bombas de transferencia P-1-2-003 A/B y P-1-2-005 A/B

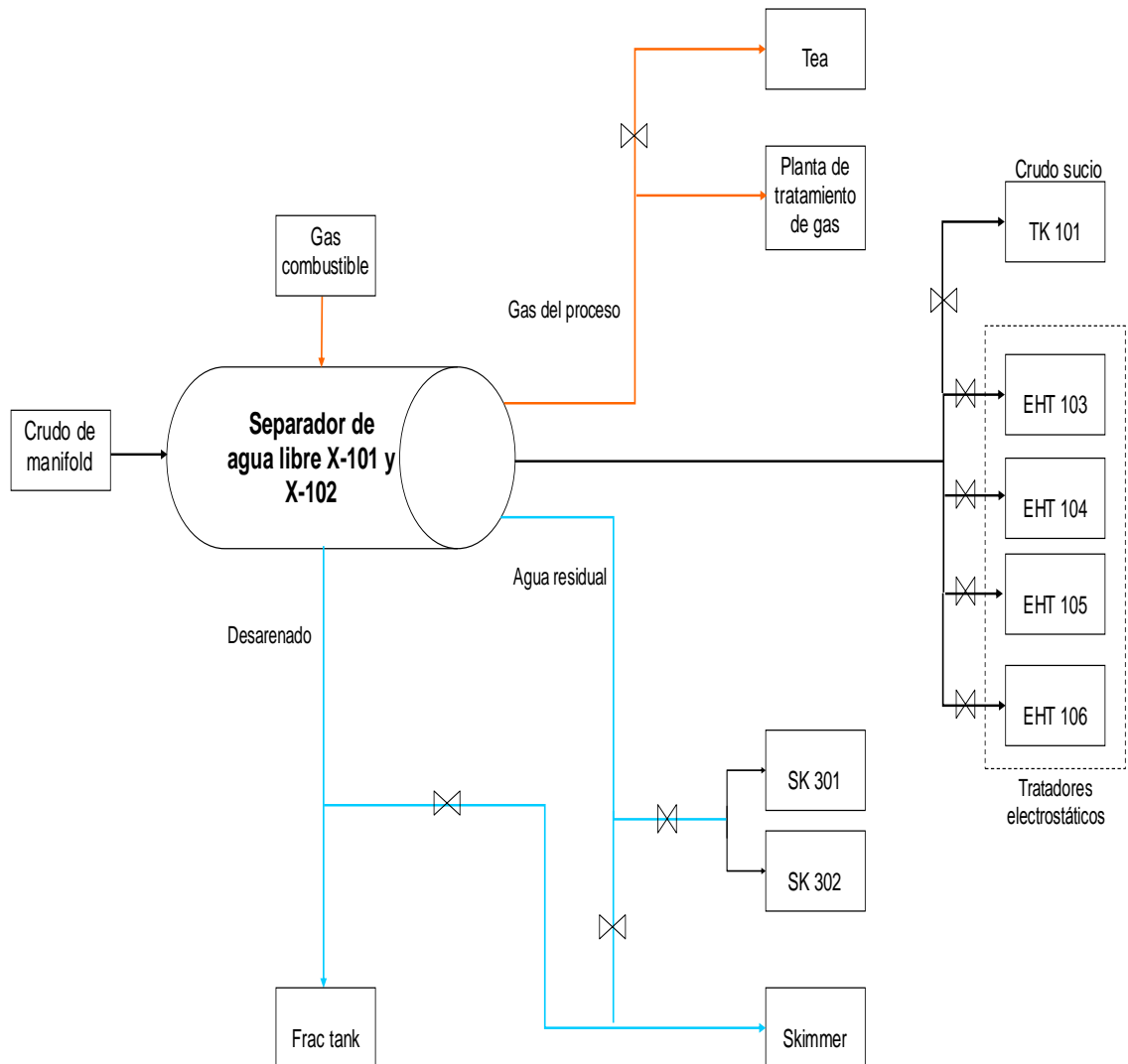


Fuente: MANSAROVAR

Todas las líneas de producción provenientes de los clúster, llegan al múltiple de producción, localizado en el módulo de tratamiento, pasan por el surge tank y el wash tank para luego enviar el fluido de pozo a los FWKO X-101 y X-102 donde se remueve el gas y agua libre con sedimentos asociada; cada uno puede tratar 15000 barriles diarios con un BSW que varía en un rango del 32%

al 60%. A continuación se muestra en la Figura 14 el proceso de separación de agua libre.

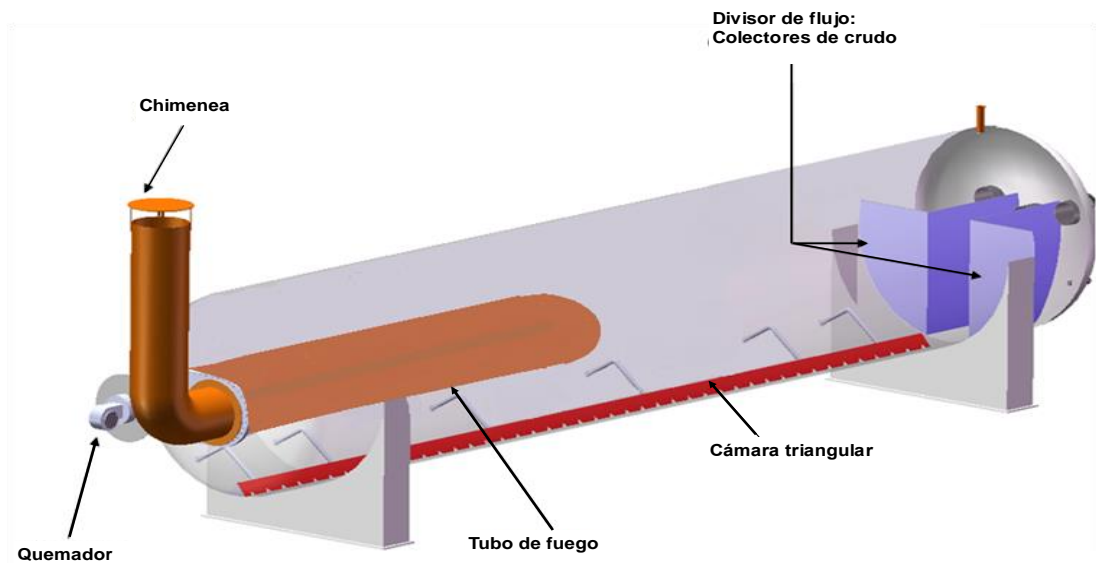
**Figura 14.** Diagrama de proceso separador de agua libre X-101 y X-102



Fuente: MANSAROVAR

El equipo está conformado por cinco secciones principales, como se muestran en la Figura 15: Tubo de fuego, Quemador, Chimenea, Divisor de flujo y Cámara triangular.

**Figura 15.** Diagrama de componentes del FWKO



Fuente: MANSAROVAR

*Tubo de fuego.* El quemador está ubicado en la entrada del tubo y en la salida retorna en la chimenea. Está montado sobre una brida en la parte posterior de la vasija y puede ser removido fácilmente para reparación o reemplazo. El tubo de fuego tiene soportes para prevenir que toque las paredes de la vasija. Si el tubo toca la vasija, se puede desarrollar un punto caliente que eventualmente ocasionaría una distorsión o fundición del tubo y la vasija.

*Quemador.* El quemador es un calentador de fuego indirecto, que está diseñado para producir un patrón de llama larga y angosta. El dispositivo de calentamiento está centrado en el tubo de fuego. Estos quemadores constan de tres secciones: i) Sección frontal, consiste en una platina en fundición de hierro para montaje pesado, con láminas alargadas para su montaje, equipado con una cámara de combustión en ladrillo refractario de alta dureza, especialmente diseñado para soportar hasta 2600 °F. ii) Sección central, que es una sección estacionaria de gas con entrada en la parte inferior. Un defensor para aire de combustión, una conexión por inyección de gas para el piloto de encendido y un lomo roscado para colocar la varilla de regulación de llama, y iii) Sección trasera, montada sobre bisagras, incluyendo el motor del soplador, el impulsor, guarda de entrada, una ventana de observación con

vidrio reforzado y con provisión para montar un detector para llama, a base de sulfito de plomo, la brida para montar el atomizador de combustible y el control manual o motorizado de regulación de combustible. Un sistema de varillas articuladas de control de alta precisión y de eslabones giratorios controlan la entrada principal del aire del combustible y la válvula tipo mariposa de regulación de entrada de gas o una válvula tipo sensitrol de regulación de entrada de combustible, para lograr una adecuada mezcla en el quemador, la entrada del combustible a la válvula sensitrol se hace por una junta ecualizable montada sobre bisagras.

*Chimenea.* La chimenea es una pieza de tubería que encaja en la salida del tubo de fuego. Su altura varía de 6 a 20 ft, dependiendo de la ubicación y su función principal es eliminar los gases calientes generados durante el proceso.

*Divisor de flujo.* El divisor de flujo consiste en un sistema de válvulas manualmente operadas que controlan la rata de flujo entrante a dos compartimientos separados. En los colectores de flujo se controla el nivel de crudo y por medio de una válvula se da paso de flujo hacia cada uno de los tratadores electrostáticos. Los controladores de nivel en cada comportamiento están ajustados para mantener un nivel constante en cada colector de flujo. Si el flujo aumenta más allá del nivel preestablecido, el controlador y la válvula de descargue hacen bajar el nivel dentro de cada compartimiento. El volumen entrante a cada tratador puede ajustarse manualmente, desde el exterior del FWKO, operando una válvula mariposa que controla el flujo a cada compartimiento.

*Cámara triangular.* Es una estructura metálica ubicada dentro de la vasija en la parte inferior, donde se colectan los sedimentos, los cuales son drenados manualmente a través de válvulas al frac tank. El FWKO recibe carga de fluido del wash tank y por calentamiento directo comienza el proceso de separación de crudo, gas y agua libre con sedimentos. El crudo tratado se desplaza hacia los colectores de flujo rectangulares y es enviado a los tratadores

electrostáticos. Si un FWKO sale de servicio, los tratadores electrostáticos funcionan como separadores, esta actividad se realiza deshabilitando el transformador y ajustando variables de control. Cuando el BSW no es el adecuado y por mantenimiento mayor del equipo, la emulsión es enviada al tanque de crudo sucio TK101 para iniciar de nuevo el proceso.

El gas producido durante el proceso de separación es enviado a la planta de tratamiento de gas con el fin de aprovecharlo. Cuando hay sobrepresión en el equipo y se accione el disco de ruptura o la PSV o dado el caso la planta de tratamiento esté fuera de servicio, el gas es enviado al K.O. Drum (tambor de tea) para su disposición final. El equipo posee un sensor de nivel de interfase que envía una señal a la válvula de control de nivel en el separador, con el fin de dar paso y evacuar el agua residual que se obtiene en el proceso, hacia los tanques SK-301 y SK-302. El sistema tiene la facilidad de enviar directamente al skimmer. Los sedimentos que se obtienen del proceso de separación son enviados normalmente al tanque "frac tank", accionando 9 válvulas que se encuentran ubicadas a lo largo del equipo. En casos que se requiera, se tiene la facilidad de desarenar directamente al skimmer, mediante dos válvulas de drenaje.

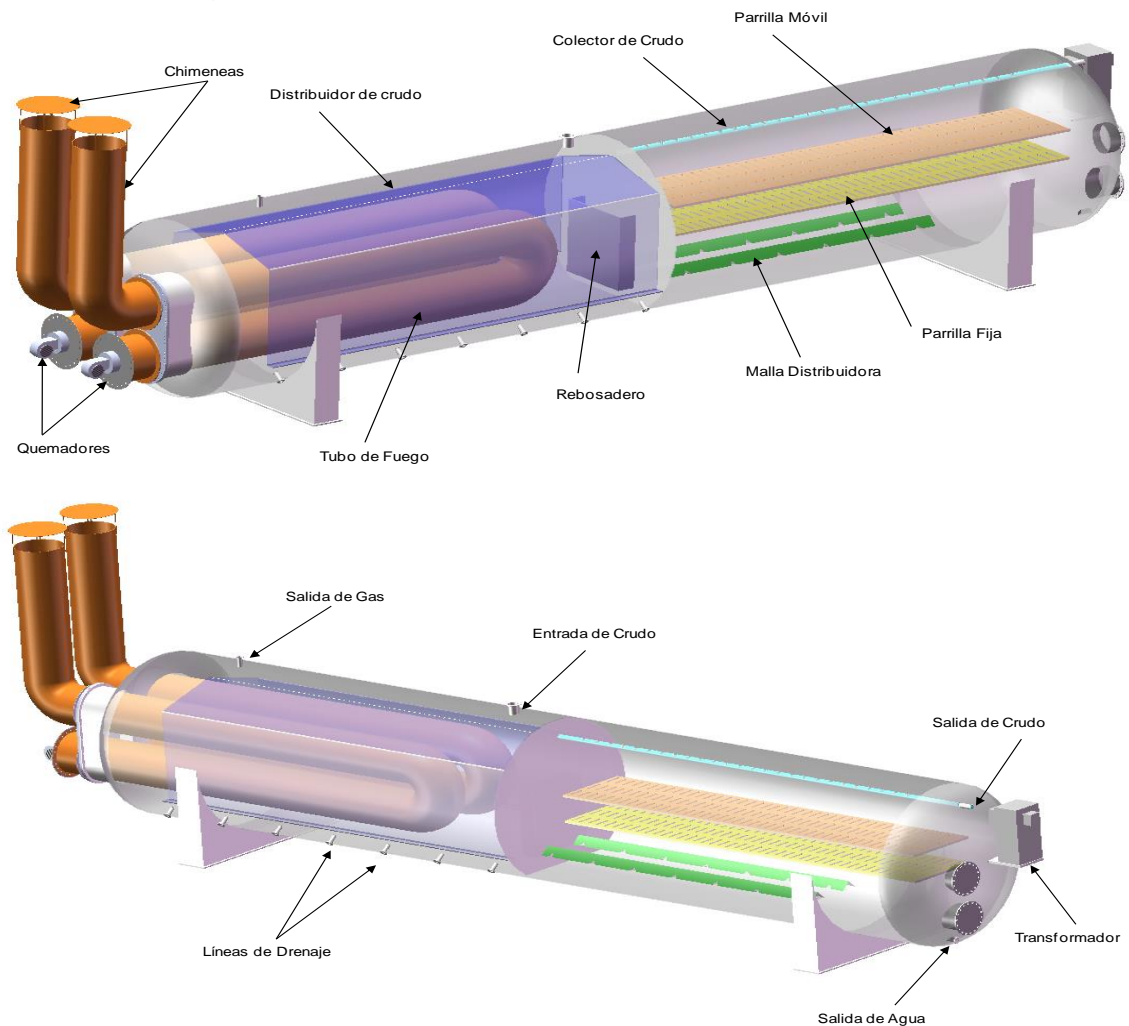
- *Tratadores Electroestáticos (EHT).* El EHT recibe carga de crudo desde los FWKO X-101 y X-102, su función es extraer el agua con sedimentos y el gas contenido en la emulsión antes de enviar crudo limpio a los tanques de almacenamiento. Se considera crudo limpio al que tiene un BSW por debajo de 0.5 %. El EHT puede funcionar como FWKO en caso de que este último salga de operación, desconectando la energía de las rejillas y operando únicamente con la sección térmica.

El sistema consiste de un recipiente horizontal de 12 ft de diámetro por 70 ft de longitud equipado con dos tubos de fuego y dos parrillas (rejillas) electrostáticas, una fija y otra móvil entre las cuales se genera un campo electromagnético que origina una aceleración en las partículas de mayor

tamaño, las cuales se separan del crudo por gravedad, precipitándose al fondo del recipiente. Adicionalmente el tratador está provisto de un baffle que separa la sección térmica de la sección de coalescencia (rejillas).

Cada uno de los EHT está diseñado para manejar 5500 BPD de crudo limpio con un contenido de agua de 2750 BPD. A la salida de los tratadores electrostáticos el crudo tratado debe tener un BSW entre 0.3% a 0.5% y un contenido de sal de 20 lb/1000 bbl promedio. A continuación se muestra en la Figura 16 los componentes del EHT.

**Figura 16.** Diagrama de componentes del EHT



Fuente: MANSAROVAR

El equipo está conformado por dos secciones principales: Sección térmica y Sección de coalescencia (rejillas).

*Sección térmica.* La sección térmica posee un sistema de calentamiento conformado por los siguientes componentes: i) Tubo de fuego: La forma del tubo de fuego es en "U". El quemador está ubicado en la entrada del tubo y en la salida retorna en la chimenea. Está montado sobre una brida en la parte posterior de la vasija y puede ser removido fácilmente para reparación o reemplazo. El tubo de fuego tiene soportes para prevenir que toque las paredes de la vasija. Si el tubo toca la vasija, se puede desarrollar un punto caliente que eventualmente ocasionaría una distorsión o fundición del tubo y la vasija.

ii) Quemador: El quemador es un calentador de fuego indirecto, que está diseñado para producir un patrón de llama larga y angosta. El dispositivo de calentamiento está centrado en el tubo de fuego. Estos quemadores constan de tres secciones: sección frontal que consiste en una platina en fundición de hierro para montaje pesado, con láminas alargadas para su montaje, equipado con una cámara de combustión en ladrillo refractario de alta dureza, diseñado para soportar hasta 2600 °F; sección central la cual es una sección para gas estacionario con entrada en la parte inferior. Un defensor para aire de combustión, una conexión por inyección de gas para el piloto de encendido y un lomo roscado para colocar la varilla de regulación de llama y una sección trasera montada sobre bisagras, incluyendo el motor del soplador, el impulsor, guarda de entrada, una ventana de observación con vidrio reforzado y con provisión para montar un detector para llama (a base de sulfito de plomo), la brida para montar el atomizador de combustible y el control manual o motorizado de regulación de combustible. Un sistema de varillas articuladas de control de alta precisión y de eslabones giratorios que controlan la entrada principal del aire del combustible, y la válvula tipo mariposa de regulación de entrada de gas o una válvula tipo sensitrol de regulación de entrada de combustible para lograr una adecuada mezcla en el quemador. La entrada del

combustible a la válvula sensitrol se hace por una junta ecualizable montada sobre bisagras.

iii) Chimenea: La chimenea es una pieza de tubería que encaja en la salida del tubo de fuego. Su altura varía de 6 a 20 ft, dependiendo de la ubicación. Su función es eliminar los gases calientes generados durante el proceso.

iv) Cámara triangular: Es una estructura metálica ubicada dentro de la vasija en la parte inferior, donde se colectan los sedimentos, los cuales son drenados manualmente a través de válvulas al frac tank.

v) Sistema de control de combustible: Los tratadores tienen una válvula de control operada por un diafragma para regular el flujo de combustible al quemador. La válvula de control es accionada por un controlador de temperatura. El sistema también incluye un regulador de reducción de presión en la línea de entrada de combustible para disminuir la presión a la cual está diseñado el quemador. Las altas presiones de combustible pueden causar que el quemador se sobrecaliente y quemara el tubo de fuego. El sistema de combustible también incluye una línea con un regulador de presión hacia el piloto del quemador. El regulador es ajustado para mantener un patrón de llama apropiada en el piloto del quemador.

*Sección de coalescencia (rejillas).* La emulsión de crudo-agua calentada, fluye por un colector con dos ranuras colocado en el bafle separador, hacia la sección de coalescencia para ser distribuido por medio de dos placas dentadas, dispuestas en forma de "V" invertida ubicadas debajo de la rejillas. La sección de coalescencia hace posible la separación del agua y del petróleo, debido a la carga eléctrica proporcionada a cada una de las minúsculas partículas de agua, que las hace aglutinarse para formar partículas de agua de mayor tamaño, que se precipitan al fondo del recipiente, de donde son retiradas.

El crudo limpio es retirado de los tratadores por un tubo colector, con ranuras, ubicado en la parte superior de la sección de coalescencia. Las rejillas para

campo electromagnético reciben la corriente continua de un transformador elevador de 460 a 18000 voltios.

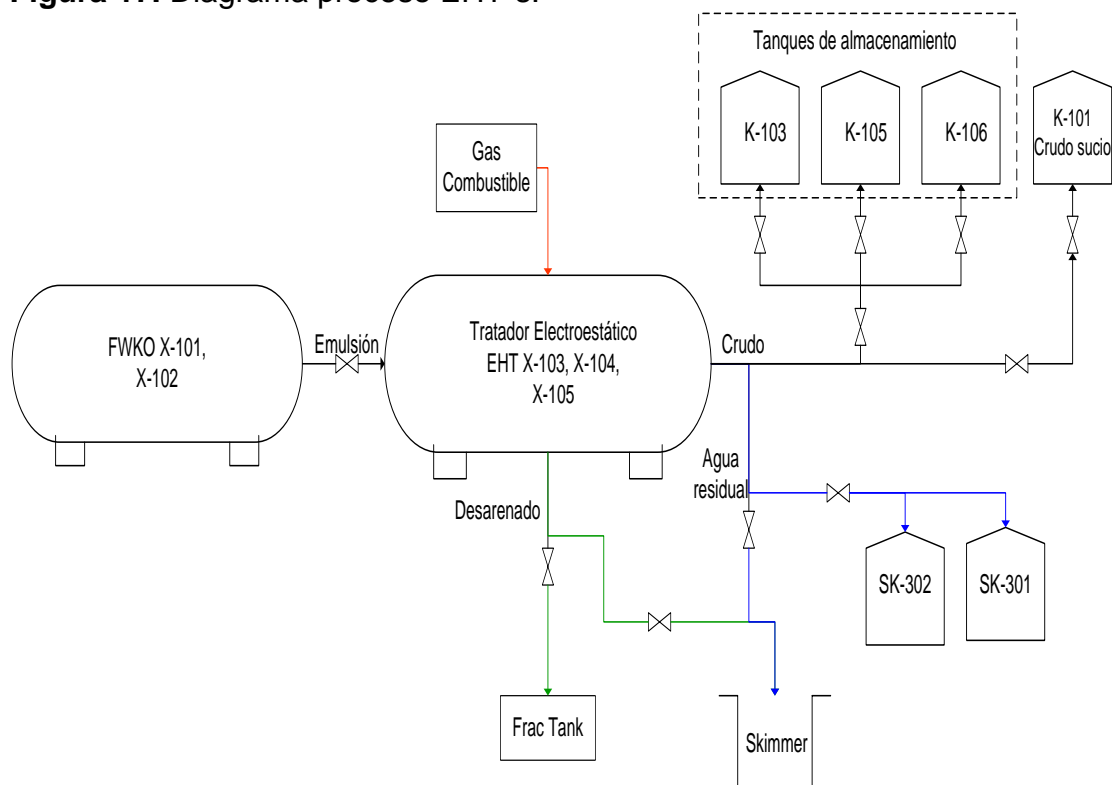
Es necesario destacar la importancia que tiene el ajuste correcto de las rejillas electrostáticas para conseguir un bajo BSW de salida. El campo electrostático alterno al tratador está controlado por la corriente entre rejillas, lo cual es función de la distancia entre ellas. Antes de poner el tratador en marcha, las rejillas deben estar lo más paralelas posible. Esta condición de paralelismo deberá mantenerse siempre, solo cambiará la distancia entre ellas. Para aumentar la corriente de operación se deben acercar las rejillas y para disminuir la corriente de operación se deben alejar.

La condición de proceso óptima es aquella que permite operar con el menor BSW de salida, baja temperatura de proceso (estable), bajo consumo desemulsificante químico y baja corriente eléctrica del campo electrostático. Teniendo en cuenta que el propósito es separar el petróleo del agua en suficientes cantidades y a las temperaturas más bajas posibles, es necesario entender el flujo de la emulsión a través del tratador. El nivel de agua es constante en toda la longitud del recipiente y es mantenido por medio de una sonda tipo conductivo. Esta masa de agua, tiene dos objetivos; actuar como un sello en el fondo de la cubierta del serpentín de calentamiento y sellar el fondo del baffle central del recipiente, lo cual ocasiona que la emulsión fluya a través de la sección térmica antes de pasar directamente a la sección de coalescencia.

La emulsión se acumula sobre el nivel del agua en la parte exterior de la cubierta del serpentín, hasta que pasa por un agujero ubicado en la parte superior y cerca de la cabeza del serpentín. La salida de esta cámara (la cual permite que el petróleo fluya dentro de la sección de coalescencia), está en el fondo de la cubierta, justo arriba del nivel de agua. El petróleo fluye siguiendo un camino vertical y al mismo tiempo se mueve en forma horizontal, a través de la superficie del área de los tubos de calentamiento, y sale a la sección de

coalescencia por medio de dos agujeros localizados en el baffle central del recipiente. Una vez dentro de la sección de coalescencia el petróleo se mueve por medio de dos desparramadores que hacen que el petróleo se disperse de manera uniforme, para aprovechar al máximo el área superficial de las rejillas eléctricas. El petróleo fluye de manera vertical y hacia arriba a través de las rejillas eléctricas y sale del recipiente por medio del conducto de salida localizado en la parte superior del tratador en la sección de coalescencia. En la Figura 17 se muestra el diagrama que describe el proceso de los ETH's.

**Figura 17.** Diagrama proceso EHT's.

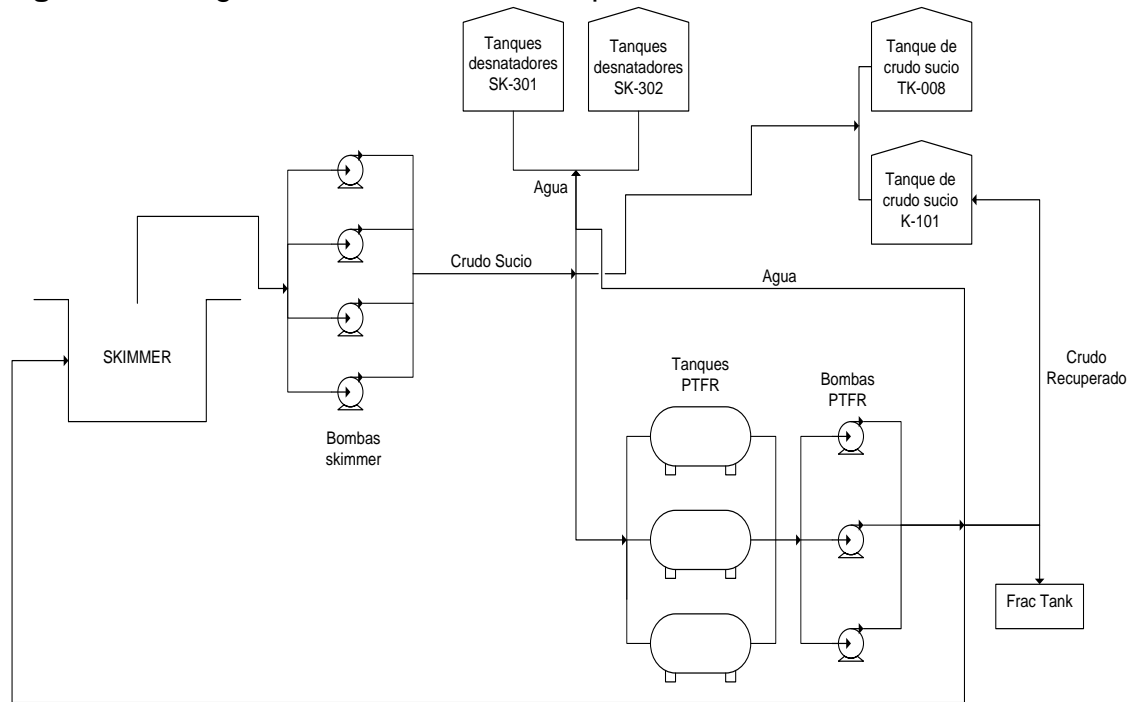


Fuente: MANSAROVAR

- *Sistema de recuperación de crudo sucio.* El sistema de recuperación de crudo sucio que se presenta en la Figura 18 está compuesto por el SKIMMER y la PTFR permite realizar la recuperación del crudo sucio y aguas aceitosas que se generan durante todo el proceso de tratamiento del MTB.

*Skimmer*: es un tanque subterráneo como se observa en la Figura 19, en donde se acopia el crudo sucio y aguas aceitosas generados por el tratamiento del crudo del MTB.

**Figura 18.** Diagrama del sistema de recuperación de crudo sucio



Fuente: MANSAROVAR

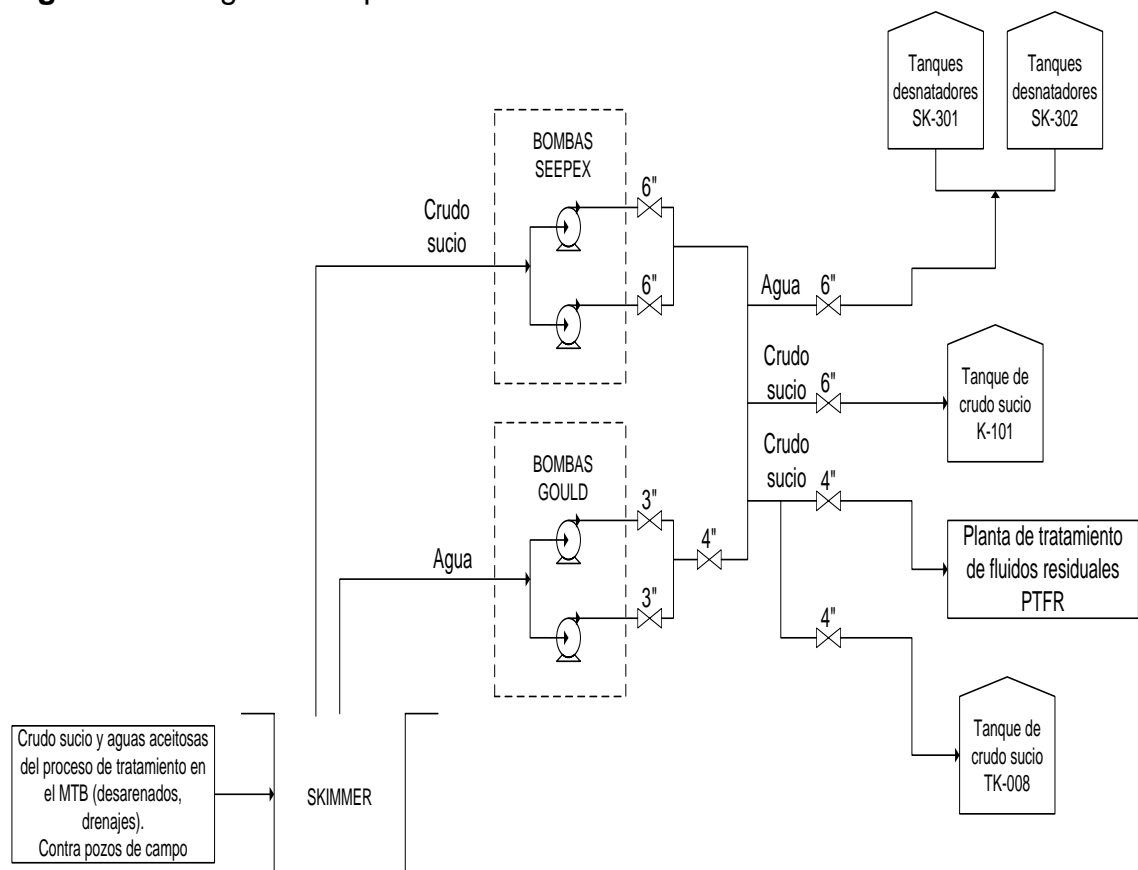
**Figura 19.** Skimmer



Fuente: MANSAROVAR

El skimmer cuenta con dos sistemas de bombeo. Bombas Seepex P-704 A/B: dos bombas que se utilizan para el bombeo de crudo sucio desde el skimmer hacia la PTFR normalmente. Existe la facilidad mecánica para enviar el crudo hacia los tanques de crudo sucio K-101 y TK-008. Bombas Gould 1 y 2: dos bombas que se utilizan para el bombeo de agua desde el skimmer hacia los tanques desnatadores SK-301/302. En la Figura 20 se muestra el diagrama de proceso del skimmer.

**Figura 20.** Diagrama de proceso del skimmer



Fuente: MANSAROVAR

- **PTFR:** La planta de tratamiento de fluidos residuales se muestra en la Figura 21 y está compuesta por: Tanques de la PTFR, tres tanques con una

capacidad de almacenamiento de 700 barriles cada uno, donde se trata el crudo con químicos (Humectante de sólidos y rompedor directo) se envía al tanque de crudo sucio K-101 para volverlo a circular por el proceso.

**Figura 21.** Planta de tratamiento de fluidos residuales



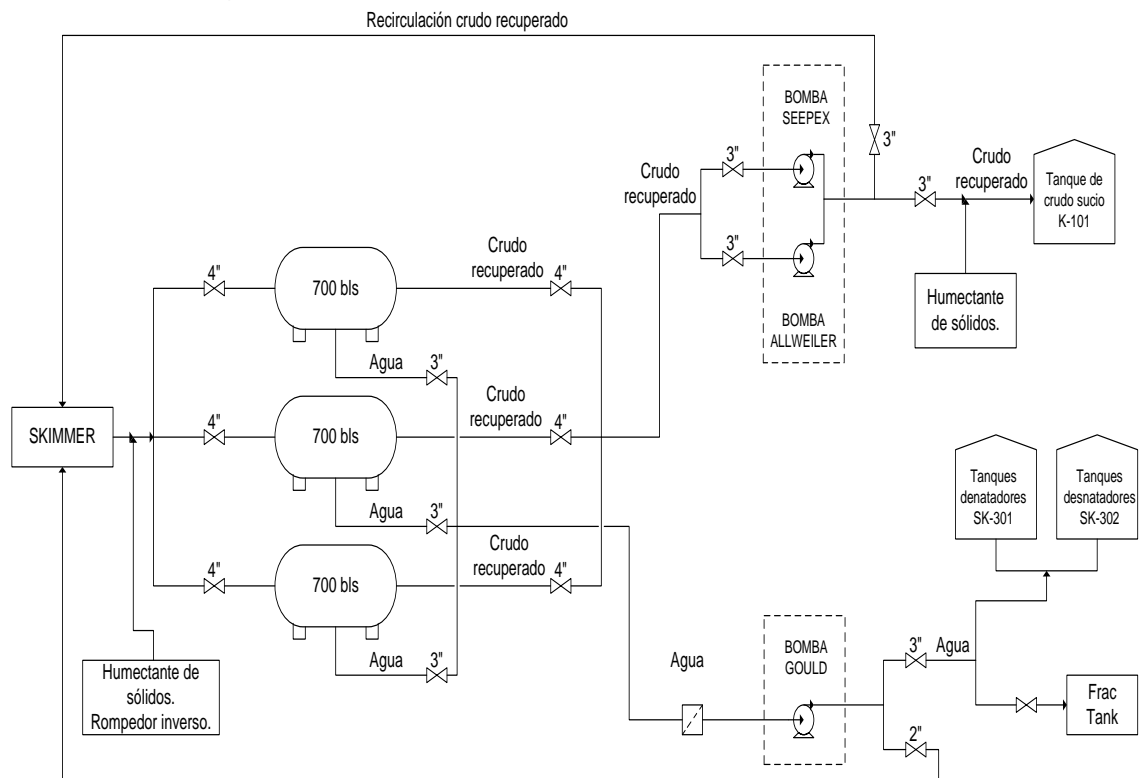
Fuente: MANSAROVAR

La planta de tratamiento de fluidos residuales cuenta con dos sistemas de bombeo. Bomba Seepex y Allweiler, estas dos bombas se utilizan para el bombeo de crudo recuperado desde la PTFR hacia el tanque de crudo sucio K-101 de 5000 barriles. Bomba Gould, una bomba que se utiliza para el bombeo de agua desde la PTFR hacia los tanques desnatadores SK-301/302 normalmente. Existe la facilidad mecánica para enviar el crudo hacia el skimmer y al frac tank. En la Figura 22 se muestra el diagrama de proceso de la PTFR.

Todo el crudo sucio generado en el proceso de tratamiento, drenajes y desarenados de los diferentes equipos del MTB, así como también las aguas

aceitosas de los contrapozos son enviados al skimmer. En el skimmer, por decantamiento, el agua se separa del crudo sucio, el agua es enviada a los SK-301/302 y el crudo es enviado por medio de las bombas Seepex a la PTFR en donde se le inyectan químicos (humectante de sólidos y rompedor inverso).

**Figura 22.** Diagrama de proceso PTFR



Fuente: MANSAROVAR

El crudo con químicos ingresa a los tanques de la PTFR en donde se deja decantar el fluido con el fin de ayudar a la separación del agua, el agua es drenada a los SK-301/302 y el crudo recuperado es enviado al tanque de crudo sucio K-101. En el skimmer existen las facilidades mecánicas para que el crudo pueda ser enviado directamente a los tanques de crudo sucio K-101 y TK-008.

Tanto el agua separada en el skimmer por decantamiento como la generada en la planta de tratamiento de fluidos residuales (PTFR), es enviada por medio de

las bombas Gould a los tanques desnatadores SK-301/302 para su recuperación y tratamiento.

En la PTFR existen las facilidades mecánicas para que el agua producida allí pueda ser enviada al skimmer o al frac tank. El crudo recuperado es enviado al tanque de crudo sucio K-101 cuando este cumple con que los sedimentos sean  $\leq 1,2 \%$ , en la línea de envío al K-101 se realiza la inyección de humectante de sólidos para su posterior recirculación por el proceso. Cuando el crudo no cumple con dicha característica este se pone a recircular por la PTFR realizando nuevamente la inyección de humectante de sólidos y rompedor directo.

- *Sistema de inyección de aguas residuales.* El proceso de tratamiento de aguas residuales, normalmente llamado SIAR (Sistema de Inyección de Aguas Residuales), permite tratar el agua de producción del área de tratamiento de crudo del MTB de Campo Jazmín, la cual pasa por diferentes etapas de separación: Tanques desnatadores, celda de flotación, filtros de cáscara de nuez, extracción de sólidos y disposición final de agua filtrada, para ser inyectada en los pozos productores A, B, C, D, E, F y G. El SIAR está conformado por los sistemas que se presentan en la siguiente Tabla 3:

**Tabla 3. Sistemas de Inyección de Aguas Residuales (SIAR)**

Sistema	Equipos que lo componen
Sistema de separación primaria	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanques desnatadores SK-301 y SK-302</li> <li>2. Bomba de transferencia de lodos P-308</li> <li>3. Tanquilla BA-302</li> <li>4. Bombas de transferencia de crudo P-302A y P-302B.</li> <li>5. Tanque de crudo sucio K-101.</li> <li>6. Set de inyección de química.</li> </ol>
Sistema de separación secundaria	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanque de inyección de floculante.</li> <li>2. Celda de flotación W-301.</li> <li>3. Bombas centrífugas P-101, P-102 y P-MTB-103.</li> </ol>

Sistema	Equipos que lo componen
	4. Bombas de diafragma P-103 y P-104.
Sistema de separación terciaria	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C.</li> <li>2. Bombas de retrolavado P-201 y P-MTB-201-A.</li> <li>3. Tanques de decantación o trompos V-301 y DT-MTB-301.</li> <li>4. Bombas centrífugas P-301, P-302 y P-MTB-303.</li> <li>5. Bombas diafragma P-MTB-114 y P-MTB-115.</li> </ol>

Fuente: MANSAROVAR

**Tabla 3.** Continuación

Sistema	Equipos que lo componen
Piscina de extracción de sólidos (PES)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los sólidos se drenan hacia el Skimmer y Land farming</li> </ol>
Sistema de inyección de agua filtrada	<p>Sistema de inyección principal:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanque de agua filtrada K-302.</li> <li>2. Bombas Booster centrífugas P-1-5-104A, P-1-5-104B y P-1-5-104C.</li> <li>3. Bombas multi-etapa P-1-5-105A, P-1-5-105B y P-1-5-105C.</li> </ol> <p>Sistema de inyección back-up:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tanque de agua filtrada K-301.</li> <li>2. Bombas Booster centrífugas P-306A y P-306B.</li> <li>3. Bombas triplex P-307A (eléctrica) y P-307B (A gas).</li> </ol>

Fuente: MANSAROVAR

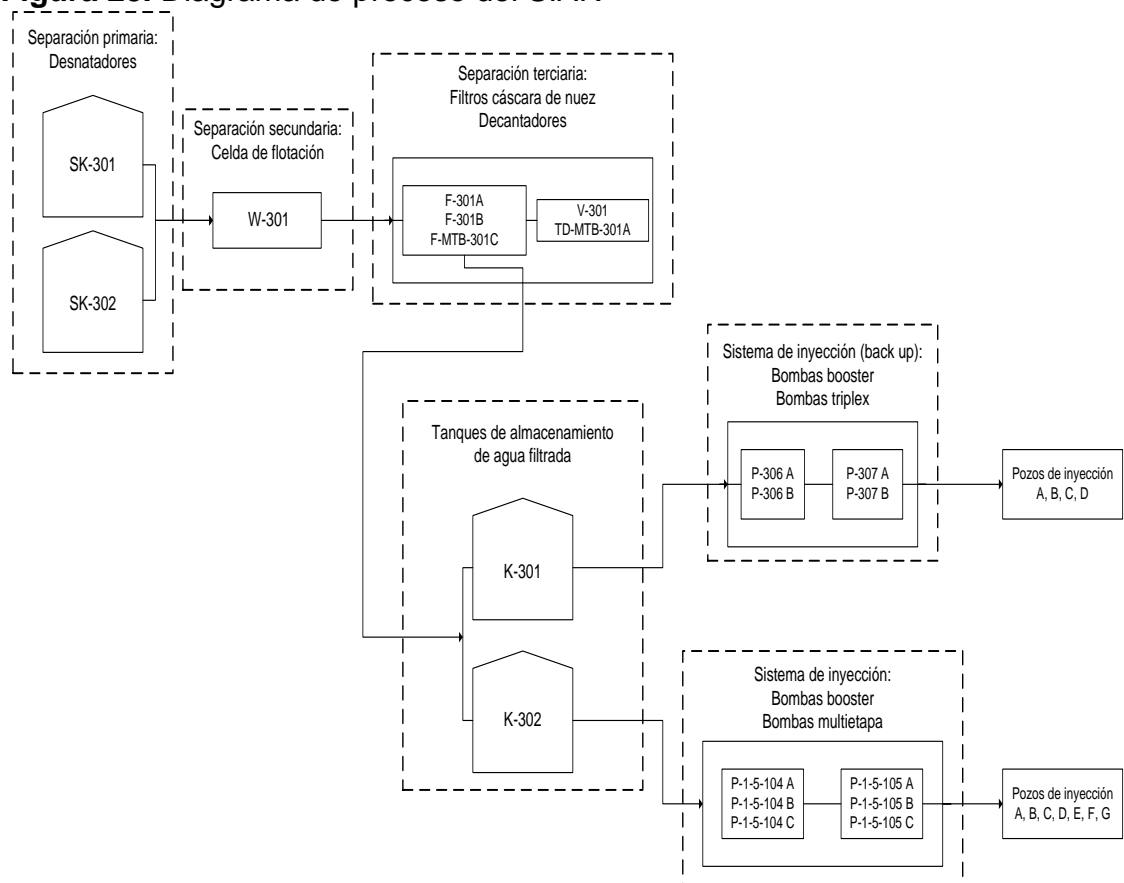
El diagrama de proceso del SIAR se muestra en la Figura 23 iniciando por los tanques desnatadores, seguido de la celda de flotación y filtros cáscara de nuez, luego los tanques decantadores y por último el sistema de inyección.

*Sistema de separación primaria.* Este sistema está diseñado para remover grandes cantidades de crudo libre y sólidos suspendidos en el agua proveniente del tratamiento de crudo, y se usa cuando las concentraciones de aceite exceden 500 mg/l aproximadamente. En este sistema se separan los

componentes del agua producida por diferencia en las densidades. El sistema de separación primaria está conformado por los siguientes equipos: Tanques desnatadores SK-301 y SK-302, Bomba de transferencia de lodos P-308, Tanquilla BA-302, Bombas de transferencia de crudo P-302A y P-302B, Tanque de crudo sucio K-101 y Set de inyección de química.

Tanques desnatadores SK-301 y SK-302 y bomba de diafragma P-308. Diseñados para recibir agua obtenida en los separadores de producción, tratadores electrostáticos y decantadores (V-301 y TD-MTB-301A), esta última fluye hacia los tanques desnatadores a través de una línea de 8" a presiones de 20-40 psi y temperatura de 100-120 °F.

**Figura 23.** Diagrama de proceso del SIAR



Fuente: MANSAROVAR

Los tanques desnatadores SK-301 y SK-302 tienen una capacidad total de 38.000 BPD de agua, con un tiempo de residencia aproximado de 2,5 horas,

necesario para separar por gravedad el crudo, agua y lodos hasta obtener calidades entre 50 y 80 ppm en el agua efluente. Los tanques desnatadores remueven partículas de aceite mayores a 150 micrones ( $\mu$ ) en tamaño. Cuentan en su interior con los siguientes elementos que facilitan la separación de crudo, agua y sólidos. Los tanques desnatadores tienen asociado un sistema de bomba neumática P-308 que trabaja con aire y cumple la función de succionar rutinariamente los sólidos de los tanques desnatadores SK-301 y SK-302 y llevarlos al PES.

Tanquilla BA-302 y bombas P-302A y P-302B. Tiene la función de recoger la nata de crudo proveniente de los tanques desnatadores SK-301 y SK-302, para posteriormente enviarla al tanque de crudo sucio K-101 por medio de las bombas P-302A y P-302B. El aceite recuperado en la tanquilla BA-302 se mantiene a una temperatura superior a 150 °F, por medio de un serpentín de calentamiento controlado por el lazo de control TIC-301.

Tanque de crudo sucio K-101. El tanque tiene capacidad de 5.000 BIs y cumple la función de almacenar el aceite no tratado o fuera de especificación proveniente de las siguientes corrientes: crudo fuera de especificación proveniente de los tratadores electrostáticos; by-pass general del sistema de tratamiento; descarga de válvulas de seguridad de los cabezales de producción y prueba; líquidos del separador de prueba; agua oleosa proveniente del skimmer; condensados recuperados del separador de tea; crudo recuperado proveniente de la tanquilla BA-302.

Set de inyección de químicos. El set de inyección de químicos ubicado aguas arriba de los tanques desnatadores SK-301 y SK-302, cuenta con un conjunto de bombas de inyección de productos químicos que suministran:

- i) Inhibidor de corrosión, actúa sobre la superficie metálica para evitar el deterioro de la misma.
- ii) Inhibidor de incrustación, cumple la función de remover depósitos calcáreos, ya que tienen la propiedad de cambiar las condiciones del sistema (pH, punto

isoeléctrico, etc.) o de interactuar con las moléculas capaces de formar incrustaciones.

iv) Clarificador: Polímero para la eliminación de agentes contaminantes presentes en el agua entrante.

v) Secuestrante de oxígeno, previene problemas de corrosión en tuberías y tanques.

vi) Biocida aniquilante, permite el control de las bacterias.

vii) Rompedor inverso, separa las moléculas de aceite del agua.

*Sistema de separación secundaria:* El sistema de separación secundaria está diseñado para remover pequeñas gotas de aceite y sólidos suspendidos, aceite emulsionado y sólidos humedecidos por crudo que no se separaron en el tanque desnatador SK-301 y SK-302. En la celda de flotación W-301, se remueve hasta un 90% de crudo de la corriente proveniente del tanque desnatador, procesando 300 mg/l de crudo, se inducen micro-burbujas de aire al agua con el fin de refinar el proceso de separación primaria. El sistema de flotación está conformado por los siguientes elementos: *Tanque de inyección de floculante, Celda de flotación W-301, Bombas centrífugas P-101, P-102 y P-MTB-103 y Bombas de diafragma P-103 y P-104.*

Tanque de inyección de floculante. El floculante se inyecta a la entrada de la celda de flotación para ayudar en la separación de las partículas de crudo. La floculación es la aglutinación de sustancias coloidales presentes en el agua para formar partículas de mayor tamaño, facilitando de esta manera su remoción.

Celda de flotación W-301. El flujo total a manejar en el SIAR es de 38.000 BWPD y teniendo en cuenta que la celda de flotación W-301 tiene una capacidad de 25.000 BWPD, el flujo restante se hace pasar por el by-pass de la celda de flotación mediante una válvula de control LV-401, que maneja el volumen total de agua de producción. La celda de flotación W-301, tiene una eficiencia del 90% para la remoción de crudo y sólidos suspendidos presentes en el agua residual, de tal manera que el desnatado de este sistema se envía al skimmer, y las partículas sólidas al PES por medio de las bombas de

diafragma P-103 y P-104, el agua tratada y la que viene del by-pass de la celda de flotación fluye a los filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C por medio de las bombas P-101, P-102 y P-MTB-103.

Luego que el agua proveniente de los tanques desnatadores SK-301 y SK-302 ingresa a la celda de flotación W-301, cuatro rotores accionados por sus correspondientes motores inducen un flujo de gas blanqueador recirculante en la mezcla. Esta acción dispersa pequeñas burbujas en todo el volumen de la celda de flotación W-301 donde las gotas de crudo y partículas sólidas son transportadas en una espuma gaseosa ascendente hasta la superficie, que luego es recuperada por un proceso desespumante hidráulico o mecánico.

A continuación, el agua fluye a la siguiente celda donde se repite el mismo proceso. En la última etapa, el agua limpia pasa a través de una cámara degasificadora y luego sale de la unidad. Para evitar el contacto de oxígeno con el agua, la celda de flotación es mantenida bajo atmósfera inerte con gas combustible. La celda de flotación cuenta a la entrada con una bomba de inyección de químico P-105 para mejorar el proceso de separación agua-crudo. Bombas centrífugas P-101, P-102 y P-MTB-103. Las bombas centrífugas llevan el agua desde la celda de flotación W-301 o by-pass de la celda hasta los filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C. La bomba P-101 controla el nivel del tanque SK-301, la bomba P-102 controla el nivel del tanque SK-302 y la bomba P-MTB-103 es el respaldo de las otras dos.

Bombas de diafragma P-103 y P-104 (bombas de pulmón). El crudo recolectado en las cajetillas de la celda de flotación W-301 se evacúa a través de una línea de 4" hacia el PES por medio de las bombas diafragma P-103 y P-104.

*Sistema de separación terciaria:* La tercera sección comprende la fase final del tratamiento, donde la concentración de crudo, a la entrada de los filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C, es de 50-100 mg/l. El

sistema de filtración está conformado por los siguientes elementos: Filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C, Bombas de retrolavado P-201 y P-MTB-201-A, Tanques de decantación o trompos V-301 y DT-MTB-301-A, Bombas centrífugas P-301, P-302 y P-MTB-303 y Bombas diafragma P-MTB-114 y P-MTB-115.

Filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y F-MTB-301-C. El equipo de filtración consta de tres (3) unidades a presión tipo flujo descendente instaladas en paralelo, con una capacidad total de 65,000 BWPD. El filtro de cáscara de nuez está diseñado para filtrar sólidos suspendidos y aceite libre, de fuentes de agua de producción e industriales que requieran cumplir con parámetros y condiciones de inyección. Este equipo, puede remover tamaño de partículas mayores a 3 micras con una eficiencia de remoción entre el 95% y el 98%.

Bomba de retrolavado P-201 y P-MTB-201-A. La bomba centrífuga P-201 succiona el agua de retrolavado de los filtros de cáscara de nuez F-301-A, F-301-B y la descarga en un equipo en forma de T denominado "cristo" donde se retiene la cáscara de nuez. Este tiene dos salidas, una que se dirige al filtro donde se devuelve la cáscara de nuez y la otra salida va dirigida al tanque de decantación, en el cual se almacena el retrolavado del filtro. La bomba centrífuga P-MTB-201-A succiona el agua de retrolavado del filtro de cáscara de nuez F-MTB-301-C y la descarga es enviada a los tanques decantadores V-301 y TD-MTB-301-A.

Tanques de decantación o trompos V-301 y DT-MTB-301-A. El caudal de agua de retrolavado, generado durante la limpieza de los filtros, se envía a los decantadores V-301 y/o TD-MTB-301A, con un tiempo de residencia de 2 horas para que se dé una decantación eficiente de los sedimentos. Los tanques decantadores son del tipo de techo fijo, uno con capacidad nominal de 25.000 galones y el otro con capacidad nominal de 16.800 galones, están diseñados para trabajar a presión atmosférica. Los decantadores tienen facilidades para venteo a la tea de baja presión.

Bombas centrífugas P-301, P-302 y P-MTB-303. Una vez se finaliza el bombeo de lodos a los lechos de secado o PES, el agua aceitosa remanente en el tanque decantador es transferida nuevamente al cabezal de entrada a los tanques desnatadores SK-301/SK-302 por medio de las bombas centrífugas P-MTB-301, P-MTB-302 y P-MTB-303. Estas bombas cumplen la función de succionar el agua sucia proveniente de los tanques decantadores a los tanques desnatadores SK-301 y SK-302.

Piscina de extracción de sólidos: PES. El principio de funcionamiento se basa en la remoción del agua contenida en las partículas de lodos por medio de la evaporación y filtración, a través del medio de drenaje del fondo. El objetivo es disponer las partículas sólidas o los lodos evacuados de los tanques desnatadores, de la celda de flotación y de los decantadores en el land farming, donde se mezclan con arena limpia para su posterior uso en carretera.

*Sistema de inyección de agua filtrada.* Finalmente el agua filtrada pasa al tanque de almacenamiento K-301 y K-302 para luego ser enviada mediante las bombas de inyección P-307-A y P-307-B a los pozos A, B, C y D y mediante las bombas multi-etapa P-1-5-105 A/B/C a los pozos de inyección A, B, C, D, E, F, y G.

Tanques de agua filtrada K-301 / K-302. En los tanques K-301 y K-302 se almacena el agua filtrada proveniente de los filtros de cáscara de nuez F-301-A y F-301-B, la cual debe tener un porcentaje máximo de crudo de 5 ppm para ser inyectada a los pozos A, B, C, D, E, F y G. Este tanque está provisto de conexiones adecuadas para suministrar agua filtrada al sistema de retrolavado de los filtros cáscara de nuez.

Bombas del sistema de inyección principal. Bombas Booster centrífugas P-1-5-104 A/B/C. El sistema de bombeo compuesto por tres bombas Booster eléctricas, dos en operación y una back up, cumplen la función de alimentar la

succión de las tres bombas multi-etapa P-1-5-105 A/B/C que inyectan el agua filtrada a los pozos A, B, C, D, E, F y G.

Bombas multi-etapa P-1-5-105 A/B/C. Las bombas multi-etapa P-1-5-105 A/B/C con motor eléctrico, envían el agua tratada a los pozos A, B, C, D, E, F, y G, a través de tres líneas de 8", las cuales se unen al cabezal de descarga de 10". Cada una de las bombas tiene una potencia de 380 caballos y envían 894 BPH de agua filtrada a los pozos. Normalmente se mantienen dos en operación y una en stand by.

Sistema de inyección back-up. Bombas centrífugas P-306-A y P-306-B. El sistema de bombeo compuesto por dos bombas Booster eléctricas P-306-A y P-306-B, una en operación y la otra en reserva, cumplen la función de alimentar la succión de las bombas P-307-A y P-307-B que inyectan agua filtrada a los pozos A, B, C y D.

Bombas centrífugas P-307-A y P-307-B. La bomba P-307-A con motor eléctrico y la bomba P-307-B con motor a gas, envían el agua tratada a los pozos A, B, C y D a través de dos líneas de 4" y 6". Finalmente, cada uno de los pozos inyectoros de agua cuenta con dos filtros de guardia para evitar que los sólidos entren al pozo y lo taponen. Las bombas tienen una potencia de 300-400 caballos y envían 830 BPH de agua filtrada a los pozos.

## 5. ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL CRUDO CAMPO JAZMÍN

MANSAROVAR ENERGY (MECL) es una empresa dedicada a la explotación de crudo para poner en condiciones de venta. En los últimos meses el crudo para la venta proveniente del campo Jazmín ha presentado un BSW fuera de especificaciones, lo cual ha generado problemas con los clientes y sobrecostos por tratamientos posteriores. Ante esta problemática de manera preliminar se han estudiado distintas hipótesis sobre las posibles causas de este comportamiento en el BSW las cuales son: problemas en los equipos de tratamiento y el Skimmer, variación en el BSW del crudo proveniente de pozo, así como otros aspectos asociados con la naturaleza de la emulsión. La detección de las causas es fundamental para poder tomar medidas correctivas que solucionen la problemática planteada.

El objetivo de este capítulo es determinar los factores fisicoquímicos que han promovido el incremento en el BSW del crudo para la venta proveniente del campo Jazmín.

### 5.1. METODOLOGÍA

**5.1.1. Muestreo.** El muestreo se realizó en los puntos: cabeza de pozo, tanque de crudo residual, a la salida de los FKWO y a la salida de los tratadores electrostáticos. Se captaron entre 4 y 32 muestras por cada punto. Las muestras fueron tomadas aplicando las técnicas de muestreo de la norma ASTM 4057-06 [18]

**5.1.2. Caracterizaciones.** Las caracterizaciones descritas a continuación, fueron realizadas en los laboratorios de MECL, ICP-ECOPETROL, MORELCO y TWM.

- *Contenido de agua y sedimentos básicos (BSW).* Las muestras de crudo se caracterizaron por contenido de agua y sedimentos (BSW) de acuerdo con la norma ASTM D4007-08 [21]. Para cuantificar la cantidad de sólidos se hizo un balance de materiales pesando los sólidos obtenidos y haciendo la relación con respecto a la cantidad de crudo usado en el procedimiento.
- *Separación de sólidos en las muestras.* Para la identificación y separación de los sólidos suspendidos en determinadas muestras de crudo, se aplicaron las metodologías de dilución/centrifugación y filtración por membranas. En el primer caso, se cargó un cilindro de desplazamiento de fluidos provisto de un *free-piston* con 250 mL de muestra. El cilindro fue instalado dentro de un horno con líneas conteniendo una membrana filtrante de 8 micras de tamaño de poro. Se realizó equilibrio térmico a 70°C y se desplazó el crudo a través de la membrana a un caudal máximo de 0,15 mL/min sin superar un diferencial de presión de 150 psi. En el segundo procedimiento, se usó recipiente cilíndrico de fondo cónico (zanahoria de medición de BSW), donde se mezclaron 20 ml de muestra con 5 ml de agua y 10 ml de solvente orgánico para luego agitar todo vigorosamente y se centrifugar a 2000 rpm durante 15 minutos. El sedimento sólido que se obtuvo en el fondo del recipiente se lavó, se secó, se pesó y finalmente se caracterizó mediante un análisis de espectroscopía infrarrojo, el cual se enuncia posteriormente. En los casos donde se observó que el flujo requerido para satisfacer la presión máxima era muy bajo, se optó por utilizar otro método basado en la dilución seguida de centrifugación. Esto con el fin de disminuir el tiempo requerido para completar la filtración.
- *Espectroscopía Infrarrojo (FTIR-ATR).* Los sólidos se caracterizaron mediante espectrometría infrarroja. Se empleó un espectrómetro IR Prestige-21 de la marca Shimadzu, equipado con una celda ATR PIKE miracle con cristal de diamante de reflexión simple de índice de refracción 2,4 y un detector con control de temperatura que permite cubrir las regiones del infrarrojo medio en el rango de 4000 a 650  $\text{cm}^{-1}$ , del laboratorio de química de producción del ICP. El

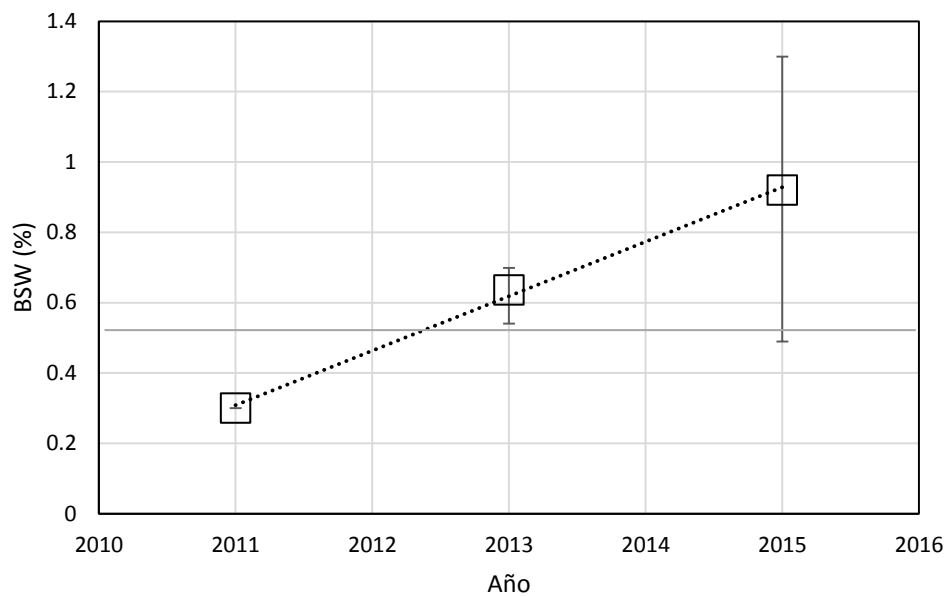
equipo cuenta adicionalmente con un divisor de haz (Beam splitter) de germanio cubierto con KBr, este último es usado porque no absorbe en la región IR y un sistema de recirculación de nitrógeno para control de la atmósfera; además están disponibles una serie de accesorios para la celda, que permiten el análisis de muestras líquidas y sólidas.

- *Tensión interfacial agua/crudo.* Para verificar la presencia de surfactante en las muestras de agua y crudo de recirculación se hicieron mediciones del valor de la tensión interfacial antes y después de haber lavado el crudo diluido, con agua tipo 1 con lo cual debe ser extraído el surfactante eventualmente presente en el crudo, hacia la fase acuosa. El método gota giratoria se utiliza para la medición de este parámetro. Una diferencia en los valores de tensión antes y después de la extracción, sería un indicativo de la presencia de una cantidad importante de surfactante en el crudo.

## **5.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

**5.2.1. Incremento en el BSW del crudo del Campo Jazmín.** En la Figura 24 se muestra el comportamiento del BSW del crudo extraído del campo Jazmín, a la salida del módulo de tratamiento MTB 1 en los últimos años. Se observa que hay un incremento en el BSW y que la oscilación de sus valores es mayor con los años. Además se observa, de acuerdo con la tendencia de los resultados, que entre 2012 y 2013 el BSW sobrepasó el límite de calidad requerido para la venta.

**Figura 24.** Comportamiento del BSW del crudo a la salida del MTB. Las barras muestran los datos máximo y mínimo del BSW registrado durante 30 días seguidos en cada año.

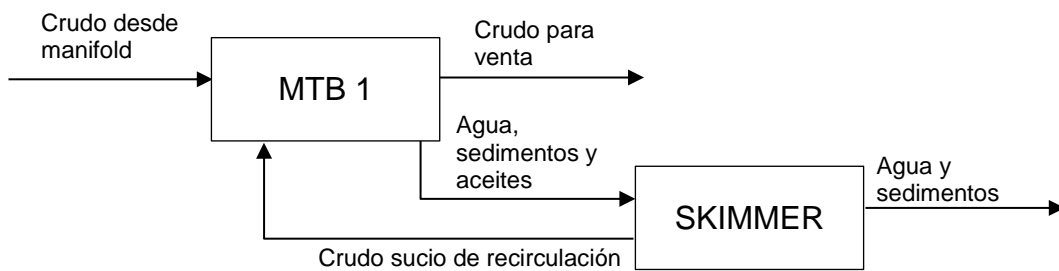


De acuerdo con lo relacionado en el capítulo 2, las posibles causas de este incremento son: aumento en la carga de agua y sedimentos en el crudo proveniente del pozo; variación en la interacción fisicoquímica de las distintas fases que componen el crudo que conllevan a la formación de emulsiones de agua estables; y fallas en los equipos de separación de fases del crudo como los FKWO's y EHT's causadas por incrustamientos, descalibración de sensores de temperatura entre otros.

En la Figura 25 se muestra el esquema general del flujo de crudo, agua y sedimentos desde el manifold hasta que sale para la venta. Se observa que las corrientes principales de crudo son la de entrada (desde manifold), salida (para la venta) y la de recirculación de crudo sucio. En este sentido, las posibles causas de los incrementos en el BSW mencionadas anteriormente deben estar relacionadas con estos flujos. Los resultados del BSW del crudo de entrada, salida y recirculación al MTB se muestran en la Figura 26. En esta figura se observa que el BSW disminuye aproximadamente en 42 % durante el tratamiento en el MTB 1 y que el BSW del crudo de recirculación es del 39 %. No obstante, el BSW promedio del crudo para la venta en coherencia con lo mostrado en la Figura 24 es de 0,92 %, muy superior al valor especificado para

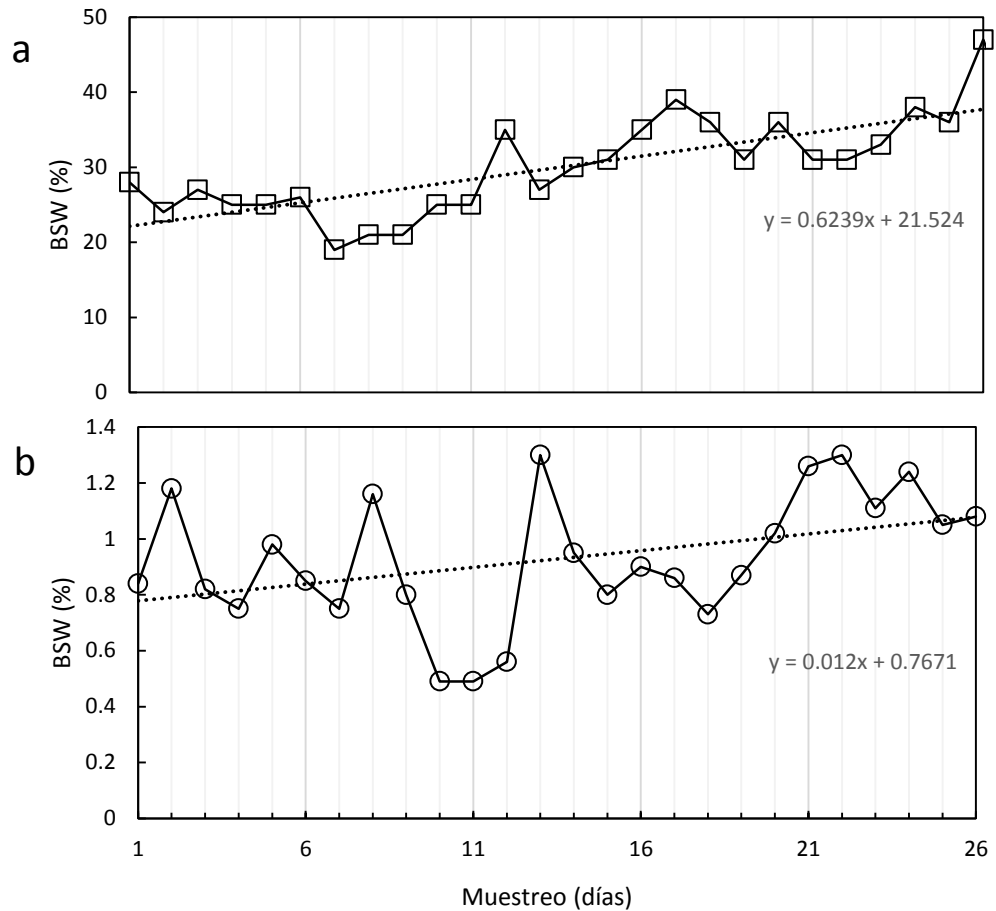
este tipo de crudo ( $< 0,5 \%$ ). Debido a la alta cantidad de sedimentos y agua que contiene el crudo de recirculación, este tiene una influencia directa en el comportamiento del BSW del crudo adentro y a la salida del MTB.

**Figura 25.** Esquema general del flujo de crudo, agua y sedimentos desde el manifold hasta que sale para la venta, en Campo Jazmin.



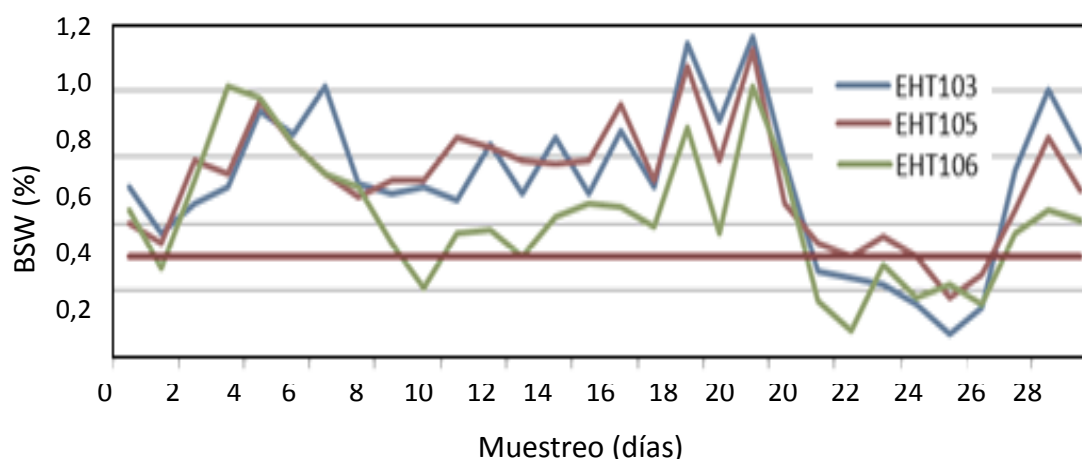
En la Figura 26 se muestra el comportamiento del BSW del crudo de recirculación y a la salida del MTB, durante los meses julio y agosto de 2015. Se observa que el BSW tanto en el crudo de recirculación como a la salida del MTB presenta una notoria tendencia a la alza, indicando una relación directa, tal como se mencionó anteriormente. Estos resultados confirman que la modificación en el BSW está principalmente relacionada con el BSW del crudo de entrada al MTB, ya sea desde el pozo (manifold) o de recirculación. Otras posibles causas como el mal funcionamiento de los equipos al interior del MTB pueden descartarse al comparar las pendientes (normalizadas) de las líneas de tendencia mostradas en la Figura 26, las cuales son similares; en caso de que algún equipo del módulo presentara fallas de consideración, se debería reflejar en un incremento incomparable del BSW del crudo a la salida con el crudo de recirculación.

**Figura 26.** Comportamiento del BSW del crudo: a) de recirculación y b) a la salida del MTB (para la venta), en el periodo entre el 20 de julio y el 14 de agosto de 2015.



En la Figura 27 se presentan los resultados del BSW del crudo a la salida de los tratadores electrostáticos del módulo 1, en el mes de junio de 2015. Se observa que en promedio el BSW en todos los ETH siempre está por encima del valor permitido (línea horizontal roja), indicando que el aumento en el BSW observado en la Figura 24 no corresponde a un mal funcionamiento de uno de los equipos, tal y como se mencionó anteriormente. No obstante, es muy notorio que el ETH 6 permite mejor separación que los otros tratadores debido a que por su ubicación recibe menos producción que los demás equipos.

**Figura 27.** BSW del crudo a la salida de los tratadores electrostáticos (EHT) del módulo 1 en el periodo entre el 1 y 29 de junio de 2015.



**5.2.2. Efecto de la naturaleza de la emulsión aceite-agua sobre el incremento en el BSW.** En la literatura [2-8] se ha descrito ampliamente que la naturaleza de las emulsiones tiene una influencia en su separación, y que los sedimentos aledaños a la emulsión pueden promover su estabilización, tal como se explicó en el capítulo 3. Por efecto de la tensión superficial, las emulsiones estables son más difíciles de separar que las emulsiones inestables. En este sentido, la presencia de compuestos del crudo con capacidad surfactante puede influenciar de manera dramática la separación del crudo, agua y sedimentos.

La Tabla 4 muestra el valor de la concentración en materia interfacialmente activa de tipo aniónico en las muestras de los diferentes crudos: a la entrada del MTB (desde manifold), a la salida del FKWO y de recirculación. Se observa que el crudo de recirculación presenta la mayor concentración de surfactante de tipo aniónico. De acuerdo con el informe del ICP el orden de magnitud de la concentración de surfactante en la muestra de recirculación no es suficiente como para estabilizar el porcentaje de agua que la muestra contiene, por tanto, la presencia de estos químicos no tiene una influencia directa en la estabilización de la emulsión. No obstante, se puede dar una sinergia entre el surfactante y los sedimentos, que puedan estabilizar la emulsión.

**Tabla 4.** Concentración de surfactante aniónico las diferentes muestras de crudo

Concentración de surfactante aniónico (ppm)		
Crudo a la entrada	Crudo a la salida de	Crudo de
MTB	FKWO	recirculación
14	1,62	76

Con el interés de confirmar la presencia de surfactante en la muestra de crudo de recirculación se hicieron medidas de tensión interfacial a 3°C entre crudo diluido con tolueno grado analítico (1:1) y el mismo al cual se hicieron lavados consecutivos con agua des-ionizada con el fin de extraer los surfactantes de tipo comercial eventualmente presentes. La Tabla 5 muestra los valores de tensión interfacial entre salmuera al 0.5% NaCl y crudo de recirculación diluido sin lavar la cual se compara con la misma entre el crudo diluido lavado en proporción 1:1 con agua-desionizada.

**Tabla 5.** Valores de tensión interfacial de la muestra crudo recirculado diluida.

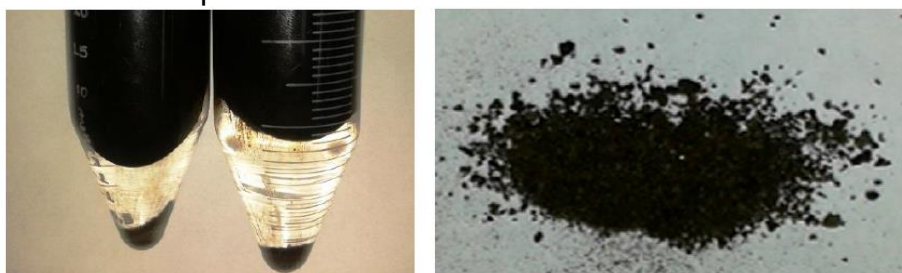
Tensión interfacial agua-crudo (mS/cm) a 30 °C	
Muestra diluida	Muestra diluida y lavada
2,46	2,86

En la Tabla 5 se observa que el valor de tensión interfacial del crudo procedente de campo Jazmín es similar cuando este es lavado o no, lo que implica que los surfactantes comerciales presentes no fueron extraídos con el lavado con agua des-ionizada. Estos resultados indican que los surfactantes presentes en el crudo estarían en una concentración demasiado baja o no son efectivos para disminuir la tensión interfacial significativamente. Lo cual confirma que no hay actividad por parte de los surfactantes, que puedan ocasionar fenómenos de estabilización de emulsiones en los fluidos producidos.

**5.2.3. Efecto de la naturaleza de los sedimentos (sólidos) presentes en el crudo sobre el incremento en el BSW del crudo de campo Jazmín.** En la

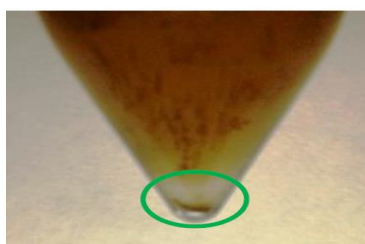
Figura 28 se muestran los fondos de los recipientes cónicos usados en el proceso de separación de sólidos mediante centrifugación presentes en el crudo de recirculación. Se observa la presencia de sólidos, aproximadamente 0.14 gramos de sólido para 20 ml de muestra de recirculación, lo que significa que la muestra contiene aproximadamente 0.7% de sólidos.

**Figura 28.** Sólidos separados de la muestra de crudo de recirculación



Del mismo modo, se realizó verificación de la presencia de sólidos en las muestras de crudo provenientes de los pozos Jazmín. Los resultados obtenidos son mostrados en la Figura 29. En la muestra de crudo de los pozos de Campo Jazmín se evidenció la presencia de trazas de sólidos, similares a los encontrados en la muestra de crudo de recirculación.

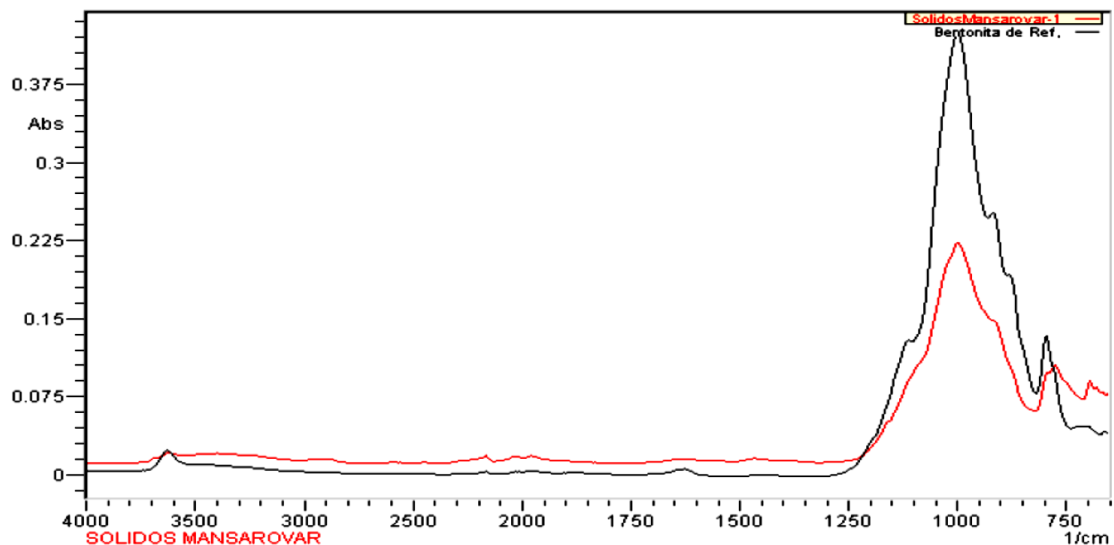
**Figura 29.** Fondo de los tubos de centrifuga con las muestras del pozo de campo Jazmín



El análisis infrarrojo de los sólidos encontrados en la muestra de crudo de recirculación se presenta en la Figura 30. Se observa que los picos de absorción predominantes en la muestra corresponden a arcillas tipo bentonitas (espectro en color rojo). Para asegurar este resultado se comparó con un espectro de bentonita pura (espectro en color negro). Debido a que las arcillas tipo bentonitas se hidratan hasta más de 16 veces su peso de agua, su presencia promueve que el agua arrastre a la fase crudo. Estas partículas de

arcilla hidratada son muy pequeñas y por tanto muy difíciles de separar una vez incorporadas al crudo, particularmente más difícil si el crudo es de tipo pesado, lo cual promueve la formación de emulsiones estables. Los resultados del análisis de tensión superficial y de sólidos indican que otra posible causa del aumento en el BSW sea la estabilización de las emulsiones como consecuencia de la presencia de arcillas tipo bentonita y trazas de surfactante aniónico especialmente en el crudo de recirculación. Como se mencionó anteriormente, al estabilizarse las emulsiones crudo-agua aumenta la dificultad para separarse; en este sentido es posible que a estas condiciones se supere los límites de operación de los separadores, impidiendo alcanzar el BSW deseado.

**Figura 30.** Espectro infrarrojo de sólidos encontrados en las muestra de crudo de recirculación (rojo), comparado con el espectro de arcilla tipo bentonita (negro)



Fuente: MANSAROVAR.

De acuerdo con lo anterior, el principal responsable por el aumento en el BSW del crudo para la venta, es el crudo de recirculación; esto por su naturaleza y composición.

### **5.3. CONCLUSIONES DE CAPÍTULO**

Existe una tendencia marcada en los últimos años correspondiente al aumento en el BSW del crudo para la venta proveniente del campo Jazmín. Este aumento está asociado principalmente a dos factores: el incremento en el BSW del crudo proveniente del pozo y el incremento en el BSW del crudo que es recirculado al MTB. Además del aumento en la cantidad de agua y sedimentos, el crudo de recirculación ha sufrido un incremento en los valores de sedimentos como arcillas de bentonita y en la cantidad de surfactantes de tipo aniónico, los cuales actúan como estabilizadores de la emulsión crudo-agua. Al ser más estable la emulsión que se recircula al MTB, los equipos de separación deben trabajar al límite de sus parámetros de operación lo que ocasiona que el crudo para la venta contenga un BSW fuera de especificaciones ( $> 0,5 \%$ ).

## 6. TRATAMIENTO QUÍMICO DEL CRUDO DE RECIRCULACIÓN

En el capítulo anterior se determinó que el principal factor que ha influenciado el aumento en el BSW del crudo para la venta es el crudo de recirculación, ya sea por su alto BSW o por la naturaleza de sus componentes capaces de formar emulsiones estables que dificultan la separación del agua y sedimentos del crudo durante su paso por el MTB al ser recirculado. Dentro de las posibles alternativas a estudiar con el fin de dar solución a esta problemática, se encuentra el tratamiento del crudo de recirculación en una unidad aparte del MTB y así disminuir su BSW, ya sea que luego se recircule o no.

El mencionado tratamiento puede ser de tipo físico y/o químico, ambos fundamentales para la separación de las distintas fases del crudo. En este capítulo se realiza el estudio del efecto de un variado set de productos químicos provistos por distintas empresas de reconocida trayectoria en el campo de la separación de crudos, sobre la disminución en el BSW del crudo de recirculación, con el fin de determinar mediante pruebas de botella el más adecuado.

### 6.1. METODOLOGÍA.

**6.1.1. Muestreo.** Se realizó una toma de muestra proveniente de los Skimming Tank de campo Jazmín. La muestra fue tomada aplicando las técnicas de muestreo de la norma ASTM 4057-06 [21].

**6.1.2. Selección de productos químicos.** Las muestras de crudo proveniente de los Skimming Tank fueron tratadas con diferentes productos químicos con el fin de separar la emulsión crudo-agua y en efecto disminuir su BSW. Los productos químicos usados fueron provistos por las empresas: TSP Energy Colombia SAS, Nalco, Chemicals & Services Oil Field y Claraint, las cuales se escogieron por su importante trayectoria en este campo. A continuación se

relacionan en la Tabla 6 los productos químicos usados con sus respectivos rangos de dosis y tiempos de residencia:

**Tabla 6.** Lista de productos químicos usados para tratar el crudo de recirculación

Empresa	Productos	Dosis (ppm)	Tiempo de residencia (min)
TSP Energy	TSP-0110H	400-1500	0-1440
	TSP-0326RD		
Nalco	LA3593	400-5000	0-4320
	LA3595		
	JX-206		
	LA3555		
	X-8110		
	JX-206		

Tabla 6. Continuación

	SALMUERA		
	VR-5013		
	Blend 1		
	Blend 2		
	Blend 3		
CHEMICALS	CHEM EXP 1	500-1500	0-900
	CHEM EXP 2		
	CHEM EXP 3		
CLARIANT	Rompedor de emulsión	200-500	-
	Humectante de sólidos		
	Dispersante de sólidos		

**6.1.3. Caracterizaciones.** Se realizó la separación de los sólidos y se determinó el BSW de las muestras de crudo tratado o sin tratar con químicos,

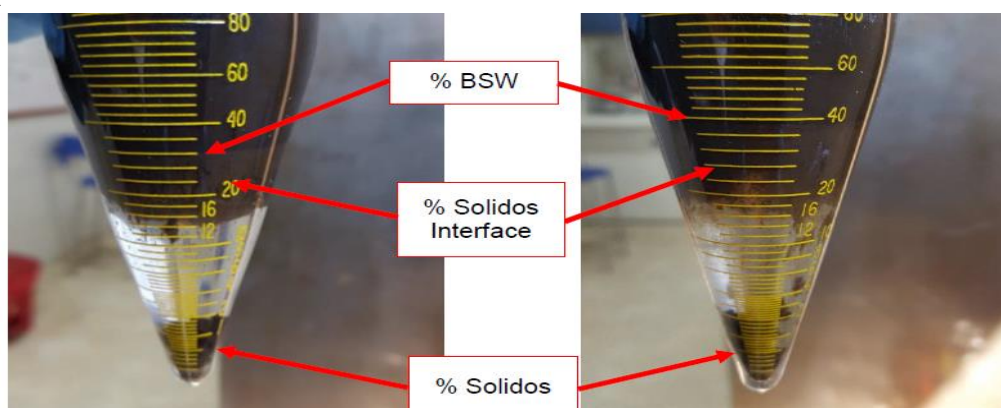
mediante los procedimientos descritos en el capítulo anterior. El BSW de las muestras tomadas por MECL del Skimming Tank presentaron un BSW aproximado de 40%.

Tanto la caracterización como el tratamiento químico del crudo dependiendo del producto utilizado fue realizado por cada proveedor, mientras que el muestreo si fue realizado por MECL.

## 6.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

**6.2.1. Tratamiento Químico: CLARIANT.** La muestra proveniente de los skimming Tank presentó un BSW entre 36 y 40 %, sin embargo, esta muestra no presentó emulsión aunque si un contenido de sólidos de 2% y una interface aproximadamente de 12 % de sólidos, tal y como se muestra en la Figura 31. En esta figura se observa que las muestras no presentan emulsión apreciable. Por esta razón se evaluó el efecto de los químicos sobre los sólidos presentes en la muestra.

**Figura 31.** Imágenes captadas durante el proceso de determinación de BSW, interfase y sólidos presentes en la muestra de crudo procedente del Skimming Tank



En la Tabla 7 se muestran los resultados de cada producto evaluado con su respectiva dosis y el resultado, si es o no favorable. Se observa que solo la mezcla de Rompedor de emulsión y Humectante de sólidos en una dosis de 400 y 500 ppm, respectivamente, arrojó un resultado positivo consistente en la

remoción de los sólidos de la interfase crudo-agua enviándolos hacia la fase agua. Esta condición favorece la deshidratación del crudo debido a que facilita la coalescencia de las gotas y por consiguiente su crecimiento y posterior remoción de la fase aceite.

**Tabla 7.** Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación los distintos productos químicos

PRODUCTO	Dosis (ppm)	Resultado
Rompedor de emulsión	200	Negativo
	400	Negativo
Humectante de sólidos	300	Negativo
	500	Negativo
Dispersante de sólidos	300	Negativo

Tabla 7. Continuación.

PRODUCTO	Dosis (ppm)	Resultado
Rompedor de emulsión+humectante de sólidos	500	Negativo
	200+300	Negativo
	450+500	Positivo
Rompedor de emulsión+dispersante de sólidos	200+300	Negativo
	400+500	Negativo

**6.2.2. Tratamiento químico: NALCO.** De acuerdo con los resultados presentados por Nalco, la muestra de crudo proveniente del skimming Tank presentó un BSW de 40%, lo cual es coherente con el resultado obtenido por Clariant. En la Tabla 8 se presentan los resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por Nalco.

En la Tabla 8 se observa que diferentes combinaciones de productos químicos permitieron la disminución del BSW de la muestra de crudo de recirculación hasta valores deseados (< 0,5 %). Sin embargo, la gran mayoría presentó sedimentos pegados a la interfase, condición que inhibe la adecuada separación. No obstante, la combinación de los productos Blend 3 y LA3593

con dosis de 1000 y 400 ppm presentaron por una parte el más bajo BSW (0,1 %) y por otra sólidos libres en agua e interfase definida.

**Tabla 8.** Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por Nalco

PRODUCTO	Dosis (ppm)	Desplazamiento Agua			THIEF		Observación
		30 (min)	1 (h)	24 (h)	SLD	BSW	
LA3555	5000	0	0	40	0,1	0,4	Interface definida, sedimentos en el agua
LA3593	400						
LA3555	5000	0	3	40	0,1	0,8	Interface definida, sedimentos en el agua
LA3593	400						
LA3555	5000	20	20	40	0,1	0,4	
VR5013	1000						
<b>Tabla 8. Continuación</b>							
LA3555	5000	0	0	55	0,1	0,8	
SALMUJERA	5%						
LA3593	5000	0	0	40	0,2	0,4	
X-8110	5000						
VR-5013	5000	30	30	20	1,6	24	Alto contenido de sedimentos, emulsionados
VR-5013	3000	0			0,1	0,4	Sedimentos pegados en la interface
LA3595	2000						
VR-5013	2000	0			0,1	0,4	Sedimentos pegados en la interface
LA3595	2000						
VR-5013	1000	0			0,2	0,4	Sedimentos pegados en la interface
LA-3595	2000						
LA-3555	500	0	0	40	0,5	14	Sedimentos en agua
LA-3593	400						
LA-3555	1000	0	0	36	1,6	22	
LA-3593	400						
LA-3555	2000	0	0	40	1,2	14	
LA-3593	400						
Blend 1	2000	0	0	60	0,1	8	Sólidos libre en agua interface definida
LA3593	400						
Blend 3	1000	0	0	60	0	0,1	Sólidos libres en agua interface definida
LA3593	400						
Blend 3	2000	0	0	60	0,6	2	Sólidos libres al fondo de

Fuente: MANSAROVAR.

**6.2.3. Tratamiento químico: CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD.** En la Tabla 9 se muestran los resultados de los tratamientos realizados por Chemicals. Se observa que ningún producto alcanzó el valor deseado de BSW, así mismo la interfase y la calidad del agua de deshidratación de los productos en el rango de dosis ensayadas, fue similar. No obstante, se distingue una característica importante en el producto denominado CHEM EXP 3 que es su alta velocidad de coalescencia, lo que se traduce en un menor tiempo de deshidratación del crudo por desplazamiento de agua, tal como se muestra en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por Chemicals

Compuesto	Dosis (ppm)	Desplazamiento de agua						THIEF	
		15 min	60 min	120 min	240 min	450 min	900 min	B.S.	BSW Final
CHEM EXP 1	500	15	20	22	22	22	22	4	7
CHEM EXP 2	500	15	18	16	18	20	20	4	5,6
CHEM EXP 3	500	20	20	22	22	22	22	2	4
CHEM EXP 1	1000	14	16	16	16	22	22	3	5
CHEM EXP 2	1000	16	18	18	20	20	22	4	5
CHEM EXP 3	1000	22	22	26	28	28	28	1	3
CHEM EXP 1	1500	22	22	22	22	25	25	1	3
CHEM EXP 2	1500	22	24	26	25	26	26	1,8	3
CHEM EXP 3	1500	24	24	26	26	26	28	1	2
BLANCO		0	0	5	5	6	6	10	12

Fuente: MANSAROVAR.

La oferta económica que presenta la empresa para 3500 barriles de fluidos tratados con una dosis correspondiente a 1000 ppm de CHEM EXP 3, tiene un costo de US \$ 0,60 /bbl del fluido tratado cuyo producto se especifica a continuación en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Oferta económica de Chemicals para el tratamiento químico del crudo

ITEM	PRODUCTO / REFERENCIA	FUNCIÓN	PRESENTACIÓN	COSTO \$/Gal	PRECIO \$
1	CHEM EXP 3	ROMPEDOR DIRECTO / HUMECTANTE	TAMBOR METALICO * 192 KG – Neto. 53 Gal	31.100	1.689.600

Fuente: MANSAROVAR.

**6.2.4. Tratamiento químico: TSP ENERGY COLOMBIA SAS.** En la Tabla 11 se presentan los resultados de los tratamientos realizados por TSP. Se observa que la mezcla TSP-0110H y TSP-0326RD en dosis de 1000 y 1500 ppm, respectivamente, presenta el menor BSW (0,3 %). Así mismo se evidencia que la disminución en el BSW está asociada con el incremento en la dosis del primer producto.

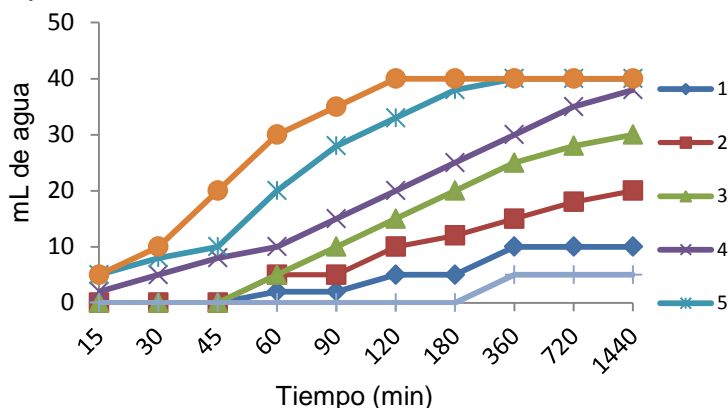
**Tabla 11.** Resultados de la exposición de la muestra de crudo de recirculación a los distintos productos químicos provistos por TSP.

PRODUCTO	Dosis (ppm)	PRODUCTO	Dosis (ppm)	THIEF		
				%W	%B.S.	%BSW
TSP-0110H	400	TSP-0326RD	1500	28.5	1.5	30,0
	500		1500	19.2	0.8	20,0
	600		1500	9.5	0.5	10,0
	700		1500	0.7	0.3	1,0
	800		1500	0.5	0.2	0.7
	1000		1500	0.2	0.1	0.3
BLANCO				33,0	2,0	35,0

Fuente: MANSAROVAR.

En la Figura 32 se muestran los resultados de la caída de agua en las muestras de crudo expuestas a los diferentes productos provistos por TSP. Se observa que la mezcla mencionada anteriormente también presenta el máximo valor de caída de agua en el menor tiempo, lo que indica alta velocidad de coalescencia y como se mencionó anteriormente propende un menor tiempo de deshidratación del crudo.

**Figura 32.** Caída de agua en las muestras de crudo expuestas a los diferentes productos provistos por TSP. Los números 1-6 corresponden a las formulaciones presentadas en la tabla 11, ordenadas de menor a mayor dosis.



Fuente: MANSAROVAR.

En la Tabla 12 se presenta la oferta económica de la empresa TSP para el tratamiento químico del crudo. En este caso la oferta corresponde a la mezcla desemulsificante y humectante que presentaron la mayor separación, de acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 11 y Figura 32.

**Tabla 12.** Oferta económica de TSP para el tratamiento químico del crudo

ITEM	PRODUCTO / REFERENCIA	PRESENTACIÓN	PRECIO
		TIPO DE EMPAQUE	TAMBOR (\$)
1	DESEMULSIFICANTE TSP-0326 RD	TAMBOR * 180 Kg	2.835.500,00
2	HUMECTANTE TSP-111 DH	TAMBOR * 200 Kg	699.000,00

Fuente: MANSAROVAR

### 6.2.5. Análisis comparativo de las alternativas de tratamiento Químico.

La aplicación de química a las muestras de crudo de recirculación arrojó resultados satisfactorios, tal como se ha mencionado a lo largo de este capítulo. En la Tabla 13 se muestra un resumen de los productos químicos que mostraron mejores resultados tanto de tiempo de caída de agua como de BSW.

**Tabla 13.** Resumen de los productos químicos que mostraron mejores resultados tanto de tiempo de caída de agua como de BSW

Empresa	PRODUCTO	Dosis	ENTRADA	THIEF	Tiempo de
---------	----------	-------	---------	-------	-----------

		(ppm)					caída total
			BSW (%)	W (%)	BS (%)	BSW (%)	de agua
							(min)
TSP Energy	TSP-0110H	1000	35	0,2	0,1	0,3	120
	TSP-0326RD	1500					
Clariant	Rompedor de emulsión	450	38	-	-	-	-
	humectante de sólidos	500					
Nalco	LA3555	5000	40	0,3	0,1	0,4	1440
	LA3593	400					
CHEMICALS	CHEM EXP 3	1500	40	1	1	2	900

Fuente: MANSAROVAR.

Se observa que la mezcla de productos de TSP, genera entre todos el menor BSW y tiempo de caída de agua de la muestra de crudo. Este resultado indica que este producto es el más adecuado para usarse en procesos de separación de crudo-agua/sedimentos debido a que tiene la mayor velocidad de coalescencia, lo que hace más rápido el proceso de separación. No obstante, este producto requiere una dosis muy superior a la que requiere el producto provisto por CHEMICALS, que también entrega resultados aceptables.

Ahora bien, a pesar que existe una notoria diferencia en los resultados obtenidos con los distintos productos mostrados en la tabla 6 todos exceptuando a CLARIANT, son adecuados para usarse como alternativa para disminuir el BSW del crudo de recirculación que sale del Skimming Tank y en efecto contribuir en disminuir el BSW del crudo que sale para la venta, tal como se estudió en el capítulo 4. Esto es gracias a que la química puede trabajar de la mano con la infraestructura actual del MTB de campo Jazmín en MECL. Dentro de estas alternativas se pueden identificar dos generales: i) tratar el crudo sucio (de reciclo) hasta alcanzar condiciones de venta evitando la recirculación y ii) tratar el crudo sucio para disminuir su BSW y luego recircularlo para ajustar este parámetro a condiciones de venta.

En el primer caso se hace imperativo los servicios de TSP ya que permite en corto tiempo obtener BSW para la venta. En el segundo caso, es adecuado requerir los servicios de CHEMICALS, debido a que se usa una dosis menor de química, lo que repercute en BSW suficientemente bajo para no afectar el comportamiento del BSW para la venta a un menor costo. Ahora bien, como se discutió en el capítulo 1, el principal problema del crudo de recirculación es la naturaleza de sus componentes que promueven la estabilización de la emulsión. En este sentido, sigue siendo viable CHEMICALS, ya que con BSW bajo ni el sedimento ni el agua tienen la capacidad para estabilizar la emulsión.

Por otra parte, al comparar las Tablas 10 y 12 se observa que el precio de venta/dosis de Chemicals es menor que el ofertado por TPS. Esto confirma, lo antes mencionado de la idoneidad técnica y económica de Chemicals para el tratamiento químico del crudo.

### **6.3. CONCLUSIONES DE CAPÍTULO**

El tratamiento químico del crudo sucio procedente del skimming tank es viable usando al menos una de las alternativas ofrecidas por las empresas NALCO, CHEMICALS y TSP. Sin embargo, entre ellas se pueden observar diferencias en cuanto a la calidad del producto siendo TSP la mejor. De acuerdo con los requerimientos de MECL de disminuir el BSW del crudo de recirculación y de esta manera evitar el incremento en el BSW del crudo para la venta, se pueden establecer dos alternativas: i) tratar el crudo sucio (de reciclo) hasta alcanzar condiciones de venta evitando la recirculación y ii) tratar el crudo sucio para disminuir su BSW y luego recircularlo para ajustar este parámetro a condiciones de venta. En el primer caso es idóneo TSP, pero en el segundo, teniendo en cuenta que requiere de menores dosis de química, el idóneo es CHEMICALS.

## **7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO FÍSICO DEL CRUDO CAMPO JAZMÍN PARA LA DISMINUCIÓN DEL BSW**

En los capítulos anteriores se realizó un estudio de las características principales del crudo explotado en el campo Jazmín y el incremento que ha sufrido el BSW del crudo para la venta en los últimos años. Se determinó que las principales causas de esta problemática están el incremento en el porcentaje de agua y sedimentos que lleva el crudo desde el pozo, y la naturaleza de la emulsión que se forma en el crudo de recirculación. Frente a estos dos aspectos se planteó un estudio técnico para tratar químicamente el crudo de manera que se garantice la disminución en el BSW. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el tratamiento químico debe estar de la mano con diferentes tratamientos físicos que realicen la labor de separación. En este capítulo se realizará un estudio técnico económico de diferentes propuestas realizadas a MECL por parte de varias empresas de importante trayectoria, para realizar el montaje de una infraestructura de tratamiento del crudo que pueda dar solución a la problemática antes mencionada.

### **7.1. METODOLOGÍA**

En esta sección se describe el procedimiento realizado para la solicitud, recepción y análisis de las propuestas de mejoramiento de la calidad del crudo que sale para la venta en Campo Jazmin.

**7.1.1. Consultoría.** Mansarovar Energy solicitó un servicio a algunas empresas cuyo objetivo es obtener crudo, agua y sólidos separados de excelente calidad, proteger equipos y tuberías contra la corrosión e incrustación, obtener parámetros permisibles para la venta de crudo, inyección y vertimiento del agua. Para efectos de resumir solo se incluyeron las especificaciones del crudo más relevantes y las alternativas de solución al problema con el objetivo de generar entregas de venta de crudo bajo los parámetros señalados en la siguiente Tabla 14:

**Tabla 14. Parámetros de Calidad de Crudo**

Crudo de venta	Límite
Contenido de agua (%BSW) ASTM D-4377	<0.5
Contenido de sal (PTB)	20

El punto de medición para determinar el cumplimiento de los parámetros de calidad de crudo de venta corresponde a los tanques de almacenamiento y fiscalización de las facilidades de tratamiento de Campo Jazmín

**7.1.2. Recepción y análisis de propuestas.** Como respuesta a la solicitud de consultoría se recibieron 3 propuestas por parte de las compañías: MORELCO, CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD y TOTAL WASTE MANAGEMENT S.A, las cuales cumplían con las especificaciones mínimas de la convocatoria. Las propuestas fueron analizadas desde un punto de vista técnico, mediante el estudio de la capacidad instalada de tratamiento del crudo, así como la calidad del producto, y económico mediante el análisis de la utilidad, la cual está dada por la siguiente ecuación 3:

$$Ut = (\%C_R * \Delta BSW * P_{bbl}) - G_n \quad (3)$$

Donde  $Ut$  es utilidad,  $\%C_R$  es el porcentaje de crudo recuperado durante el tratamiento,  $\Delta BSW$  es la diferencia entre el BSW inicial y final,  $P_{bbl}$  es el precio de venta del barril de crudo en el mercado y  $G_n$  es la ganancia por barril. Basados en los resultados de utilidad se escoge el mayor valor como la mejor propuesta.

Para establecer los costos y la respectiva rentabilidad, se hacen las siguientes consideraciones: El precio del barril de crudo corresponde al valor promedio obtenido del precio del barril de crudo BRENT como referencia. Los costos de operación por barril producido en campo, es un estimado suministrado por personal de los campos.

## 7.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

**7.2.1. Estudio de alternativas de mejoramiento.** A continuación se mencionan las principales pruebas que se han realizado para tratar crudo con alto contenido de sólidos (sólidos > 0.5%) y lograr crudo en especificaciones de calidad para recircular o disponer en tanques de venta sin afectar el proceso de deshidratación en los equipos de proceso del módulo Jazmín.

Las pruebas se han desarrollado con diferentes técnicas ofrecidas por proveedores como MORELCO, CHEMICALS y TWM.

- **Propuesta 1. MORELCO.** Ofrece a MANSAROVAR ENERGY un sistema compuesto por tanques de calentamiento, centrifugas decanter y trecanter. En el proceso se usan productos químicos como rompedor de emulsión y humectantes de sólidos. El mayor costo de la operación se concentra en el consumo de energía eléctrica y vapor. A continuación en la Tabla 15 se presentan los resultados de una prueba típica de tratamiento del crudo de Campo Jazmin, realizada por MORELCO con el fin de determinar los parámetros de calidad ofrecidos.

Con esta metodología se logra reducir la concentración de sólidos de 4.5% a 0.2%. El BSW logrado permite ingresar el fluido directamente al tanque de venta, convirtiéndose en una ventaja operativa.

**Tabla 15.** Resultados pruebas de tratamiento químico del crudo de Campo Jazmin realizadas por MORELCO.

Fecha	Hora de cargue	Volumen registrado Camión/MECL [BbL]	Volumen medido por Morelco [BbL]
19/06/2014	10:48	80	80
19/06/2014	13:06	80	80
20/06/2014	10:02	80	85
21/06/2014	11:00	80	90
21/06/2014	9:45	80	90

				Total recibido:	425		
Producto recibido				Productos Entregado			
Fluido	Volumen [Bbl]	%BSW	%SED	Fluido	Volumen [Bbl]	%BSW	%SED
Crudo sucio	425	38	4,5	Crudo	160	0,6	0,2
				Agua Industrial	160	83 mg/l de sólidos suspendidos	
				Residuos sólidos	≈20		

Fuente: MANSAROVAR.

**Propuesta económica.** MORELCO ofrece el servicio de tratamiento a 1.000 Barriles de fluido. Valor del fluido a tratar: 12.82 USD más IVA. Fluido total; 1.000 Barriles. Condiciones de entrega de fluido: Contenido menor a 1% de sedimentos.

**Condiciones Generales.** Mansarovar Energy entregará los servicios industriales: Combustible para generación de energía, vapor de proceso, y transporte de fluidos. Morelco suministrará el personal técnico, productos químicos, y equipos para tratamiento de fluidos.

- **Propuesta 2. CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD.** La presente propuesta consiste en un sistema compuesto por calentadores y gun barrels. En el proceso se usan productos químicos para ayudar a la separación. El mayor costo se concentra en el consumo de vapor.

En la Tabla 16 se muestran los resultados de los de tratamiento del crudo de campo Jazmin, realizada por Chemicals con el fin de determinar los parametros de calidad ofrecidos. Se observa que el proceso permite que un fluido con 3% de sedimentos, sea entregado después del proceso con 0.1% de sedimentos y 0.1% de BSW. El fluido tratado permite el ingreso directamente a tanques de venta, disminuyendo reprocesos. Este resultado tiene ventajas competitivas,

puesto que el consumo de energía eléctrica es bajo y en efecto los costos operativos también.

**Propuesta económica.** Chemicals ofrece el servicio de tratamiento a 6359 Barriles de fluido. Valor total del tratamiento 171.025 USD más IVA.

- **Propuesta 3. TOTAL WASTE MANAGEMENT S.A.** A continuación se presenta una propuesta para realizar el tratamiento a los residuos aceitosos generados en el proceso de producción de campo Jazmín, con el fin de recuperar crudo con especificaciones de calidad para su comercialización, agua con parámetros para su disposición y sólidos con un bajo contenido de hidrocarburo.

**Metodología.** Recolección de muestra. La empresa TWM recibió 180 barriles de residuos aceitosos en la planta de tratamiento ubicada en Aipe (Huila) provenientes de campo Jazmín para tratar.

**Tabla 16.** Resultados prueba CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD

FECHA	FLUIDO ENVIADO					FLUIDO RECIBIDO				
	TOTAL	% BSW	AGUA	CRUDO	ORIGEN	TOTAL	% BSW	% SED	AGUA	CRUDO
20 Marzo 2014	150	56	85.8	64.2	PH 1 HZ 5					
	150	56	85.8	64.2	PH 1 HZ 5					
21 Marzo 2014	150	56	85.8	64.2	PH 1 HZ 5					
	150	56	85.8	64.2	PH 1 HZ 5					
22 Marzo 2014	230	56	131.56	98.44	PH 1 HZ 5					
	230	56	131.56	98.44	PH 1 HZ 5					
23 Marzo 2014	230	56	131.56	98.44	PH 1 HZ 5	239.45	100		239.45	
						212.84	100		212.84	
24 Marzo 2014	230	56	131.56	98.44	PH 1 HZ 5					
25 Marzo 2014	230	56	131.56	98.44	PH 1 HZ 5	235.62	0.1	0.1	2.36	233.26
						226.06	0.1	0.1	2.26	223.80
26 Marzo 2014	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5					
	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5					
27 Marzo 2014	100	30	31.91	68.09	PTFR	223.5	0.1	0.1	2.24	221.27
	230	30	73.38	156.62	PTFR	240.52	100		240.52	
28 Marzo 2014	230	34	82.33	147.67	TK 101	220.5	0.1	0.1	2.21	218.30
	230	34	82.33	147.67	TK 101					
	90	34	32.22	57.78	TK 101					
	100	34	35.8	64.2	TK 101	92.05	100		92.05	
29 Marzo 2014	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5	107	100		107	
	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5	203.1	100		203.1	
30 Marzo 2014	230	28	68.91	161.09	TK 101	219.79	100		219.79	
	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5					
31 Marzo 2014	230	30	73.38	156.62	PTFR	219.35	0.1	0.1	2.19	217.16
						234.92	0.1	0.1	2.35	232.57
						227.62	0.1	0.1	2.28	225.34
01 Abril 2014	230	30	73.38	156.62	PTFR	237.2	100		237.2	
	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5					
	230	30	73.38	156.62	PTFR					
02 Abril 2014	230	50	118.13	111.87	PH 1 HZ 5	226.43	0.1	0.1	2.26	224.17
						228.6	100		228.6	

Fuente: MANSAROVAR.

Aplicación de productos químicos. Previamente los productos se diseñaron específicamente para este fluido y se formularon ofreciendo alta velocidad de reacción, separación, reducción de viscosidad y se aplicaron a sus respectivas dosis optimizadas que fueron aplicadas en el tanque de homogeneizador con agitación permanente. Los productos aplicados fueron: dispersante de orgánicos e inorgánicos TWM – 059DOI, dosis de 1000 ppm y demulsificante TWM – 1116RD, dosis de 1500 ppm; se presenta separación de fases crudo – agua y reducción de viscosidad.

Tratador térmico. Se procede al llenado del tratador térmico de 80 barriles de capacidad, con el fluido a tratar y se somete a calentamiento hasta alcanzar 90° centígrados.

Decanters. Se procede al arranque, ajuste y alimentación de la centrifuga decanters.

Proceso de separación de fases y decantación de sólidos. Una vez se llena el tanque de recibo del fluido proveniente de la descarga de la centrifuga Decanters, este se deja en reposo y se realizan análisis de BSW a 10 cms de la superficie y a diferentes tiempos (1, 2, 3, 6, 12 horas). Luego se realiza el drenaje del tanque de reposo.

**Resultados.** Las características iniciales del producto a tratar se muestran a continuación en la Tabla 17.

**Tabla 17.** Características iniciales del fluido

ITEM	DESCRIPCIÓN	BARRILES	BSW (%)
1	Volumen del fluido	180	50
2	Crudo	90	50
3	Agua	74	41
4	Sólidos	16	9

Fuente: MANSAROVAR.

Se realizaron ensayos a escala laboratorio y piloto, en la Tabla 18 se muestran resultados de las pruebas, utilizando la muestra recolectada por TWM S.A.

Como se observa en la tabla de resultados, los sistemas probados ofrecen una buena garantía de tratamiento de sólidos. Los resultados de estas pruebas permitieron establecer el diagrama de tratamiento que se observa en la Figura 33.

**Tabla 18.** Resultados pruebas TWM. Análisis BSW

PUNTO DE MUESTREO	SÓLIDOS (%)	AGU A (%)	BSW (%)	REMOSIÓN SÓLIDOS (%)	TIEMPO REPOSO (h)
ENTRADA TRATADOR					
TÉRMINICO	9	41	50		
ENTRADA CENTRÍFUGA					
DECANTES	3	41	43	67	
SALIDA CENTRÍFUGA					
DECANTES	0,5	41	41,5	94,4	
TANQUE DE REPOSO (SUPERFICIE)	0,4	4,6	5	95,6	1
TANQUE DE REPOSO (SUPERFICIE)	0,3	3,7	4	96,7	2
TANQUE DE REPOSO (SUPERFICIE)	0,2	2,8	3	97,8	3
TANQUE DE REPOSO (SUPERFICIE)	0,2	2,2	2,4	97,8	6
TANQUE DE REPOSO (SUPERFICIE)	0,2	1,8	2	97,8	12
SÓLIDOS DECANTERS	68	20	88		

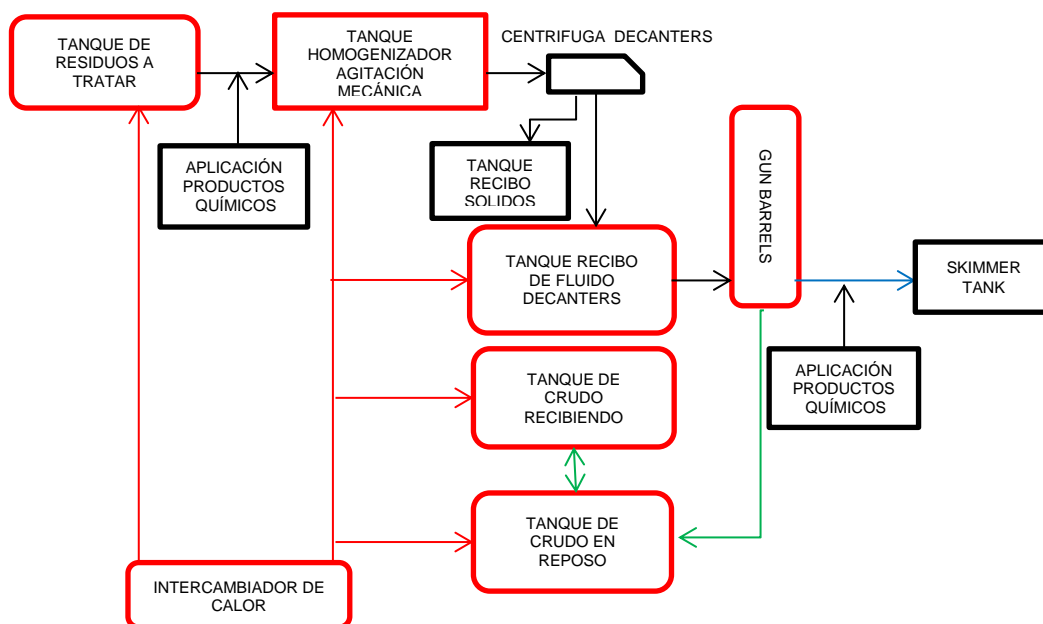
  

DESCRIPCIÓN	SÓLIDOS (%)	AGU A (%)	BSW (%)
CRUDO RECUPERADO	0,2	1,8	2

Fuente: MANSAROVAR.

**Propuesta económica.** Una vez realizadas las pruebas y análisis correspondiente para la recuperación de crudo, TWM determinó lo siguiente: Cantidad total de fluido a tratar: 20.000 barriles. Precio de tratamiento/barril: 7000 \$ más IVA. Precio total del tratamiento: 140.000.000 \$ más IVA.

**Figura 33.** Diagrama de tratamiento propuesto por TWM



Fuente: MANSAROVAR.

**7.2.2. Evaluación técnica-económica de las alternativas de mejoramiento del crudo.** En la Tabla 19 se presenta los costos y rentabilidad del método de recuperación de crudo teniendo en cuenta las condiciones, el costo del tratamiento y el volumen de producción que se mencionan en la sección anterior.

**Tabla 19.** Análisis de alternativas para el tratamiento del crudo

EMPRESA	% CRUDO RECUPERADO	BSW %	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (bbl)/día	COSTO TRATAMIENTO /bbl	COSTO TOTAL TRATAMIENTO	PRECIO DEL CRUDO EN EL MERCADO (bbl)	GANANCIA APROX. POR BARRIL VENDIDO	UTILIDAD POR BARRIL TRATADO
MORELCO	38,00	1	1000	\$ 28.204	\$ 28.204.000	\$ 104.280	\$ 76.076	\$ 141.653.512
CHEMICALS	45,00	0,1	5594	\$ 74.042	\$ 414.190.948	\$ 104.280	\$ 30.238	\$ 67.899.429
TWM	45,00	2	7000	\$ 7.000	\$ 49.000.000	\$ 104.280	\$ 97.280	\$ 210.124.800

1. Se ha usado una TRM de 2200 \$/USD con fines de cálculo, así como un %BSW promedio inicial de 50

2. Ganancia por barril = Precio del crudo en el mercado – Costos de tratamiento por barril

3. Utilidad = (% Crudo recuperado \* ΔBSW) \* Ganancia por barril

Se observa que, desde un punto de vista económico, todas las propuestas generan ganancia por barril y en efecto utilidad, siendo TWM la más rentable. Ahora bien, al relacionar este resultado con la calidad del crudo entregado, solo Chemicals alcanza condiciones de venta (% BSW <0,5). En este sentido, esta

última es la única empresa que cumple con las condiciones técnicas y económicas solicitadas en la consultoría. Tal como se muestra en la Tabla 19, con esta empresa se pueden tratar 5594 barriles de crudo con 45 % BSW y obtener crudo con % BSW de 0,1, con un costo aproximado de 414.190.948 \$.

### **7.3. CONCLUSIONES DE CAPITULO**

La disminución en el BSW del crudo proveniente del campo Jazmín en MECL es viable mediante la intervención de empresas externas especializadas en el tratamiento de este fluido, tales como MORELCO, CHEMICALS & SERVICES OIL FIELD y TOTAL WASTE MANAGEMENT S.A., con el ánimo de solucionar la problemática asociada a la venta de crudo fuera de especificaciones de calidad, especialmente en el BSW, y dejando margen de utilidad. No obstante, MORELCO y TOTAL WASTE MANAGEMENT S.A., a pesar de que pueden generar las mayores utilidades por barril, no obtendrían el crudo en condiciones de venta (% BSW < 0,5), lo que obligaría a MECL a realizar un tratamiento adicional. Contrario a esto, Chemicals es quien puede por una parte obtener el crudo en condiciones de venta y por otra dejar un margen de utilidad.

## 8. CONCLUSIONES

Existe una tendencia marcada en los últimos años correspondiente al aumento en el BSW del crudo para la venta proveniente del campo Jazmín. Este aumento está asociado principalmente al incremento en el BSW del crudo sucio que es recirculado al MTB. Además del aumento en la cantidad de agua y sedimentos, el crudo de recirculación ha sufrido un incremento en los valores de sedimentos como arcillas de bentonita y en la cantidad de surfactantes de tipo aniónico, los cuales actúan como estabilizadores de la emulsión crudo-agua. Al ser más estable la emulsión que se recircula al MTB, los equipos de separación deben trabajar al límite de sus parámetros de operación lo que ocasiona que el crudo para la venta contenga un BSW fuera de especificaciones ( $> 0,5 \%$ ). De acuerdo con los requerimientos de MECL de disminuir el BSW del crudo para la venta, se pueden establecer dos alternativas: i) tratar el crudo sucio para disminuir su BSW y luego recircularlo para ajustar este parámetro a condiciones de venta y ii) tratar el crudo sucio (de reciclo) hasta alcanzar condiciones de venta evitando la recirculación.

El tratamiento químico del crudo sucio procedente de los skimming tanks es viable usando al menos una de las alternativas ofrecidas por las empresas NALCO, CHEMICALS y TSP. Sin embargo, entre ellas se pueden observar diferencias en algunos parámetros del proceso de separación de la emulsión; razón por la cual las propuestas de la empresa TSP y Chemicals se consideran las más adecuadas; la primera por su bajo tiempo de separación y la segunda por la baja dosis requerida. Ahora bien, este tratamiento debe ser realizado en una infraestructura adecuada tal como la planta de tratamiento inicial, o a la salida del skimmer con miras a la recirculación al MTB. Esta última es coherente con la alternativa (i) expuesta anteriormente.

Por otra parte, de acuerdo con el estudio de consultoría basado en los resultados de distintas pruebas de tratamiento del crudo sucio, la manera más adecuada para tratar el crudo de recirculación y ponerlo en condiciones de

venta es la ofertada por Chemicals mediante un sistema compuesto por calentadores y gun barrels sumado a un tratamiento químico. Con esta empresa se pueden tratar 5594 barriles de crudo con 45 % BSW y obtener crudo con % BSW de 0,1, en condiciones de venta, lo que es coherente con la alternativa (ii) expuesta anteriormente.

## 9. RECOMENDACIONES

1. Instalación de infraestructura para mejorar la deshidratación y precipitación de sólidos contenidos en la fase aceitosa, dentro del MTB.
2. No recirculación de crudo en el módulo de Campo Jazmín. Usar la infraestructura de Chemicals para evacuar inicialmente los crudos con sólidos que se encuentran en tránsito dentro de las vasijas del módulo.
3. Considerar arreglos para la disposición de equipos que permitan la extracción de sólidos y mantenimiento de los equipos de tratamiento del MTB sin impacto en la producción.
4. Contratar el diseño y construcción de un sistema de remoción de sólidos internos en los equipos de tratamiento.
5. Implementar rutinas de limpieza interna (recomendación cada 6 meses, sin embargo se debe evaluar según el requerimiento del sistema).
6. Realizar la caracterización permanente del fluido de producción de Campo Jazmín (crudo-agua-sólidos) y solicitar la evaluación de capacidad de los equipos bajo estos parámetros con el objetivo de ver su eficiencia de separación.
7. Hacer cambio de parrillas por electrodos para aumentar la capacidad de tratamiento de los tratadores electrostáticos.
8. Aseguramiento de la calidad de los productos químicos aplicados para la deshidratación de crudo.
9. Evitar el ingreso de fluidos reconocidos que afectan la eficiencia de la deshidratación implementando metodologías y técnicas de tratamiento en forma externa.
10. Desarrollo de un sistema de extracción de sólidos en línea para todos los fluidos provenientes de los skimming tanks.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Chen, G., Tao, D. An experimental study of stability of oil–water emulsion. En: Fuel Process. Technol. Vol. 86(5), 2005; páginas 499–508.
- [2] E. Aryafard, M. Farsi, M.R. Rahimpour, S. Raeissia. Modeling electrostatic separation for dehydration and desalination of crude oil in an industrial two-stage desalting plant. En: Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. Vol. 58, 2016; páginas 141–147.
- [3] Eley D.D., Hey M.J, Kee M.A. Rheological Studies of Asphaltene Film Adsorbed at the Oil/Water Interface. En: J. Colloid Interface Sci. Vol. 24, 1987; páginas 173-182.
- [4] Ferri J., Stebe K. Which surfactants reduce surface tension faster? A scaling argument for diffusion-controlled adsorption. En: Advances in Colloid and Interface Science. Vol.85, 2000; páginas 61-97.
- [5] Goldszal, A., Bourrel M. Demulsification of Crude Oil Emulsions: Correlation to Microemulsion Phase Behavior. En: Ind. Eng. Chem. Res. Vol. 39, 2000; páginas 2746-2751.
- [6] Iva Kralova, Johan Sjöblom, Gisle Øye, Sébastien Simon, Brian A. Grimes, Kristofer Paso. Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions. En: Advances in Colloid and Interface Science. Vol. 169, No 2, 2011; páginas 106–127.
- [7] J.S. Eow, M. Ghadiri, A.O. Sharif, Electro-hydrodynamic separation of aqueous drops from flowing viscous oil. En: J. Pet. Sci. Eng. Vol. 55, 2007; páginas 146–155.

- [8] Jayaprakash Saththasivam, Kavithaa Loganathan, Sarper Sarp. An overview of oilwater separation using gas flotation systems. En: Chemosphere. Vol. 144, 2016; páginas 671-680.
- [9] Khan, B.A., Akhtar, N., Khan, H.M.S., Waseem, K., Mahmood, T., Rasul, A., Iqbal, M., Khan, H. Basics of pharmaceutical emulsions: a review African. En: J. Pharm. Pharmacol, Vol. 5(25), 2011; páginas 2715–2725.
- [10] Mat, H., Samsuri,A., Wan Rahman, W.A., Siti, I.R. Study on Demulsifier Formulation for Treating Malaysian Crude Oil Emulsion. En: Universiti Teknologi, Malaysia. 2006.
- [11] M. Mohayeji, M. Farsi, M.R. Rahimpour, A. Shariati. Modeling and operability analysis of water separation from crude oil in an industrial gravitational coalescer. En: Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. Available online 8 December, 2015.
- [12] Merv Fingas, Ben Fieldhouse. Studies on crude oil and petroleum product emulsions: Water resolution and rheology. En: Colloids and Surfaces A: Physiochem Eng. Aspects, Vol., 333. 2009; páginas 67-81
- [13] Mohammed R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions. Interfacial properties of the asphaltene constituents of curde oil. En: Colloids Surf. Ser. A. Vol. 80, 1993; paginas 237-242.
- [14] Salager J.L. Deshidratación de crudo. En: Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela . 1987.
- [15] Schubert, H.,Armbruster, H..Principles of formation and stability of emulsions. En: Int. Chem. Eng. Vol. 32, 1992; páginas 14–28.

- [16] S.F. Wong, J.S. Lim, S.S. Dol. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. En: *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 135, 2015, páginas 498–504.
- [17] Shayandev Sinha, Kyeong Il Bae, Siddhartha Das. Electric double layer effects in water separation from water-in-oil emulsions. En: *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Vol. 489, 2016, páginas 216–222.
- [18] SUAREZ HERNÁNDEZ, Lina María. Desarrollo de un método químico para recuperación de crudo a partir de las borras generadas en los procesos de mantenimiento de tanques y tuberías en distritos de producción petroleros de Colombia. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Ingeniería Química, 2011.
- [19] Wanli Kang, Bin Xu, Yongjian Wang, Yuan Li, Xiuhua Shan, Faquan An, Jiaheng Liu. Stability mechanism of W/O crude oil emulsion stabilized by polymer and surfactan. En: *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Vol. 384, No 1–3, 2011; páginas 555–560.
- [20] Yanzhen Zhang, Yonghong Liu, Renjie Ji. Dehydration efficiency of high-frequency pulsed DC electrical fields on water-in-oil emulsion. En: *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. Vol., 373, No 1–3, 2011; páginas 130–137.
- [21] Zaki, N., Schorling, P.C., Rahimian, I. Effect of asphaltene and resins on the stability of water-in-waxy oil emulsions. En: *Pet. Sci. Technol.* Vol. 18(7–8), 2000; paginas 945–963.