



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS “CAMILO CIENFUEGOS”**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**Análisis de la incidencia de la incorporación de la  
tercera etapa de separación de gas en la batería  
central de la EPEP-Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de  
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo**

**Autor:** Ing. Alicia Medina La Rosa

**Matanzas**

**2014**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**Análisis de la incidencia de la incorporación de la  
tercera etapa de separación de gas en la batería  
central de la EPEP-Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de  
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo**

**Autor:** Ing. Alicia Medina La Rosa

**Tutor:** Ms.C. Carlos González Hernández

Ms.C. Leiby Montes de Oca Rodríguez

**Matanzas  
2014**

# NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Calificación

---

Ciudad, fecha

## DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Alicia Medina La Rosa declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Alicia Medina La Rosa



---

Nombre y Apellidos

---

Firma

## **DEDICATORIA**

*A mis padres que me brindan todo su apoyo en la continuidad de mis estudios.*

## AGRADECIMIENTOS

- ❖ *A todos los trabajadores del departamento de tecnología de la EPEP Centro.*
- ❖ *A Carlos, Mariela y Leiby por todo el tiempo y ayuda brindada.*
- ❖ *A Mileida por los conocimientos adquiridos durante sus clases.*
- ❖ *A Yuniel por su apoyo con el capítulo 1.*
- ❖ *A Yasiel por su paciencia y su cariño.*
- ❖ *A todos,*

*Muchas gracias*

## SÍNTESIS

El presente trabajo fue desarrollado en la planta de tratamiento de crudo (batería central) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEP-Centro), ubicada en la Finca La Cachurra del municipio Cárdenas, provincia de Matanzas. En la planta de tratamiento se llevó a cabo en el mes de febrero del año 2014 la puesta en marcha de una tercera etapa de separación de gas (TES) que sustituyó la tecnología existente hasta el momento (los tanques de lavado). Esta investigación tiene como objetivo analizar la incidencia de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas, en los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo de la batería central. Se entiende por ciclo de tratamiento al período de tiempo desde que se comienza a llenar el tanque de tratamiento estático, hasta que el petróleo alcanza calidad de venta (BSW menor o igual que 2 %). Para el estudio de los ciclos se llevó a cabo un análisis estadístico de las bases de datos correspondientes a los meses de diciembre del año 2013 hasta abril del año 2014, empleándose para el procesamiento los *softwares Microsoft Excel y Statgraphics Plus*, versión 5. Se realiza un análisis ANOVA multifactorial donde se observa una disminución significativa del tiempo de ciclo a partir de la incorporación de la TES. Esta disminución en los tiempos de ciclos de los tanques, incide directamente en los resultados operacionales de la PPC, lo que posibilita incrementar la eficiencia de la planta, además de poder tratar mayores volúmenes de fluido con la misma infraestructura tecnológica instalada. Por lo que se corrobora la efectividad de la introducción de la tercera etapa de separación de gas como sustitución de la tecnología de tanques de lavado.

## **ABSTRACT**

The project in question was developed at the oil treatment plant (Central Battery) of the Perforation and Extraction Oil Enterprise (EPEP- Centro by its Spanish acronyms), located in “La Cachurra” property; Cárdenas municipality, Matanzas province. On February, 2014 the plant received a working test for the 3<sup>rd</sup> gas separation stage (TES by its Spanish acronyms) which replaced the existing technology (wash tanks). The objective of this research is to analyze the impact of the incorporation of the third stage gas separation in the final results of the treatment cycles of the central oil battery. This treatment cycle means the period of time from when you start to fill the static treatment tank until oil reaches the market quality (BSW less than/equal to 2 percent). For the study of the cycles is carried out a statistical analysis of the data bases for the months of December 2013 to April 2014, applying software such as Microsoft Excel and Statgraphics Plus version # 5. It is performed a multifactorial ANOVA analysis where a significant reduction of the cycle time is observed from the incorporation of TES in the treatment plant. This decrease in cycle times, directly affects the operational performance of the PPC, which allows increasing the efficiency of the plant, besides being able to treat larger volumes of fluid with the same installed technological infrastructure. The results corroborate the effectiveness of the 3<sup>rd</sup> stage of gas separation’s inclusion and the replacement of wash tanks technology.



# TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO .....	5
1.1. Tratamiento del petróleo .....	5
1.2. Naturaleza de las emulsiones .....	6
1.3. La emulsión de agua en petróleo .....	7
1.3.1. Estabilidad de las emulsiones .....	9
1.4. Ley de Stokes .....	12
1.5. Métodos de tratamientos existentes para la deshidratación del petróleo .....	13
1.5.1. Tratamiento químico .....	15
1.5.2. Tratamiento gravitacional .....	17
1.5.3. Tratamiento térmico .....	21
1.6. Separación gas petróleo .....	22
CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO .....	25
2.1 Descripción del proceso tecnológico de producción de petróleo de la EPEP Centro	25
2.1.1 Segunda etapa de separación (S.E.S) .....	25
2.1.2 Tanques de lavado .....	26
2.1.3 Tercera etapa de separación de gas .....	27
2.1.4 Tanques de tratamiento estático. ....	29
2.2 Principales parámetros de los ciclos tecnológicos .....	29
2.2.1 Tiempo de ciclo .....	30
2.2.2 Viscosidad .....	32
2.2.3 Temperatura .....	32

2.2.4	Flujo de llenado de los tanques de tratamiento estático.....	33
2.3	Influencia de los desemulsionantes.....	33
2.4	Recolección de datos.....	34
2.5	Estrategia investigativa .....	34
2.5.1	Independencia de los datos.....	36
2.5.2	Comprobación de normalidad .....	36
2.5.3	Comparación entre las varianzas de los conjuntos de datos .....	37
2.5.4	Análisis ANOVA.....	38
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....		40
3.1	Análisis descriptivo de las variables .....	40
3.1.1	Tiempo de ciclo .....	40
3.1.2	Viscosidad final .....	45
3.1.3	Temperatura.....	46
3.1.4	Flujo de llenado de los tanques de tratamiento estático.....	47
3.2	Análisis ANOVA.....	49
3.2.1	Comprobación de la normalidad de los datos .....	49
3.2.2	Comparación entre las varianzas de los conjuntos de datos .....	50
3.2.3	ANOVA multifactorial .....	51
CONCLUSIONES .....		56
RECOMENDACIONES .....		57
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		58
ANEXOS.....		63

# INTRODUCCIÓN

El petróleo contiene una serie de impurezas que es necesario eliminar hasta los límites establecidos antes de su comercialización, destacándose entre ellas, el agua y las sales, las cuales provocan serios problemas de corrosión, deposiciones indeseables y otros efectos que inciden negativamente en la eficiencia de las instalaciones. El proceso de tratamiento del petróleo se realiza en la planta de procesamiento de crudo (PPC) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), la cual está ubicada en la subregión Matanzas - Cárdenas -Varadero, en el municipio Cárdenas, provincia Matanzas.

La EPEP-Centro es la encargada de operar los yacimientos de petróleo de la zona central del país, los cuales están compuesto por los yacimientos de: Cantel, Guásimas, Camarioca, Majaguillar y Varadero. El yacimiento Varadero es el más productivo de todos, con más del 98% de la producción total de petróleo y el 100% de la producción de gas natural de la empresa; se caracteriza por un crudo pesado, altamente viscoso y con una gravedad entre 8°-11° API.

El crudo proveniente de los pozos en producción es recolectado y separado (gas- fluido) en los centros colectores, donde ocurre la primera separación de fase, esta separación garantiza la eliminación de la corriente de fluido de más del 95% del gas acompañante de petróleo. De los centros colectores el fluido es bombeado hacia las estaciones de rebombeo y de éstas hacia la PPC. En la PPC se elimina el contenido de impurezas (agua y sedimentos) y ocurre la separación final del gas acompañante del petróleo, de forma tal que se alcancen los índices de calidad requeridos, para posteriormente bombearlo por el oleoducto magistral hacia la empresa comercializadora de combustibles de Matanzas.

Para garantizar los parámetros de calidad del petróleo crudo de venta, se aplica el método de tratamiento termoquímico. Este método se basa en la adición de sustancias químicas desemulsionantes, las cuales se añaden en las estaciones de rebombeo, tanto del ramal este, como del ramal oeste del yacimiento, a la salida de las estaciones hacia la PPC. Estas sustancias tienen la propiedad de debilitar la acción de las sustancias emulsificadoras naturales de las emulsiones agua-petróleo, favoreciendo la separación de las fases. Además en el ramal oeste del yacimiento, se efectúa la adición de sustancias reductoras de viscosidad (nafta), para

disminuir la viscosidad del crudo y favorecer su trasiego por el oleoducto e incidir positivamente en el proceso de tratamiento termoquímico de deshidratación.

El proceso de tratamiento de petróleo comienza, en la PPC, por los intercambiadores de calor en espiral, con el propósito de elevar la temperatura a la entrada del proceso de 30 °C a 85 °C. Posteriormente continúa con los separadores de gas, donde ocurre la segunda etapa de separación de gas (SES) y le brinda mayor estabilidad al fluido en el tratamiento.

Hasta febrero del 2014 el proceso de tratamiento proseguía con los tanques de lavado (tanque # 14, # 15 y # 16) y columnas desgasificadoras externas. Todos los vapores que se obtenían como consecuencia de la separación final del gas, eran venteados a la atmósfera por la parte superior de los tanques de lavado de forma incontrolada y sin una quema que posibilitara la disminución de la contaminación ambiental.

Esta estructura de tratamiento incidía en varios factores que son los que garantizan la efectividad del tratamiento final del petróleo, así cómo, la calidad de venta. Entre ellos se destacan el incremento del tiempo de recorrido del fluido en el esquema tecnológico de la PPC, aumentando el tiempo que demora el petróleo hasta llegar al tanque de sedimentación. Además, la pérdida de sustancia demulsificadora en los colchones de agua de los tanques y baja posibilidad de lavado del petróleo por concentración de sales en el agua de los colchones. Igualmente traía consigo la contracción de la temperatura, al ser enfriado el fluido al incorporarse al seno de los colchones de agua, en caso de baja disponibilidad de vapor.

Con el propósito de lograr mejoras en el tratamiento del crudo, que resultaran factibles técnica y económicamente y con el menor grado de impacto ambiental, se llevó a cabo en la PPC en el mes de febrero del año 2014, la puesta en marcha de una tercera etapa de separación de gas (TES). La misma consistió en la incorporación del tanque # 6 diseñado con una columna desgasificadora central, con separador de gas en la parte superior, que garantiza la separación de los vapores remanentes en el petróleo, a presiones cercanas a la atmosférica (200 – 700 mmH<sub>2</sub>O). Este gas es recolectado y enviado al *flare*, para su quema controlada, disminuyendo el impacto ambiental.

Esta nueva estructura de preacondicionamiento de petróleo, está dada por los graves problemas existentes en el proceso de tratamiento con tanques de lavado y columnas desgasificadoras externas. Los tanques de tratamiento dinámico a presión atmosférica (tanques

de lavado) que estaban en uso en la PPC, se encuentran en fase de reparación capital muy afectados por la corrosión.

Los tanques de tratamiento estático (tanques # 7 y # 8), son la culminación del proceso de tratamiento para lograr un contenido de sólidos y sedimentos (BSW, *basic sediments and water*) menor o igual que 2,0%, que se establece como el valor requerido para la venta. En esta investigación se considera como ciclos tecnológicos al período de tiempo desde que se comienza a llenar el tanque de tratamiento estático, hasta que el petróleo alcanza calidad de venta.

En los ciclos de tratamiento interactúan un grupo de variables claves como son: la temperatura, el tiempo de llenado, el tiempo de calentamiento, el nivel de colchón (agua drenada) en el tanque, la viscosidad, la densidad, el grado y estabilidad de la emulsión en la mezcla, la dosificación y calidad adecuadas tanto de solventes, como de desemulsionantes, incidiendo todas en la variable tiempo de ciclo, que representa el tiempo que demora el ciclo tecnológico desde que se cierra vapor al tanque hasta que alcanza calidad.

Por lo tanto, es imprescindible analizar la incidencia que tiene la introducción de los cambios en la estructura del proceso de la PPC, en los ciclos de tratamiento.

Los métodos estadísticos son herramientas que permiten mejorar los procesos de producción a través de la reducción de sus defectos, y tienen como finalidad proporcionarle a la empresa un medio eficaz, para desarrollar nuevas tecnologías y controlar la calidad en los procesos de manufactura.

## **Problema**

¿Cómo incide la incorporación de la tercera etapa de separación de gas, en la batería central de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, en los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo?

## **Hipótesis**

Si se analizan los ciclos tecnológicos se podrá determinar la incidencia de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas, en la batería central de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.

## **Objetivo general**

Analizar la incidencia de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas, en los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo de la batería central.

## **Objetivos específicos**

- Describir el esquema tecnológico de tratamiento del petróleo crudo de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.
- Procesar estadísticamente los ciclos tecnológicos antes y después de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas.
- Analizar la incidencia en los ciclos tecnológicos de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas, de la batería central.

Para dar cumplimiento a las tareas del proyecto de esta investigación, se desarrollaron tres capítulos. En el primero se realiza una búsqueda bibliográfica relacionada con el tema, permitiendo llegar a conclusiones importantes que dieron paso a la realización del capítulo 2, donde se detalla el esquema de proceso de tratamiento de petróleo de la PPC, el proceso de ciclo tecnológico de los tanques de tratamiento estático y los métodos estadísticos utilizados para el procesamiento de los datos. Por último, en el capítulo 3, se analizan los resultados, y se corrobora la efectividad de la introducción de la tercera etapa de separación y por ende la hipótesis planteada.

# **CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO**

El gas y el petróleo representan más de la mitad del consumo de energía primaria de la humanidad. Uno de los factores que hace que el petróleo sea tan valioso es su extrema versatilidad, como fuente de energía y como materia prima. Más que uno de tantos productos básicos, podría decirse que el petróleo es el principal producto básico mundial de nuestra era. Por ello, mantener la seguridad y la fiabilidad de este suministro es un objetivo fundamental. Esto plantea un reto tecnológico: posibilitar la exploración, la extracción, el procesamiento y el transporte de petróleo y gas de manera segura, limpia, eficiente y asequible (Terwiesch, 2011).

## **1.1. Tratamiento del petróleo**

El petróleo es producido desde el yacimiento conjuntamente con otras fases, como consecuencia de la diferencia de energía entre la energía disponible en el yacimiento y el nivel de energía requerida en la superficie. Al conjunto de fases producidas se le denomina corrientes de producción y está formado por el petróleo, el agua, el gas y los sólidos (por ejemplo la arena, los asfaltenos, entre otros.). El petróleo producido debe ser sometido a procesos de tratamiento, con el fin de obtener la calidad necesaria para su venta y transportación (González, 2005; Gud, et al., 2007; Kokal, 2008).

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado (Marfisi y Salager, 2004; Rizo, 2007; Kokal, 2008).

Según Manning y Thompson (1995) las principales razones para la deshidratación y desalación del petróleo crudo a nivel mundial son:

1. Los compradores de petróleo crudo especifican un contenido máximo permisible de agua y sedimentos (BSW). Típicamente, los límites varían de 0,1 a 3 %, por ejemplo 0,1% en climas fríos, 0,5 % en las costas del Golfo y Texas y 3 % para crudos de baja gravedad en California.

2. El petróleo crudo es comprado y vendido en base a su gravedad API y petróleos de altos grados API implican altos precios. El agua disminuye la gravedad API y reduce por tanto los precios de venta del petróleo.
3. La viscosidad del petróleo crudo se incrementa tanto como el contenido de agua se incrementa.
4. Las sales minerales presentes en las aguas producidas corroen el equipamiento de producción, tuberías y tanques de almacenamiento.
5. La refinación del petróleo con alto contenido de agua puede causar corrosiones e incrustaciones severas en los equipos de refinación.

La separación del fluido producido en gas natural, petróleo crudo y agua es invariablemente el primer paso en el procesamiento del petróleo (Bradley, 1992; Kokal, 2008).

## **1.2. Naturaleza de las emulsiones**

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles mutuamente, o sea, dos líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro, y su estabilizador es un agente emulsificante. Las gotas dispersas son conocidas como la fase interna, el líquido que rodea a estas gotas es la fase continua o externa. El agente emulsificante, generalmente se presenta en forma de una membrana envolvente y su función es separar la fase interna de la fase continua en la mezcla (Fernández y Orángel, 2002).

Según Manning y Thompson (1995) las emulsiones de petróleo y agua pueden ocurrir de cuatro formas diferentes:

- Agua en petróleo (w/o): consiste en que en la fase continua (petróleo) existen gotas de agua (fase dispersa) inmersas en ella. Este tipo de emulsión comprende el mayor porcentaje de las emulsiones presentes en la industria petrolera. Por esta razón también se le conoce como emulsión “natural”.
- Petróleo en agua (o/w): este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua. También se le conoce como emulsión “inversa” o “reversa” por estar constituida de manera opuesta a la emulsión “natural”.
- Petróleo en agua en petróleo: este tipo de emulsión raramente es encontrada en la producción de petróleo. En las áreas donde se encuentra, el petróleo es de alta



viscosidad y gravedad específica ó el agua es relativamente blanda y fresca. La forma de este tipo de emulsión es hasta cierto punto muy compleja. Las gotas de petróleo están dispersas en gotas más grandes de agua las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de petróleo.

- Agua en petróleo en agua: este tipo de emulsión no ha sido encontrada en la producción de petróleo, aunque experimentalmente puede prepararse. En estructura es exactamente el reverso del tipo petróleo-agua-petróleo. Las gotas de agua están dispersas en gotas más grandes de petróleo las cuales a su vez están dispersas en una fase continua de agua. Este tipo de emulsión se trata de la misma manera que la emulsión agua en petróleo, pero los residuos de agua que se asientan pueden contener la mayor parte del contenido original del petróleo en gotas, por lo tanto es necesario un tratamiento posterior como si fuera una emulsión de petróleo en agua (Marfisi y Salager, 2004; Kokal, 2005).

### 1.3. La emulsión de agua en petróleo

En el contexto de deshidratación de petróleo las emulsiones normalmente están referidas al agua y sólidos contenidos en el petróleo y fuertemente unidos en la forma de una emulsión estable. De acuerdo a la definición general, en toda la bibliografía consultada, una emulsión es una suspensión *cuasi*-estable de finas gotas de un líquido disperso en otro líquido como se muestra en la figura 1.1. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase interna o dispersa (agua), mientras que el líquido que rodea es la fase externa o continua (petróleo) (Becker, 1997; Sjöblom, 2003; Agrell y Faucher, 2007; Kokal, 2008; Morín, 2008; Curiel, 2013; Marfisi y Salager, 2013; Velasco, 2013).

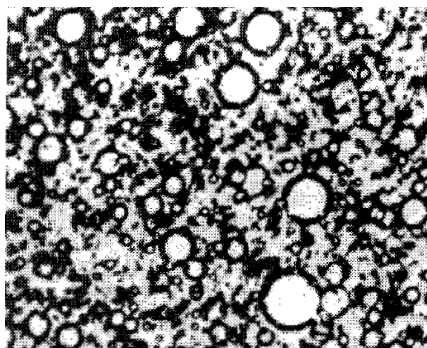


Figura 1.1 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo (Manning y Thompson, 1995).

Existen tres requisitos esenciales para la formación de una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua (Becker, 1997; Corporation, 1998; de la Cruz, 2003; Carlos y Mafla, 2004; Kokal, 2005; Marrero, 2008; TransMeridian, 2013).

En la producción de petróleo los dos líquidos mutuamente inmiscibles son el petróleo y el agua, la emulsión es causada por la agitación de los fluidos que se produce en el recorrido que deben hacer a lo largo de las facilidades desde el fondo de pozo hasta llegar al primer equipo de separación. Esta agitación rompe el líquido disperso (agua producida) en pequeñas gotas. Dos líquidos puros, inmiscibles no pueden formar una emulsión estable debido a que la tendencia natural es la ocurrencia de la coalescencia. El agente emulsionante debe estar presente para la estabilización de la emulsión. El mismo lo constituye la materia orgánica e inorgánica que tiene la tendencia a ser absorbida en la interfase entre el petróleo y el agua (Noik, et al., 2002; Velasco, 2013).

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- 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. Los surfactantes estabilizan la emulsión migrando a la interfase petróleo-agua y formando una película interfacial alrededor de las gotas (Fingas, 2014).
- Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas, 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. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el petróleo 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 (Manning y Thompson, 1995).

- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes (Bradley, 1992; Kokal, 2005; Rizo, 2007; Marfisi y Salager, 2013).

### **1.3.1. Estabilidad de las emulsiones**

Para separar el agua emulsionada que se encuentra en forma dispersa en la fase petróleo se debe afectar a la estabilidad de la emulsión y facilitar así la sedimentación o *creaming*, floculación y coalescencia de las gotas de agua. Las fuerzas de gravedad y de flotación resultantes de cualquier diferencia de densidad entre la fase dispersa y la continua causa que las gotas caigan o se eleven. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el petróleo crudo, mientras que *creaming* describe el proceso de elevación de las gotas de petróleo en agua producida. La agrupación de una o más gotas es llamada agregación, las gotas mantienen su identidad individual y se tocan solo en puntos discretos y no existe cambio en el área interfacial. En contraste, la coalescencia ocurre cuando las gotas pierden su identidad y se funden en una gran gota reduciendo el área interfacial total (Schramm, 1992; Kokal, 2005).

En diversas publicaciones consultadas existe un consenso en que la estabilidad de una emulsión depende de muchos factores, entre los que se mencionan:

- Película interfacial: las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto ellas colisionan frecuentemente. Una película interfacial lo suficientemente fuerte para prevenir la coalescencia de las gotas es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión (Manning y Thompson, 1995).
- Viscosidad de la fase continua: una viscosidad alta en la fase continua 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. Para petróleos de grados API  $\geq 30$ , la viscosidad es muy baja y se considera que el

comportamiento de la viscosidad no es crítico para la separación. Para grados API entre 11 y 30, la viscosidad es más importante, hasta el punto en que para algunos petróleos es prácticamente imposible tratarlos sin el uso de diluentes para reducir la viscosidad. El uso de diluentes es usual en petróleos con un grado API por debajo de 14 (Marquez-Silva, et al., 1997).

- Tamaño de la gota: gotas muy pequeñas generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable (Marfisi y Salager, 2004).
- Relación de volumen de fases: incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o el 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 (Kokal, 2005).
- 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 interfacial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión (Velasco, 2013).
- pH: la adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-petróleo. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión interfacial (Rizo, 2007).
- Envejecimiento de la interfase: a medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa. 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. Las emulsiones estabilizadas con el tiempo pueden requerir mayor cantidad de químicos, e incluso uno diferente al de la emulsión fresca (Marfisi y Salager, 2013).
- Salinidad del agua de producción: 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. La salinidad del agua es una medida de los

sólidos totales disueltos contenidos en este fluido. Mientras más sales se encuentren presentes en el fluido, entonces mayor será la densidad del agua de producción, aumentando así la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua; lo cual, mejora la separación entre los fluidos. Sin embargo; este aporte de la salinidad del agua en la separación, se traduce en otro tipo de problemas, principalmente de transporte y operativos, como la corrosión, taponamiento e incrustaciones (Velasco, 2013).

- 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. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales (Sánchez, 2010).
- Diferencia de densidad: la fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia de 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. La diferencia en gravedad específica entre el crudo y el agua tiene su influencia en la estabilidad de la emulsión, mientras mayor sea la diferencia más rápidamente se establece el agua. Por ejemplo en una emulsión agua en crudo, crudo pesado (uno con alta gravedad específica y bajo API) tiende a mantener las gotas de agua en suspensión por más tiempo que un crudo con baja gravedad específica y alto API (Kokal, 2005; Sánchez, 2010; Marfisi y Salager, 2013; Velasco, 2013).

Según Bradley (1992) el petróleo crudo con baja gravedad API (alta densidad) formará un porcentaje de volumen de emulsión mayor y más estable que los petróleos con alta gravedad (baja densidad). Los petróleos con base asfáltenos tienen una mayor tendencia a las emulsiones que los petróleos de base parafínicas. Petróleos de alta viscosidad usualmente formarán emulsiones más estables que los de baja viscosidad. Emulsiones de alta viscosidad usualmente son muy estables y difíciles de tratar debido a que impide el movimiento de las gotas de agua y retarda la coalescencia. Además, alta viscosidad/alta densidad contiene más emulsionadores que los petróleos ligeros.

## 1.4. Ley de Stokes

La sedimentación gravitatoria de partículas sólidas o líquidas presentes en una emulsión, está regida por la Ley de Stokes, que permite calcular la velocidad de sedimentación (Daily y Harleman, 1975; Rizo, 2007; Marrero, 2008; Morín, 2008):

$$V = \frac{gd^2(\rho_d - \rho_f)}{18\mu_f} \quad (1.1)$$

Donde:

$V$  = velocidad de asentamiento, m/s.

$g$  = aceleración debido a la gravedad,  $m/s^2$ .

$d$  = diámetro de la partícula, m.

$\rho_d$  = densidad de las partículas dispersas,  $kg/m^3$ .

$\rho_f$  = densidad del fluido,  $kg/m^3$ .

$\mu_f$  = viscosidad absoluta del fluido, Pa·s.

La Ley de Stokes es válida solamente para definir la velocidad con que sedimenta una sola gota o partícula, moviéndose lentamente por efecto de la gravedad, sin interactuar con otras gotas. Los números de Reynolds en estos casos son menores que 1 (Agrell y Faucher, 2007).

Esta ley también puede ser usada para determinar los efectos de las propiedades del fluido producido en la estabilidad de la emulsión. Primero, la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada reduciendo el diámetro de gota (Warren, 2002).

La Ley de Stokes debe ser modificada para tener en cuenta los casos reales. Una gota de fluido no es ni esférica ni rígida, y puede además presentar un movimiento convectivo interno y un gradiente de tensión en su superficie. Ambos fenómenos tienden a reducir la velocidad terminal de sedimentación. Además, las gotas de una emulsión sedimentan a diferentes velocidades. Por lo tanto, ésta ley suministra solamente una idea semicuantitativa de la

velocidad de sedimentación, pero permite determinar las variables involucradas y hallar las condiciones extremas (Rizo, 2007; Morín, 2008).

No obstante Bradley (1992) plantea algunas conclusiones a partir de la ecuación de la ley de Stokes:

Mientras más grande sea el tamaño de la gota de agua, mayor será su velocidad de asentamiento, a mayor tamaño de gota le tomará menos tiempo a la gota asentarse. Mientras mayor sea la diferencia de densidad entre el agua y el petróleo, mayor será la velocidad de asentamiento. Mientras mayor sea la temperatura, menor viscosidad y por tanto mayor velocidad en el asentamiento de las gotas (asumiendo que no existan grandes pérdidas de gravedad del petróleo por calentamiento).

## **1.5. Métodos de tratamientos existentes para la deshidratación del petróleo**

El tratamiento del petróleo crudo para su almacenaje, transportación y venta envuelve tres procesos objetivos (Manning y Thompson, 1995):

- Estabilización del petróleo crudo, con la eliminación del gas natural disuelto para la manipulación, transportación y almacenamiento del petróleo de forma segura.
- Separación del petróleo crudo del agua libre y emulsionada, las sales y sólidos.
- Eliminación de las impurezas del petróleo crudo teniendo en cuenta las especificaciones ambientales, de seguridad y salud para su tratamiento.

La selección, diseño y operación de las instalaciones para separar del petróleo el agua, los sedimentos y el gas disuelto y de la eliminación de impurezas depende principalmente de las propiedades del petróleo a tratar y de la factibilidad económica de las mismas (Noik et al., 2002).

Teóricamente todas las emulsiones se separan en agua y crudo si se les permite asentarse por un período ilimitado de tiempo. Gran parte del agua producida se separa sin la asistencia del calor, químicos u otros dispositivos. No obstante una fuerte película, con apariencia de envoltura plástica cuando se ve en el microscopio, rodea las pequeñas gotas de agua en las

emulsiones agua en crudo. Esta película resiste su ruptura y solo hasta su disolución las gotas de agua no se unen (coalescen) al menos no en un tiempo razonable (Sellman, et al., 2013).

Mientras mayor sea la viscosidad de la emulsión más lento es el tiempo de disolución del agua en ella. Todas las prácticas de tratamiento van dirigidas a incrementar la diferencia de gravedad específica entre el agua y el crudo disminuyendo la viscosidad del crudo. Por ello el calor, la electricidad, los dispositivos mecánicos y la combinación de varios de ellos se requiere normalmente para romper la película alrededor de las gotas y permitir la coalescencia, resultando en una deshidratación mejorada (Corporation, 2003b).

Debe también enfatizarse que las emulsiones de dos yacimientos nunca son iguales. Los procedimientos para tratar la emulsión producida de un yacimiento casi nunca funcionan bien en la emulsión producida en otro. De hecho las emulsiones producidas por pozos individuales dentro del mismo yacimiento a veces difieren unas de otras. Además, las características de la emulsión producida por un pozo probablemente cambien en un tiempo largo de la vida útil del pozo. Esto frecuentemente significa que algunos cambios en la forma de tratamiento serán necesarios para que este siga siendo efectivo. Rara vez es posible establecer un programa específico en el inicio y esperar que sea adecuado a lo largo de la vida útil del campo. Por ello la emulsión debe ser comprobada con frecuencia e implementar cambios a medida que sean necesarios (Corporation, 2003a).

Según los autores Hanly y Petchonka (1993), Ayllón (2000), Marfisi, et al. (2009) y Chávez y Yáñez (2010) los principales métodos para el tratamiento de emulsiones son:

1. Tratamiento químico.
2. Tratamiento gravitacional.
3. Tratamiento térmico.
4. Tratamiento eléctrico.

El tratamiento electrostático no se incluye en el análisis de las tecnologías de tratamiento, debido a que el mismo solo es aplicable en petróleos que presenten menos de 5 % de agua y



sedimentos, éste método es utilizado como la primera etapa de los procesos de refinación (Bradley, 1992; Rizo, 2007; Morín, 2008; Manuel, et al., 2013).

### **1.5.1. Tratamiento químico**

Los emulsionantes proveen estabilidad a la emulsión; por lo cual, el primer método por inyección de químicos intenta provocar un efecto neutralizante sobre los emulsionantes y desestabilizar a la emulsión para facilitar la separación. El propósito del tratamiento con químicos es inducir la coalescencia de las gotas de agua por la acción del químico en la interfase de la emulsión, actuando sobre los agentes emulsionantes (Marfisi et al., 2009).

Los desemulsionantes tienen tres acciones principales (Marfisi y Salager, 2013):

- Fuerte atracción hacia la interfase petróleo – agua: deben desplazar y/o neutralizar a los emulsionadores naturales presentes en la película de la interfase.
- Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas de agua, permitiendo el contacto de las mismas.
- Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsionantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas: primero, los desemulsionantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales; segundo, son usados como agentes emulsionadores que tienden a producir emulsiones inversas (o/w) en la emulsión w/o (Morín, 2008).

Una teoría tradicional, según Manning y Thompson (1995), acerca de cómo trabajan los desemulsionantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsionadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones o/w. Otra explicación es que los desemulsionantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

El exceso de dosificación de desemulsionante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el petróleo contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (w/o) y puede producir emulsiones inversas (o/w) (Fernández y Orángel, 2002).

Los desemulsionantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión. La inyección de desemulsionante, en la succión de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba (Velasco, 2013).

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas y desventajas (Manning y Thompson, 1995):

- La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsionantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- No siempre es económico romper las emulsiones solamente con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos.

La selección del desemulsionante debe ser hecha con todas las funciones del sistema de tratamiento en mente. Si el proceso es un tanque de asentamiento un desemulsionante de acción relativamente lenta puede ser aplicado con buenos resultados. Cuando las condiciones del campo cambian o el proceso de tratamiento es modificado los requerimientos químicos pueden cambiar. Por lo tanto no importa cuán satisfactorio es un desemulsionante, no se puede asumir que lo será por siempre durante la vida activa del campo (Corporation, 2003b).

El tipo y composición de la emulsión a tratar tienen gran influencia en la actuación del desemulsionante, el cual puede ser efectivo para un tipo de petróleo con determinada gravedad y para otro totalmente lo contrario (Bradley, 1992).

La selección del desemulsionante óptimo se comienza usualmente con la prueba de botella. Esta prueba consiste en probar varios desemulsionantes para identificar el compuesto que produce la separación más rápida y completa con la mínima concentración. La prueba de botella también provee un estimado de la cantidad de químico requerido y del tiempo de sedimentación requerido. La prueba de botella debe ser realizada sobre una muestra representativa de la emulsión tan pronto como la muestra haya sido obtenida, debido al posible deterioro por efecto del envejecimiento. Estas pruebas deben ser realizadas a condiciones tan cercanas como sea posible a las condiciones de tratamiento. Una vez obtenido los compuestos candidatos, se deben hacer pruebas dinámicas de estos químicos en los equipos para seleccionar finalmente el desemulsionante a ser usado (Corporation, 2003b).

### **1.5.2. Tratamiento gravitacional**

El tratamiento gravitacional es el más antiguo, simple y ampliamente utilizado de los métodos de tratamiento de emulsiones de agua en petróleo. El diferencial de gravedad entre el agua y el crudo, en la mayoría de los casos el agua pesa más que el crudo, provoca que el agua se asiente en el fondo del tanque que los contiene a ambos. Este principio científico es la base para todos los procedimientos de tratamiento (Marfisi y Salager, 2004).

El tratamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “*gun barrels*” o eliminadores de agua libre (EAL). Estos recipientes proveen el tiempo requerido de residencia.

Los EAL son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, agua que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. Los EAL, no son muy utilizados, ya que ellos sólo remueven el agua libre (Rizo, 2007; Morín, 2008).

Los tanques sedimentadores, tanques de lavado, “*gun barrels*” son grandes recipientes, usualmente operados con un colchón de agua producida cubierto por petróleo. La emulsión alimentada con desemulsionantes y algunas veces calentada, debe entrar primeramente a una cámara de separación de gas, si existe mucho gas para separar es usualmente preferible usar dos o tres fases separadoras antes del tanque. Posterior a la desgasificación la emulsión es introducida por debajo de la interfase agua petróleo usando un distribuidor de flujo (aspersor). Esta acción de lavado provee una agitación suave y causa contacto entre las gotas de agua entrante y el volumen de agua retenido, como resultado las gotas de agua coalescen y se eliminan del flujo del petróleo (Bradley, 1992).

Es de extrema importancia la desgasificación de la emulsión antes de la entrada al tanque, esto reduce la liberación de gas en los tanques de la batería de producción aguas abajo (Manning y Thompson, 1995).

En general estos tanques están compuestos de 5 partes principales, cada una con su propósito específico (Corporation, 2003b):

1. La línea de entrada es la tubería que conduce la emulsión (crudo y agua) del separador de gas a la cámara de separación de gas.
2. El tubo conductor es el tubo largo a través del cual la emulsión pasa antes de entrar al fondo del tanque o tambor. El tubo conductor puede estar montado dentro o fuera del tanque y tiene tres funciones principales:
  - a. El gas se separa de la emulsión dentro de la cámara y de ese modo se reduce la turbulencia dentro del cuerpo del tambor.
  - b. Sirve como tanque de surgencia para prevenir la inyección de emulsiones espesas en el tambor.
  - c. Esparce la emulsión más equitativamente por la limpieza de agua por medio de un aspersor o mandil anexo al fondo del tubo.
3. El cuerpo o tanque contiene el agua de limpieza (o capa de agua), la emulsión y las capas de crudo limpio dando tiempo para que el agua y el crudo se separen.
4. La salida de agua sirve para dos propósitos:
  - a. Brinda una salida para el agua que ha sido separada de la emulsión.

- b. Se emplea para regular la cantidad de agua retenida en el tambor.
5. La salida de crudo conduce el crudo limpio del tambor al tanque de almacenamiento.

La mayoría de los tanques tienen otras partes, tales como los ecualizadores de gas en tanque y los tubos conductores, líneas de gas, línea de sangrado y los visores.

Los principios sobre los cuales el tanque opera son mejor vistos siguiendo el camino de la emulsión y describiendo lo que sucede en cada paso (Figura 1.2).

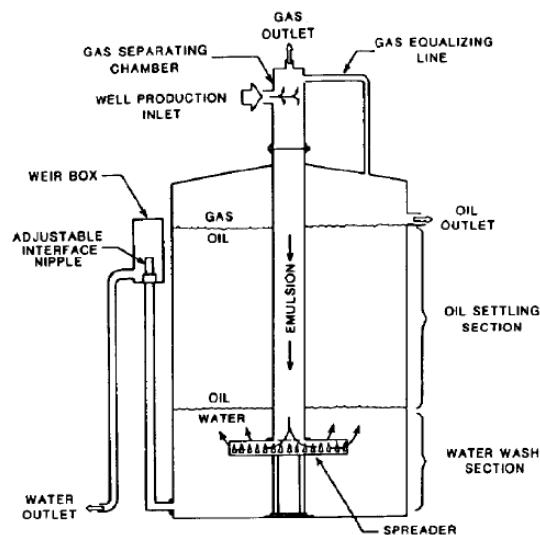


Figura 1.2 Tanque de lavado (Bradley, 1992).

Se asume que el asentamiento es empleado como el único medio de separación de agua del crudo y que no se adicionan calor ni productos químicos, aunque a menudo químicos son inyectados y un calentador es instalado en el sistema antes de que la emulsión alcance el tambor. Mientras la emulsión entra al tubo conductor desde la entrada parte del gas sale de la solución con la caída de presión. Este gas es arrastrado por la salida al respiradero o al sistema de recolección de gas. Solo el líquido fluye por el conductor y entra al tambor cerca del fondo (Bradley, 1992).

El aspersor es colocado en el fondo del tubo conductor para esparcir la emulsión de forma tal que se distribuya en el agua de lavado. Sin el aspersor la emulsión se abriría camino a través de canales en el agua libre del tambor en una gran columna. El aspersor se coloca usualmente

a dos pies del fondo del recipiente. Esta profundidad sumerge al aspersor lo más posible en el agua, pero por encima del sedimento que se acumula en el fondo del tanque. El diámetro del aspersor depende del tamaño del fondo del tanque, usualmente el 40 a 70 % del diámetro del tanque, aunque algunos son menores (TransMeridian, 2013).

Parte de la ruptura de la emulsión ocurre mientras esta entra en contacto con la superficie del aspersor y fluye del centro al exterior. Los aspersores son diseñados para que la emulsión emerja de ellos en pequeñas corrientes. A medida que las columnas de emulsión se elevan por el agua libre ocurre alguna ruptura de emulsión por el contacto con el agua libre. Muchas de las gotas son lavadas fuera del crudo permitiendo que el crudo limpio continúe elevándose (Corporation, 2003a).

Por encima del agua libre en el tambor hay dos capas de líquido sin una clara definición, la superior conteniendo crudo limpio y la siguiente conteniendo emulsión. A medida que la emulsión asciende rápidamente por el agua libre debido a la diferencia de gravedad específica (el crudo más liviano que el agua) entra en la capa de emulsión presente por encima de la capa de agua libre. En la capa de emulsión la velocidad de desplazamiento es menor, y el agua y los sólidos remanentes se asientan. El crudo, más liviano que la emulsión se eleva al tope y sale por la salida al tanque de almacenamiento (Bradley, 1992).

En resumen la acción que ocurre en el tambor para separar el crudo del agua se divide en dos partes principales:

1. Lavado: el lavado se realiza en la capa de agua libre
2. Asentamiento: ocurre en la capa de emulsión

Dado que no todas las emulsiones son iguales no se puede establecer un patrón sobre la cantidad de agua libre en el tambor. Por ejemplo, la limpieza tiene poco o ningún efecto sobre ciertas emulsiones, por lo tanto, en tales casos solo una pequeña cantidad de agua libre en el tanque es necesaria. Por otra parte algunas emulsiones se rompen completamente con el lavado, por lo tanto es ventajoso tener grandes cantidades de agua libre en el tambor (Corporation, 2003a).

### 1.5.3. Tratamiento térmico

El calor por sí solo no rompe la emulsión excepto en raras circunstancias. Usualmente la aplicación de calor es un proceso auxiliar para reducir la viscosidad de la emulsión y permitir la caída de las gotas de agua por el crudo más rápido (Corporation, 2003b).

Los tratadores - calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores - tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos (Morín, 2008).

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas (CEINPET, 2001; Mottran, 2001; Ramírez, 2013):

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 12.2 °C (equivalente 10 °F) baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento *browniano* y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionantes que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Incrementa los costos de combustible.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de compuestos ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API (Manning y Thompson, 1995).

Se puede comprobar con lo planteado en este epígrafe que la selección del método es compleja debido a la cantidad de variables involucradas; sin embargo, es común encontrar que el mejor método es en realidad una combinación de los dos o tres métodos mencionados. En la práctica, la selección se realiza en base a la experiencia del diseñador, recomendaciones de bibliografía técnica existente, investigaciones específicas, entre otros (Velasco, 2013).

## **1.6. Separación gas petróleo**

El término “separador gas - petróleo” se designa a un recipiente presurizado usado para separar el flujo de fluido proveniente de los pozos de petróleo, es decir, la separación de los componentes líquido y gaseoso.

Según Bradley (1992) las características físicas y químicas del petróleo y sus condiciones de presión y temperatura determinan la cantidad de gas que contendrá disuelto. La velocidad de separación y cantidad de gas que se obtiene en un separador de petróleo, depende:

1. Características químicas y físicas del crudo.
2. Presión de operación.
3. Temperatura de operación.
4. Régimen de trabajo (refiriéndose al tiempo de retención o asentamiento del petróleo)
5. Tamaño y configuración del separador

En dependencia de la condición inicial de presión de separación, es recomendable la utilización de una separación de fase por etapas, la cual consiste en una serie de separadores que operan en cascada, con una reducción de presión secuencial. El propósito de la separación por etapas es obtener la máxima recuperación de hidrocarburo líquido del fluido del pozo y proveer la máxima estabilización de ambos, disminuyendo sensiblemente los arrastres de fracciones de líquido a las redes de gas.

Dos procesos liberan gas del hidrocarburo líquido bajo presión, los cuales son: la separación *flash* y la separación diferencial. La separación *flash* se produce cuando la presión es reducida en el sistema, por debajo del punto de burbuja, y el líquido y el gas permanecen en contacto,



por ejemplo, cuando el fluido es extraído del pozo pasa a través del *tubing*, *chokes*, y líneas de superficie, la reducción de presión ocurre con el gas en contacto con el petróleo.

La separación diferencial se produce cuando el gas liberado por la reducción de presión es eliminado del contacto con el líquido, por ejemplo, cuando el fluido pasa a través de un separador, donde la presión es reducida y además el petróleo y el gas son separados y descargados separadamente.

Una separación ideal de gas petróleo reduce la presión del fluido de la cabeza del pozo a la entrada del recipiente separador hasta, o cerca, la presión atmosférica a la descarga del separador. El gas es removido del separador continuamente tan pronto como es separado del líquido. La separación ideal puede ser obtenida utilizando la separación multietapa. El número de etapas no tiene que ser grande para obtener un beneficio apreciable, la economía usualmente es la que limita el número de etapas, un mayor número de estas provee una mayor estabilización del petróleo y gas (Velasco, 2013).

## **CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO**

1. Las sustancias desemulsionantes dosificadas al petróleo crudo, aceleran el proceso de la deshidratación, lo que determina la calidad final de la emulsión residual del tratamiento.
2. La influencia de los parámetros: temperatura de tratamiento, viscosidad, densidad y el tamaño de las gotas de agua emulsionadas, determinan el grado de desestabilización de las emulsiones.
3. El proceso de deshidratación del petróleo crudo se lleva a cabo en dos etapas: la desestabilización de las emulsiones y la separación mecánica de las fases agua petróleo, por medio del proceso de sedimentación gravitacional (Ley de Stokes).
4. Para analizar el sistema de tratamiento de crudo se deben tener en cuenta los parámetros que intervienen en la desestabilización de las emulsiones, las sustancias utilizadas en el tratamiento químico, así como el tratamiento térmico y gravitacional.

## **CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO**

El proceso de tratamiento al petróleo de la EPEP Centro tiene por objetivo la eliminación del agua, las sales y parte de los sedimentos que presenta el petróleo crudo, para esto se aplican técnicas de tratamiento adecuadas a las características extrapesadas y viscosas del petróleo cubano, hasta alcanzar el índice de calidad requerido para la venta, el cual está definido por la presencia de 2 % en volumen de agua y sedimentos (BSW) (Morín, 2008).

### **2.1 Descripción del proceso tecnológico de producción de petróleo de la EPEP Centro**

El proceso de tratamiento del petróleo comienza desde el mismo momento en que el fluido sale de la capa productora del yacimiento hasta los centros colectores, donde se realiza la primera etapa de separación de gases. En esta etapa se separa el petróleo del gas en separadores horizontales de 50, 100 y 200 m<sup>3</sup> de capacidad, en dependencia del potencial de producción del centro colector. El petróleo continúa por los oleoductos magistrales y el gas por el gasoducto magistral hacia la planta de procesamiento de gas, ENERGAS Varadero.

El petróleo (todavía con gas disuelto) se traslada a las estaciones de rebombeo, donde se le adicionan sustancias desemulsionantes y solventes reductores de viscosidad para favorecer la transportación y el tratamiento posterior del mismo. Existen dos estaciones de rebombeo, la estación de rebombeo oeste (ERO), que proporciona el 80% de la producción de la empresa y la estación de rebombeo este (ERE), que proporciona el restante 20%.

El crudo proveniente de las estaciones de rebombeo es mezclado a la entrada de la planta de procesamiento de crudo y llega como un fluido único a los intercambiadores de calor, con el objetivo de elevar su temperatura a la entrada del proceso de 30 a 85 °C (Rizo, 2007; Morín, 2008; Ramírez, 2013).

#### **2.1.1 Segunda etapa de separación (S.E.S)**

El objetivo de esta etapa es lograr una mayor separación del gas acompañante del crudo como consecuencia del aumento de la temperatura y la disminución de la presión del crudo desde los

centros colectores. El proceso de separación ocurre en cuatro separadores trifásicos horizontales ubicados a 17 m de altura a la salida de los intercambiadores de calor (Ramírez, 2013).

La mezcla de gas y líquido entra a los separadores por un extremo, donde parte del fluido de la mezcla es separado por gravedad, debido a la caída de velocidad y al cambio de dirección a la entrada del separador. El petróleo que se separa pasa por gravedad hacia los tanques dinámicos (tanques de lavado # 15 y # 16), aunque puede pasar directamente hacia el tanque # 14 (tanque que funciona como dinámico o estático en dependencia de la operación que se realice), ó cualquier otro tanque de la planta en dependencia de las necesidades (Torres, 2014).

### **2.1.2 Tanques de lavado**

El objetivo de esta etapa es la disminución del BSW, o por ciento de agua y sedimentos en el petróleo, con el cual llega el crudo a estos tanques. En estos tanques además el crudo se lava de sus sales y deja igualmente una parte del agua libre acompañante.

Antes de entrar el petróleo crudo a los tanques, el mismo se divide en dos corrientes aproximadamente iguales, esta división se garantiza manteniendo una simetría en toda la estructura hidráulica de entrada posibilitando que en cada tanque entre solamente la mitad del flujo de entrada a la batería central, aunque se puede operar con un solo tanque si por algún motivo hay que sacar uno de ellos de servicio. La entrada de petróleo a cada tanque se realiza por la columna desgasificadora, donde se elimina por efecto de separación mecánica de fase parte del gas que no ha sido separado en los separadores de la segunda etapa de separación, posibilitando una mejor operación de los tanques. El gas que se separa se introduce en los tanques por una tubería conectada de la columna desgasificadora a los techos de los mismos.

La entrada del petróleo al tanque se realiza a través de un difusor que distribuye el flujo de entrada en pequeños chorros de petróleo en un medio formado por agua. Este colchón de agua de los tanques de tratamiento dinámico, tiene la función de lavar el petróleo eliminando toda el agua libre que trae el crudo, además de las sales, sulfuros, material inorgánico, entre otros.

La salida de petróleo del tanque, una vez terminado su recorrido, rebosa por la salida superior a una altura de 10 m hacia el tanque buffer ó en caso necesario se puede rebosar por la salida intermedia que se encuentra a 5.50 m, de donde se bombea o puede rebosar por gravedad directamente hacia los tanques de tratamiento estático (tanques # 7 y # 8). (Anexo 1)

En febrero del 2014 se sustituyen los tanques de lavado por una tercera etapa de separación de gas (TES). La misma consistió en la incorporación del tanque # 6 diseñado con una columna desgasificadora central, con separador de gas en la parte superior.

### **2.1.3 Tercera etapa de separación de gas**

El tanque 6 tiene una capacidad de 2000 m<sup>3</sup>. Se encuentra habilitado con columna desgasificadora interior que incluye en su parte superior un separador de vapores remanentes, con el trasiego de los mismos hacia un separador de arrastre y posteriormente hacia el *flare* para su quema controlada. Todo esto posibilita disminuir sensiblemente el impacto al medio ambiente con compuestos altamente tóxicos, como es el caso del sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono, además permite trabajar el sistema de tratamiento con presiones muy bajas, cercanas a la atmosférica.

Como se observa en la figura 2.1 la entrada de fluido al tanque es a través de la columna desgasificadora central, mientras que la salida de fluido del tanque es a través de las bombas de trasiego interno de la PPC. Además, presenta un sistema de calentamiento a través de serpentines de vapor, facilitando la reposición de la temperatura que se pierde en el proceso de separación y las pérdidas en tuberías (Torres, 2014).

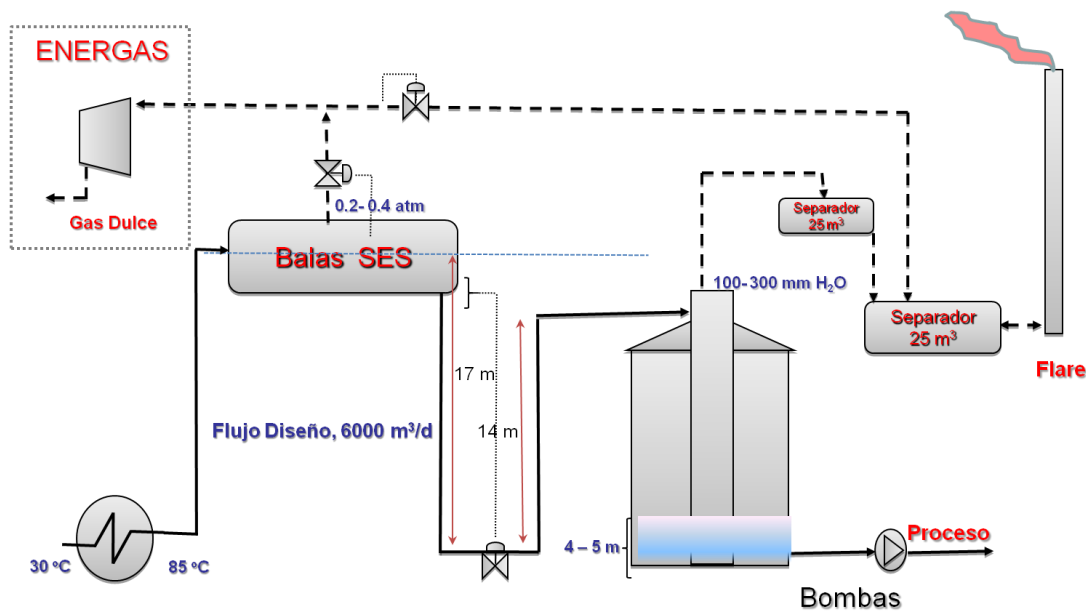


Figura 2.1 Traslado hacia tanque # 6 y bombeo hacia tanques de tratamiento (Torres, 2014)

Esta nueva estructura de pre acondicionamiento del petróleo, pues estabiliza el petróleo al desgasificarlo antes de la entrada a los tanques de tratamiento estático, sustituye el esquema de tratamiento convencional con tanques de lavado, el cual presenta una columna desgasificadora externa para la separación de los vapores que se obtienen como consecuencia de la separación final del gas, al estar expuesto a la presión atmosférica. Estos vapores son venteados a la atmósfera por la parte superior de los tanques, de forma incontrolada y sin una quema que posibilite la disminución de la contaminación ambiental.

Además, los sistemas de lavado en el tratamiento de petróleo, presentan colchones de agua con el objetivo de eliminar parte de las sales presentes en el petróleo y favorecer la separación del agua libre. Sin embargo, estos colchones de agua disminuyen sensiblemente la temperatura del fluido a tratamiento, lo que aumenta la demanda de vapor en el sistema, e incrementan los tiempos de residencia del fluido en el esquema tecnológico de la planta. Es importante enfatizar, que uno de los elementos estabilizadores de las emulsiones agua – petróleo, está dado por los tiempos de envejecimiento del petróleo, a partir de la alta relación de asfaltenos – ceras parafinas.

### **2.1.4 Tanques de tratamiento estático.**

El objetivo de esta etapa es la culminación del tratamiento del petróleo, para lograr los parámetros de agua y sedimento requeridos (menos del 2 % BSW) para la comercialización. El crudo es bombeado del tanque 6, a los tanques estáticos (tanques 7 y 8 de 10 000 m<sup>3</sup> de capacidad). Ambos tanques presentan iguales diseños y funcionan con los mismos parámetros de operación.

El proceso de tratamiento estático comienza cuando el nivel de petróleo sobrepasa el nivel de los serpentines, abriendo el vapor a los mismos de forma progresiva, éste se mantiene hasta alcanzar una temperatura de 85 °C como promedio. Cuando la temperatura del petróleo alcanza los 85 °C, aunque no se haya alcanzado el volumen máximo de llenado de crudo en los tanques, se cierra el vapor, lo que garantiza que este valor al término del llenado del tanque sea superior a los 80 °C.

El agua libre, conjuntamente con el agua liberada producto de la ruptura de la emulsión agua - petróleo, sufre un proceso de decantación durante el llenado de los tanques que se completa en el proceso de reposo. Al término del llenado se toma una muestra de petróleo y se le realizan análisis en el laboratorio para determinar BSW, gravedad (°API), y viscosidad. Posteriormente se mantiene la toma de muestras cada 4 horas con el objetivo de controlar la cinética de sedimentación hasta obtener el 2% de BSW requerido por calidad. Una vez obtenido este valor, se determina nuevamente BSW, API y viscosidad al final del tratamiento (Ramírez, 2013; Torres, 2014).

El petróleo en calidad de venta, es bombeado hacia la estación cabecera del oleoducto (ECO), la cual está compuesta por cuatro tanques de 5000 m<sup>3</sup> de capacidad, para el almacenamiento del petróleo y su posterior venta por el oleoducto magistral Varadero- Matanzas, hacia la empresa comercializadora de combustible (ECC) de Matanzas (Ramírez, 2013).

## **2.2 Principales parámetros de los ciclos tecnológicos**

Los parámetros o variables tecnológicas en los ciclos de tratamiento en los tanques estáticos dependen de diversos factores físicos y químicos que intervienen en el proceso de

sedimentación gravimétrica de las gotas de agua emulsionadas en el petróleo. Estas variables se relacionan de forma directa con los resultados finales del tratamiento, los cuales se ven reflejados en la viscosidad, densidad, tiempo de tratamiento en el llenado, tiempo de reposo y el tiempo de ciclo.

### 2.2.1 Tiempo de ciclo

El tiempo de ciclo es el tiempo total de sedimentación gravimétrica de la emulsión agua – petróleo, este tiempo se divide en dos etapas: el tiempo de tratamiento en el llenado y el tiempo de reposo en los tanques de tratamiento estático (tanque # 7 y # 8).

$$t_{ciclo} = tiempo\ Tto\ llenado + treposo \quad (2.1)$$

Desde el punto de vista teórico, el tiempo de ciclo está dado por la implementación de la Ley de Stokes expresada en la ecuación 1.1.

La velocidad de sedimentación experimentada en cada ciclo se calcula teniendo en cuenta el tiempo de ciclo ( $t_c$ ) y la altura neta de tratamiento ( $H_c$ ), como:

$$V = \frac{H_c}{t_c} \quad (2.2)$$

Se sustituye la velocidad de sedimentación de la ecuación 1.1 en la ecuación 2.3 y se despeja el tiempo de ciclo:

$$t_c = \frac{18H_c\mu_f}{gd^2(\rho_d - \rho_f)} \quad (2.3)$$

A partir de la ecuación 2.3, se pueden apreciar las variables que intervienen en el tiempo de ciclo, con un comportamiento directamente proporcional a la viscosidad del crudo, e inversamente proporcional al cuadrado del diámetro medio de las gotas de agua y el diferencial de densidad entre el crudo y el agua.



### 2.2.1.1 Tiempo de tratamiento en el llenado

El tiempo de tratamiento en el llenado es dependiente de la operación que se realice en la PPC, es la diferencia entre la hora a la que se termina el llenado del tanque y la hora en que se cierra el vapor en los serpentines de calentamiento (Ecuación 2.4).

El proceso de calentamiento en el tanque es detenido una vez que alcance una temperatura superior a los 80 °C e inferior a los 85 °C.

$$\text{tiempo de tto llenado} = t \text{ en que se termina el llenado} - t \text{ en que se termina cto} \quad (2.4)$$

Este diferencial de tiempo puede presentar tres posibles valores:

1. El valor es positivo, en este caso el calentamiento del tanque concluye antes de que se termine el llenado, por lo tanto, el proceso de sedimentación está afectado únicamente por el flujo de entrada, favoreciendo la disminución del tiempo de reposo.
2. El valor es negativo, en este caso el tiempo de calentamiento no concluye con el llenado del tanque y los vectores de velocidad que generan los movimientos convectivos de calefacción, perjudican la sedimentación y por ende el ciclo de tratamiento.
3. Es cero, en este caso tanto el llenado como el calentamiento del tanque se terminan a la misma hora, por lo tanto, el tiempo de ciclo se corresponde de forma absoluta al tiempo de reposo.

### 2.2.1.2 Tiempo de reposo

Se considera tiempo de reposo en el tanque, al tiempo que transcurre desde el momento en que se deja de recibir fluido en el mismo (con vapor cerrado) hasta que se obtiene calidad de venta del petróleo (BSW menor e igual a 2 % ) (Morín, 2008).

$$\text{tiempo de reposo} = t \text{ alcanza calidad} - t \text{ (termina llenado y termina cto)} \quad (2.5)$$

### **2.2.2 Viscosidad**

La viscosidad se determina en el laboratorio siguiendo la norma internacional ASTM D88–94, la cual es un método de ensayo para la determinación de la viscosidad Saybolt. Este método es un procedimiento empírico para determinar la viscosidad Saybolt Universal o Saybolt Furol de productos de petróleo, a temperaturas especificadas entre 21 °C y 99 °C. Para la determinación de la viscosidad en el proceso de tratamiento y venta del petróleo, se toma como referencia la medición de la viscosidad a 50 °C.

Esta técnica analítica es aplicable para las mediciones de viscosidad de petróleos que cumplan la Ley de Newton, en el caso de fluidos compuestos por emulsiones, los cuales no cumplen la Ley de Newton, su valor es sólo referencial, debido a que los mismos no presentan viscosidad absoluta, sino que presentan viscosidad aparente, siendo necesario la realización de la reología al fluido.

No obstante, la medición de la viscosidad del petróleo en los ciclos tecnológicos, da una medida de la calidad final de la emulsión remanente en el proceso de deshidratación, al disminuir sensiblemente del inicio del tratamiento a los valores de calidad de venta del petróleo.

### **2.2.3 Temperatura**

Este parámetro de operación es el que define la efectividad del tratamiento de petróleo por medio de sedimentación gravimétrica (Ley de Stokes). La temperatura incide de forma directa sobre: la diferencia entre las densidades del petróleo y el agua, el debilitamiento de la interfase de la emulsión agua – petróleo, la disminución de la viscosidad de la fase continua (petróleo) e incrementa la energía de las gotas de agua, lo que posibilita la colisión, la floculación y la coalescencia de la emulsión.

Cuando la temperatura del petróleo alcanza los 85 °C, aunque no se haya alcanzado el volumen máximo de llenado de crudo en los tanques de tratamiento estático, se cierra el vapor a los serpentines, favoreciendo el tiempo de ciclo de tratamiento.

#### 2.2.4 Flujo de llenado de los tanques de tratamiento estático

Este parámetro es importante a tener en cuenta debido a la influencia que tiene, en la generación de vectores de velocidad que se oponen a la sedimentación de las gotas de agua.

Para determinar el flujo de llenado se calcula primeramente el volumen de petróleo recibido en el tanque, como la diferencia del volumen final menos el volumen inicial.

En caso de que se realice alguna operación de trasiego o drenaje en el tanque mientras se encuentra recibiendo petróleo, es necesario sumar a la diferencia de volumen los volúmenes de líquido extraído.

$$V_{recibido} = V_{final} - V_{inicial} + V_{drenado} \quad (2.6)$$

El volumen recibido dividido por el tiempo total de llenado del tanque, da como resultado el flujo promedio en que es llenado el mismo.

$$Flujo\ de\ llenado = \frac{V_{recibido}}{tiempo\ de\ llenado} \quad (2.7)$$

### 2.3 Influencia de los desemulsionantes

La EPEP-Centro siguiendo el procedimiento vigente por CUPET “Regulaciones técnicas para la introducción y evaluación de nuevos productos químicos OC-TE/R0113 versión 05”, evalúa diversos desemulsionantes con el fin de tener una cantera de productos disponibles y efectivos para el tratamiento de deshidratación del petróleo crudo.

La empresa utiliza, en el proceso de deshidratación, una sustancia tensoactiva de las firmas Bycosin (DP 2030) y Solquisa (D-37). Estos dos productos se han estado utilizando alternativamente durante el tiempo de análisis (se dosifica DP2030 por ERO y ERE, se dosifica DP2030 por ERO y D37 por ERE). Por esta razón se analizan los datos teniendo en cuenta el desemulsionante empleado como uno de los posibles factores que pueden influir en la variación de los parámetros de los ciclos tecnológicos.

## 2.4 Recolección de datos

Se trabaja con las bases de datos de la empresa correspondientes a los ciclos tecnológicos de los tanques de tratamiento estático (tanque # 7 y # 8) de diciembre del año 2013 hasta abril del año 2014, con un total de 59 ciclos tecnológicos en el tanque # 7 y 45 ciclos tecnológicos en el tanque # 8. En el caso del tanque # 8, presenta menos ciclos tecnológicos debido a una avería que provocó su salida de servicio el día 3 de abril del 2014. (Anexo 2)

Para la recopilación y procesamiento de las bases de datos utilizadas, se usa el *software* estadístico *Stathgraphic 5.0* y la hoja de cálculo *Microsoft Excel*.

Para el procesamiento estadístico de las variables se utiliza:

- La estadística descriptiva:
  - Medidas de tendencia central: la media aritmética.
  - Medidas de dispersión: el rango, la varianza, la desviación estándar, coeficiente de variación.
  - Medidas de forma: coeficiente de asimetría, coeficiente de curtosis.
- Pruebas estadísticas:
  - Para la comprobación de la normalidad (Kolmogorov-Smirnov).
  - Para la comparación entre las varianzas (Levene, Cochran, Bartlett).
  - Prueba de rangos múltiples (Duncan).
- La estadística inferencial:
  - Análisis de la varianza mediante el ANOVA multifactorial.

## 2.5 Estrategia investigativa

Para determinar cómo incide la incorporación de la tercera etapa de separación de gases, en los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo, se analizan las variables: tiempo de ciclo, tiempo de reposo y tiempo de tratamiento en el llenado. Se tienen en cuenta además, la propiedad física del petróleo al final del tratamiento (viscosidad) y las variables de operación de los tanques de tratamiento estático (flujo de llenado y la temperatura máxima de operación).

Los datos recolectados se dividen en los siguientes conjuntos a analizar, independiente del tanque de tratamiento (tanques # 7 ó # 8):

1. Con tanques de lavado y desemulsionante DP2030 por ERO y ERE.
2. Con tanques de lavado y desemulsionante DP2030 por ERO y D37 por ERE.
3. Con TES y desemulsionante DP2030 por ERO y ERE.
4. Con TES y desemulsionante DP2030 por ERO y D37 por ERE.

Se utiliza la estadística descriptiva para analizar cada conjunto. Se determinan las medidas de tendencia central y las medidas de la variabilidad, definidas en el epígrafe 2.3. Se presentan los resultados numéricos para tener un enfoque completo de cómo se comportan cada una de las variables para cada tanque en cada uno de los conjuntos.

Se analiza el comportamiento de la variable tiempo de ciclo a través de un análisis de varianza multifactorial (ANOVA). El análisis de la varianza (ANOVA) es una herramienta estadística potente, de gran utilidad tanto en la industria, para el control de procesos, como en el laboratorio de análisis, para el control de métodos analíticos (Dixon y Massey, 1965).

Este procedimiento ejecuta un análisis de la varianza en cada una de las variables con respecto a un grupo de factores y determina si tienen un efecto estadísticamente significativo sobre ellas.

Los factores que se analizan son:

- La incorporación de la TES, en sustitución de los tanques de lavado, en la PPC.
- El tanque de tratamiento estático utilizado en el ciclo tecnológico (tanque # 7 y # 8).
- Los dos tipos de desemulsionantes utilizados (Bycosin DP 2030 y Solquisa D37).

Para utilizar el ANOVA de forma satisfactoria, deben cumplirse tres tipos de hipótesis en los conjuntos que conforman cada variable dividida en función de los factores, aunque se aceptan

ligeras desviaciones de las condiciones ideales (Dixon y Massey, 1965; Guerra, et al., 1987; Boqué y Maroto, 2000):

1. Cada conjunto de datos debe ser independiente del resto.
2. Los resultados obtenidos para cada conjunto deben seguir una distribución normal.
3. Las varianzas de cada conjunto de datos no deben diferir de forma significativa.

### **2.5.1 Independencia de los datos**

El análisis de varianza como toda técnica estadística se basa en el procesamiento de la información obtenida de la observación repetida del hecho que se investiga (Guerra et al., 1987). La recogida de la información debe garantizar el cumplimiento del supuesto de la independencia de los datos, puesto que se toman datos aleatorios no dependientes unos de otros.

### **2.5.2 Comprobación de normalidad**

Una vez analizados los datos se debe comprobar la normalidad, o sea que su comportamiento proviene de una distribución normal. Primeramente se realiza el histograma de frecuencia, junto con la función de densidad del modelo teórico que tiene la misma media y desviación estándar. Cuanto más se aproxime la curva a los datos, mejor será el ajuste.

Además, se determina si los datos se distribuyen de una forma simétrica con respecto a su media o presentan algún grado de asimetría, debido a que es una de las características fundamentales de la distribución de Gauss. Se analiza el coeficiente de asimetría de Fisher ( $\gamma_1$ ), a partir del cual podemos considerar que una distribución es simétrica ( $\gamma_1=0$ ), asimétrica hacia la izquierda ( $\gamma_1 < 0$ ) o hacia la derecha ( $\gamma_1 > 0$ ).

Se determina además si la curva es más o menos "aplastada", en relación con el grado de apuntamiento de una distribución gaussiana. El coeficiente de aplastamiento o curtosis de Fisher ( $\gamma_2$ ) permite clasificar una distribución de frecuencias en mesocúrtica (tan aplanada como una normal,  $\gamma_2 = 0$ ), leptocúrtica (más apuntada que una normal,  $\gamma_2 > 0$ ) o platicúrtica (más aplanada que una normal,  $\gamma_2 < 0$ ) (Pértegas y Pita, 2005).

Si los datos provienen de una distribución normal, tanto la asimetría estandarizada como la curtosis estandarizada deben encontrarse dentro del rango de -2 a +2 (Dixon y Massey, 1965; Guerra et al., 1987; Pértegas y Pita, 2005; Araujo y Gandur, 2008).

Finalmente existen distintas pruebas estadísticas que se pueden utilizar para analizar la normalidad de los datos. La prueba de Kolmogorov-Smirnov es una de las más extendidas en la práctica (Pértegas y Pita, 2005; Ruiz-Falcó, 2006) y se basa en la idea de comparar la función de distribución acumulada de los datos observados con la de una distribución normal. Como en cualquier prueba de hipótesis, la hipótesis nula se rechaza cuando el valor del estadístico supera un cierto valor crítico que se obtiene de una tabla de probabilidad.

Dado que en la mayoría de los paquetes estadísticos, como el *Stathgraphic*, aparece programado dicho procedimiento, y proporciona tanto el valor de la prueba como el p-valor correspondiente, no se explica su cálculo.

Si el p-valor es inferior a 0,05 se considera que el estadístico está en zonas de muy poca probabilidad, y por lo tanto, se concluye que el ajuste no es satisfactorio. Por el contrario, si el p-valor es mayor de 0,05 se considera que el ajuste es suficientemente bueno, y que el modelo elegido puede usarse como modelo para la población con un 95% de confiabilidad (Ruiz-Falcó, 2006; Araujo y Gandur, 2008).

### **2.5.3 Comparación entre las varianzas de los conjuntos de datos**

Para la comparación de las varianzas de los conjuntos existen pruebas estadísticas que por lo general son utilizadas para verificar la homogeneidad de las varianzas (Guerra et al., 1987; Pérez, 2010). Se utiliza la comparación de múltiples muestras en columnas de datos, específicamente verificación de la varianza. Se ejecutan cuatro pruebas estadísticas (Levene, Cochran, Hartley, Bartlett) las cuales prueban la hipótesis nula de que las desviaciones estándar de cada conjunto de datos es la misma.

Si el p-valor es inferior a 0,05 en la prueba se rechaza la hipótesis nula a favor de la alternativa, por lo tanto no se consideran varianzas iguales. Por el contrario, si el p-valor es

mayor de 0,05 se considera que las varianzas son aproximadamente iguales, por lo tanto se puede realizar el análisis de varianza.

#### 2.5.4 Análisis ANOVA

Para analizar la incidencia de la incorporación de la TES a la PPC en los ciclos tecnológicos, se utiliza el análisis de varianza para la variable tiempo de ciclo.

La variable continua de análisis recibe el nombre de variable dependiente (tiempo de ciclo). Las categóricas que definen los grupos suelen llamarse: variables independientes o explicativas o factores (la incorporación de la TES, el cambio de desemulsionantes, el tanque utilizado). Los posibles valores que puede tomar un factor reciben el nombre de niveles, y cada posible combinación de los niveles de los distintos factores en estudio se llama tratamiento. Al efecto que se produce cuando la influencia de un factor sobre la variable dependiente es diferente según los distintos niveles de otro factor se le conoce como interacción entre ambos factores.

La tabla ANOVA descompone la variabilidad de cada variable de respuesta en contribuciones debidas a varios factores. . La contribución de cada factor se mide eliminando los efectos de los demás factores. Los p-valores prueban la significancia estadística de cada uno de los factores. Para valores pequeños (menores que 0,05) indica que las medias de las muestras son significativamente diferentes (Araujo y Gandur, 2008).

Se utiliza el programa *Stathgraphic* que permite realizar el análisis ANOVA multifactorial (con tres factores en este caso).

Las pruebas de rangos múltiples permiten determinar cuáles medias son significativamente diferentes de otras. Estas pruebas se utilizan después que, a través de un análisis de varianza, se verifica la existencia de una diferencia global entre los tratamientos. Se realizan pruebas simultáneas entre todas las posibles parejas de niveles en cada factor. La idea es comparar todos los pares de medias de tratamientos, resultando las siguientes hipótesis:

$$H_0 : \mu_i = \mu_j ; H_1 : \mu_i \neq \mu_j \quad \text{Para todo } i \neq j$$



Se emplea el método de Duncan, por ser uno de los más utilizados ya que es muy efectivo en la detección de diferencias entre las medias, con este método hay un riesgo del 5,0 % de decir que cada par de medias es significativamente diferente, cuando la diferencia real es igual a 0 (Pérez, 2010).

De esta forma se puede conocer si los cambios efectuados en la PPC inciden significativamente en la variable tiempo de ciclo y por lo tanto en los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo.

## **CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **3.1 Análisis descriptivo de las variables**

Para definir la incidencia que tiene la introducción del nuevo esquema de tratamiento de petróleo, con un sistema de separación, recolección y estabilización del fluido de entrada al proceso de tratamiento (TES), se analiza el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento descritos en el capítulo 2 epígrafe 2.2, antes y después de la sustitución del antiguo sistema de tratamiento con tanques de lavado (TL).

El análisis incluye 50 ciclos tecnológicos con sistemas de separación secundaria de gas y tanques de lavado, los cuales se realizan alternativamente en los tanques de tratamiento estático # 7 y # 8. Durante este período se utilizan dos tipos de sustancias desmenuzantes, de ellos 24 ciclos con Bycosin DP2030 y 26 ciclos con la combinación del Solquisa D37 en la ERE y Bycosin DP2030 en ERO.

Para la determinación de la incidencia de la TES en el tratamiento del petróleo crudo, se analizan 54 ciclos, de ellos 34 se realizan en el tanque # 7 y 20 en el tanque # 8, debido a la salida de éste último, por avería, el día 3 de abril del 2014. En este caso se tiene en cuenta 31 ciclos tecnológicos con la utilización de desmenuzante Bycosin DP2030 y 23 ciclos tecnológicos con la combinación Solquisa D37 en la ERE y Bycosin DP2030 en la ERO.

#### **3.1.1 Tiempo de ciclo**

En la tabla 3.1 se observa la caracterización estadística de la variable tiempo de ciclo, con la utilización de los tanques de lavado y la tercera etapa de separación de gases.

Tabla 3.1 Caracterización estadística de la variable tiempo de ciclo

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	12	20	13	14	12	11	13	9
Promedio (h)	17,0	10,5	17,0	10,9	15,7	10,8	16,6	12,2
Desviación estándar (h)	4,3	3,2	2,4	2,7	4,4	3,7	3,1	3,2
Varianza (h <sup>2</sup> )	18,1	10,4	5,7	7,3	19,2	14,3	9,3	10,6
Mínimo (h)	9,3	5,8	12,6	7,5	6	3	12	8,1
Máximo (h)	23	15,9	20,9	17,5	21,5	15,3	23,1	19,5
Rango (h)	13	10	8,2	10	15,5	12,3	11,1	11,5
Coefficiente de variación	25 %	31 %	14 %	25 %	28 %	35 %	18 %	27 %

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Atendiendo a estos resultados, se observa una disminución significativa de los promedios del tiempo de ciclo con la utilización de la TES, como sistema de tratamiento de petróleo, con valores promedios de 10 a 12 horas aproximadamente, independientes del tanque de proceso e incluso del tipo de sustancia desemulsionante empleada. Mientras que con el sistema de tanques de lavado, los valores son superiores, en el orden de 15,7 a 17 horas. Teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de variación que son mayores que 12 %, lo que implica gran variabilidad de los datos y poca representatividad de la media, se analizan además los mínimos y los máximos, donde se observa una disminución de ambos en cada uno de los casos en que se utiliza la TES. Esta disminución en los tiempos de ciclos de los tanques, incide directamente en los resultados operacionales de la PPC, lo que posibilita incrementar la eficiencia de la planta, además de poder tratar mayores volúmenes de fluido con la misma infraestructura tecnológica instalada.

Se observa también que el tiempo de ciclo presenta valores de desviación estándar de 2,4 a 4,4 horas, lo cual implica un alto coeficiente de variabilidad, teniendo en cuenta su promedio. Esta variable depende de dos términos bien definidos en los ciclos tecnológicos, como son: tiempo

de tratamiento en el llenado y tiempo de reposo, los cuales obedecen a las condiciones operacionales de la planta, por ejemplo: disponibilidad de vapor, velocidad de llenado del tanque, agua drenada en el llenado, condición climatológica (invierno o verano), las cuales varían constantemente. Además se debe tener en cuenta que el proceso de tratamiento de petróleo está regido por la aplicación de la ley de Stokes y que la misma depende de la viscosidad, la temperatura, la diferencia de densidad, el diámetro promedio de las gotas de agua, así como del comportamiento de los vectores velocidad en el interior del tanque.

Es importante destacar que se aprecia un menor tamaño de las medidas de dispersión, en ambos tanques, cuando se utiliza la combinación de desemulsionantes DP 2030 y D37, con desviaciones estándar menores de 3,5 y coeficientes de variación inferiores al 30 %, lo cual es alto pero menor que cuando se utiliza el desemulsionante DP2030 solo, lo que indica que existe un mayor grado de estabilidad en el tiempo de ciclo con este desemulsionante.

### 3.1.1.1 Tiempo de tratamiento en el llenado

En la tabla 3.2 se observa la caracterización estadística de la variable tiempo de tratamiento en el llenado.

Tabla 3.2 Caracterización estadística de la variable tiempo de tratamiento en el llenado

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	12	20	13	14	12	11	13	9
Promedio (h)	4,7	6,5	3,4	6,5	2,5	3,3	3,5	4,8
Desviación estándar (h)	3,2	3,3	3,3	4,0	2,0	2,1	3,4	4,4
Varianza (h <sup>2</sup> )	10,1	11,1	10,8	16,1	4,0	4,2	11,8	19,3
Mínimo (h)	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,2
Máximo (h)	11,9	12,7	11,1	13,5	5,2	8,2	10,3	13,2
Rango (h)	11,9	12,1	11,1	13,5	5,2	7,6	10,3	13,0
Coefficiente de variación	68 %	51 %	97 %	62 %	82 %	62 %	99%	92 %

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Se observa un incremento en los promedio del tiempo de tratamiento en el llenado con la utilización de la TES, que con la utilización del tratamiento con tanques de lavado, es decir, se logra cerrar el vapor a los tanques mucho antes que se termine el llenado de los mismos. Este parámetro está directamente relacionado con la temperatura de entrada del fluido a los tanques, mientras mayor sea la temperatura del fluido de entrada, menos tiempo se requiere para alcanzar la temperatura máxima de tratamiento (85 – 90 °C), por lo tanto, mayor es la posibilidad de obtener calidad de venta del petróleo, al termino del llenado.

Al igual que el tiempo de reposo, el tiempo de tratamiento en el llenado presenta altos valores de coeficientes de variación, por lo que el promedio no se considera representativo, se analizan los máximos y los mínimos con las dos tecnologías y se observa un ligero incremento de los mínimos, de 0,2 a 0,6 horas y un aumento evidente de los máximos con diferencias de 1 hasta 3 horas, con el nuevo esquema tecnológico (TES). Además es relevante que existe una disminución de los coeficientes de variación con la incorporación de la TES, puesto que en todos los casos aumenta la media y las desviaciones estándar permanecen casi constantes, lo que implica que existe una mayor estabilidad de este parámetro.

Es importante destacar que con la utilización del sistema de tratamiento del petróleo con tanques de lavado, el tiempo de residencia del fluido en el proceso tecnológico es mucho mayor, que con el nuevo sistema de tratamiento (TES), debido a los tiempos de residencia del fluido en los dos tanques de lavado de 5000 m<sup>3</sup> de capacidad, con altos niveles de agua, por lo tanto, se disminuye de forma aleatoria la temperatura del fluido que llega al tanque de proceso.

### 3.1.1.2 Tiempo de reposo

En la tabla 3.3 se observa la caracterización estadística de la variable tiempo de reposo:

Tabla 3.3 Caracterización estadística de la variable tiempo de reposo

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	12	20	13	14	12	11	13	9
Promedio (h)	12,4	4,0	13,7	4,4	13,2	7,4	13,1	6,1
Desviación estándar (h)	3,8	3,8	3,6	3,8	4,6	4,0	4,6	3,1
Varianza (h <sup>2</sup> )	14,3	14,6	12,9	14,6	21,5	16,0	21,0	9,3
Mínimo (h)	5,6	0,0	5,8	0,0	4,0	0,0	5,2	0,0
Máximo (horas)	18,3	10,5	18,5	13,2	20,9	14,7	20,9	10,0
Rango (horas)	12,7	10,5	12,7	13,2	16,9	14,7	15,6	10,0
Coefficiente de variación	31 %	95 %	26 %	87 %	35 %	54 %	35 %	50 %

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Los resultados estadísticos de esta variable confirman lo expuesto en el tiempo de ciclo, se observa una disminución del promedio del tiempo de reposo a partir de la utilización de la TES. Se observan altos valores de coeficientes de variación, mayores que 25 %, lo cual implica que la media no es representativa aún cuando se observa una disminución apreciable de la misma.

Es destacable que con el nuevo esquema de tratamiento (TES), el valor mínimo de reposo en el tanque es cero (0) horas, independiente del tanque de tratamiento o del desemulsionante utilizado, lo que significa que no es necesario dejar el fluido en estado de reposo absoluto, después de terminar el llenado del tanque, es decir, el petróleo se encuentra en calidad de venta, al término del llenado, este valor se considera el ideal, puesto que el tiempo de ciclo es mínimo e igual al tiempo de tratamiento en el llenado.

También se aprecia que los valores máximos de reposo con el nuevo esquema de tratamiento (TES) son menores que 15 horas, independientes del tanque de tratamiento o del desemulsionante utilizado. Con el sistema de tanques de lavado los máximos son todos por encima de 17 horas. Por lo tanto aún cuando los coeficientes de variación son superiores con el esquema nuevo de tratamiento se observa una disminución del tiempo de reposo, puesto que los valores aunque con mayor variación, oscilan entre valores más pequeños.

### 3.1.2 Viscosidad final

En la tabla 3.4 se observa la caracterización estadística de la variable viscosidad.

Tabla 3.4 Caracterización estadística de la variable viscosidad

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	12	20	13	14	12	11	13	9
Promedio (cSt)	2077	1841	2063	1816	1973	1846	1986	1762
Desviación estándar (cSt)	146,8	129,8	134,5	139,3	148,9	197,9	210,5	180,2
Varianza	21545	16846	18086	19397	22165	39179	44324	32482
Mínimo (cSt)	1794	1608	1847	1650	1677	1610	1666	1605
Máximo (cSt)	2220	2118	2220	2179	2195	2154	2262	2196
Rango (cSt)	426	510	373	529	518	544	596	591
Coefficiente de variación	7 %	7 %	7 %	8 %	8 %	11 %	11 %	10 %

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Los promedios observados en todos los casos son representativos del comportamiento de la variable, con coeficiente de variación menor del 12%. Con los tanques de lavado el promedio de viscosidad se encuentra por encima de los 1900 cSt. En el caso de la utilización de la TES, independiente del tanque de proceso utilizado o el tipo de desemulsionante, el promedio de la viscosidad se encuentra en el orden de los 1800 cSt.

Además, como se explica en el capítulo 2, la técnica que se utiliza para la medición de la viscosidad es aplicable para las mediciones de viscosidad de petróleos que cumplan la Ley de Newton, por lo tanto, su valor es sólo referencial y en este caso da una medida de la calidad final de la emulsión remanente en el proceso de deshidratación, siendo mejor con la TES debido a la estabilidad de la separación final de las fases gas-líquido y al régimen de fluido estabilizado a las condiciones de presión y temperatura atmosférica.

### 3.1.3 Temperatura

En la tabla 3.5 se observa la caracterización estadística de la variable temperatura máxima alcanzada en los tanques de tratamiento.

Tabla 3.5 Caracterización estadística de la variable temperatura máxima

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	12	20	13	14	12	11	13	9
Promedio (°C)	91,3	88,4	89,4	90,0	89,3	87,9	87,0	88,6
Desviación estándar (°C)	2,2	3,9	2,2	3,7	2,9	2,4	3,8	1,4
Varianza	4,9	15,3	4,9	13,4	8,5	6,0	14,7	1,9
Mínimo (°C)	87,8	76,7	86,2	79,9	84,3	85,6	77,9	86,5
Máximo (°C)	94,3	93,5	94,0	95,5	92,5	94,3	88,9	90,8
Rango (°C)	6,5	16,8	7,8	15,6	8,2	8,8	11,0	4,3
Coefficiente de variación	2 %	4 %	2 %	4 %	3 %	3 %	4 %	2 %

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

La temperatura máxima alcanzada en los ciclos tecnológicos, define la calidad final del tratamiento y la disminución en los parámetros relacionados con los tiempos de ciclos, en este caso los tiempos de tratamiento en el llenado y el tiempo de reposo. Este variable depende directamente de las condiciones operacionales de la PPC y en especial de las habilidades de los operadores que se encuentran de forma aleatoria en la misma, con una sola condición, alcanzar una temperatura de 85 – 90 °C.



Por lo tanto, el promedio alcanzado en todos los casos cumple aproximadamente con la condición de tratamiento, con valores de coeficiente de variación muy pequeños ( $\leq 4\%$ ) y desviaciones máximas observadas de 3,9 °C. Esta variable, aunque incide en los resultados finales del tratamiento del petróleo, no refleja de forma directa, cuál de los dos sistemas de tratamiento es más efectivo, puesto que es un valor operacional prefijado que se trata de obtener independiente de la tecnología que se utilice.

### 3.1.4 Flujo de llenado de los tanques de tratamiento estático

El flujo de llenado de los tanques se analiza sin tener en cuenta el tipo de desemulsionante utilizado, sólo se consideran las tecnologías empleadas en el proceso de tratamiento, debido a que esta variable está relacionada solamente con la condición operacional que se realice en la PPC. En la tabla 3.6, se observa un resumen de los estadígrafos principales del flujo de llenado de los tanques.

Tabla 3.6 Caracterización estadística de la variable flujo de llenado

Parámetros	Tanque # 7		Tanque #8	
	TL	TES	TL	TES
Cantidad de ciclos	25	34	25	20
Promedio (m <sup>3</sup> /h)	321,9	266,3	316,7	250,6
Desviación estándar (m <sup>3</sup> /h)	79,3	22,9	74,1	9,4
Varianza (m <sup>3</sup> /h) <sup>2</sup>	6286,7	525,7	5496,9	89,2
Mínimo (m <sup>3</sup> /h)	140,6	217,0	148,1	232,8
Máximo (m <sup>3</sup> /h)	441,2	331,5	440,0	268,8
Rango (m <sup>3</sup> /h)	300,6	114,5	291,9	36,0
Coficiente de variación	25%	9%	23%	4%

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Si se analiza el comportamiento promedio del flujo de llenado, se observa una disminución de 321,9 a 266,3 m<sup>3</sup>/h, para el caso del tanque # 7 y de 316,7 a 250,6 m<sup>3</sup>/h, en el caso del tanque # 8, con valores de desviaciones estándar muy bajo cuando se utiliza el sistema de tratamiento

con TES, debido al grado de estabilización del flujo por el bombeo implementado en el sistema de recepción, este patrón se muestra en las figuras 3.1 y 3.2.

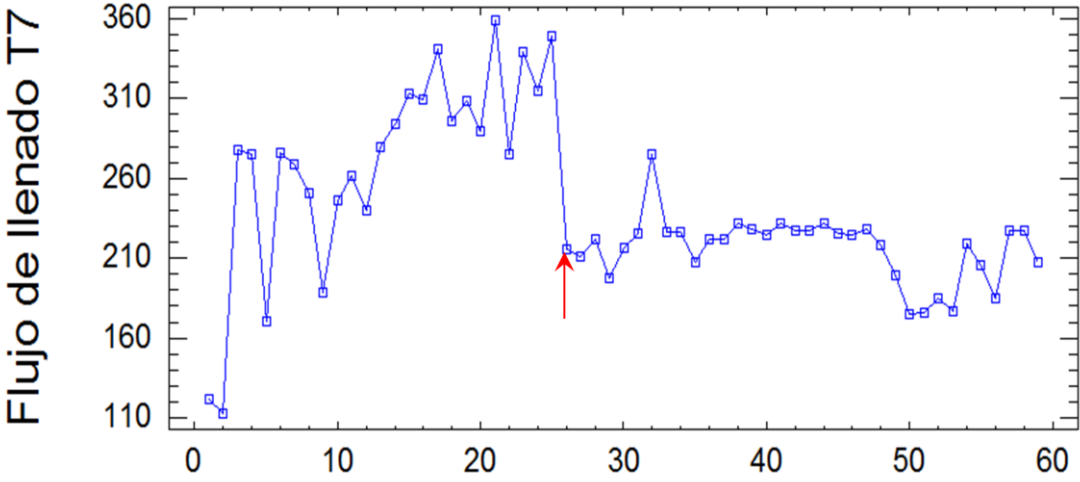


Figura 3.1 Serie de tiempo del flujo de llenado en el tanque # 7

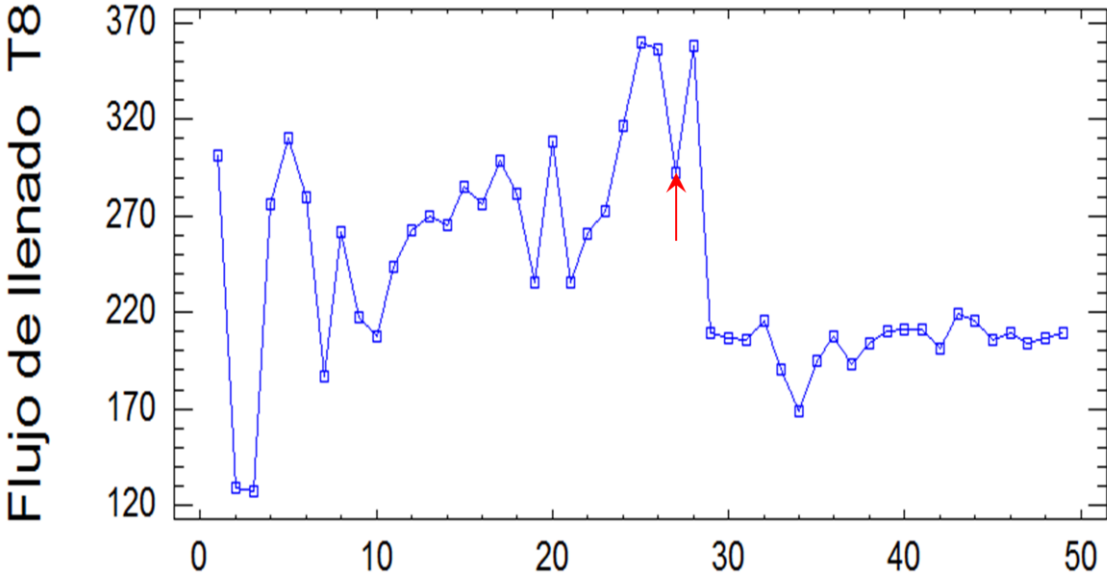


Figura 3.2 Serie de tiempo del flujo de llenado en el tanque # 8

En las figuras 3.1 y 3.2 se muestra el comportamiento del flujo promedio de llenado del tanque de tratamiento, en cada uno de los ciclos tecnológicos. Como se puede observar, en el sistema de tratamiento con tanques de lavado (antes de la flecha), no existe ninguna estabilidad en la

variable, en todos los casos el patrón de llenado es caótico, con valores observados desde 110 m<sup>3</sup>/h hasta 360 m<sup>3</sup>/h. Esta condición está dada por la diversidad de operaciones que se pueden realizar con el sistema de tanques de lavado, desde pases rápidos con bombas, hasta pases por gravedad entre los tanques de lavado y el tanque de tratamiento.

En el caso de la utilización del sistema de tratamiento con TES (después de la flecha), el sistema trabaja en estado de equilibrio hidrodinámico, es decir, las bombas de recepción de fluido instaladas en el tanque # 6, se regulan (con sistemas de variadores de velocidad en cada una de las bombas) en función del fluido de entrada a la planta. Las pequeñas variaciones observadas con este sistema de tratamiento están relacionadas con la disminución puntual de la producción de fluido del campo de petróleo.

Esta variable es crucial en el mejoramiento de la calidad final del proceso de tratamiento de petróleo, una mayor estabilidad en el flujo de llenado, implica una mayor estabilización del proceso de tratamiento, por ende, disminuye la generación de vectores de velocidad que se oponen a la sedimentación de las gotas de agua.

## **3.2 Análisis ANOVA**

Como se explica en el capítulo 2, epígrafe 2.5 para utilizar el ANOVA de forma satisfactoria, deben cumplirse tres tipos de hipótesis en los conjuntos que conforman cada variable dividida en función de los factores, aunque se aceptan ligeras desviaciones de las condiciones ideales.

La independencia de los datos no es necesario comprobarla, puesto que cada ciclo es independiente del otro, y existe un solo valor de tiempo de ciclo para cada ciclo de tratamiento.

### **3.2.1 Comprobación de la normalidad de los datos**

Para la comprobación de normalidad de la variable tiempo de ciclo, se realizan los histogramas de frecuencias para cada tanque, con los distintos tipos de desemulsionantes utilizados y la tecnología de tratamiento. Cada histograma muestra su función de densidad teórica representada y se puede ver el ajuste que tiene con el histograma. En el anexo 3, se

muestran las ocho figuras correspondientes a cada uno de los conjuntos, donde se observa un comportamiento aproximadamente normal.

Además, en la tabla 3.7 se observan los coeficientes de asimetría y curtosis y los p-valor de la prueba estadística Kolmogorov-Smirnov, correspondientes a cada uno de los conjuntos.

Tabla 3.7 Coeficientes de asimetría y curtosis y P valor de la prueba estadística Kolmogorov-Smirnov de la variable tiempo de ciclo

Parámetros	Tanque # 7				Tanque # 8			
	DP2030		DP2030 y D37		DP2030		DP2030 y D37	
	TL	TES	TL	TES	TL	TES	TL	TES
Asimetría	-0,7	0,1	-0,2	1,8	-0,9	-0,9	0,9	1,8
Curtosis	-0,5	-1,1	0	1,3	0,7	0,2	0,5	1,9
P-valor	0,76	0,90	0,94	0,70	0,98	0,95	0,93	0,94

En la tabla 3.7 se observa que los valores de curtosis y asimetría se encuentran en el rango permisible (-2 a 2), el p-valor en todos los casos es mayor que 0,05. Por lo tanto, teniendo en cuenta los histogramas de frecuencia y los resultados de las pruebas, se considera que el ajuste es suficientemente bueno y que todas las distribuciones se ajustan aproximadamente a una distribución normal.

### 3.2.2 Comparación entre las varianzas de los conjuntos de datos

Se realiza una verificación de la varianza para los conjuntos de la variable tiempo de ciclo en el *Statgraphic* donde se obtiene que:

Tabla 3. 8 Pruebas estadísticas para la verificación de la varianza

Verificación de la varianza	Tiempo de ciclo
Cochran C p-valor	0,5
Bartlett p-valor	0,4
Levene p-valor	0,4

Como se observa en la tabla 3.8 todos los p-valor son mayores de 0,05, por lo tanto, se acepta la hipótesis nula de que no existe una diferencia estadística significativa entre las varianzas de los conjuntos, con un 95 % de confiabilidad.

Al obtener esta condición, se puede realizar el análisis de varianza, ya que los datos para ambos tanques cumplen con todos los requisitos necesarios.

### 3.2.3 ANOVA multifactorial

Una vez comprobado los supuestos que posibilitan la utilización del análisis de ANOVA, se procede a la realización del mismo para la variable tiempo de ciclo, evaluando tres (3) factores: los desemulsionantes utilizados (DP2030 y D37), el cambio de tecnología efectuado en la PPC (Tanques de lavado y TES) y el tanque utilizado para el tratamiento (tanque # 7 y tanque # 8).

Los resultados del ANOVA multifactorial para el tiempo de ciclo se muestran en la tabla 3.9, donde se observa que el único p-valor menor que 0,05 corresponde al factor tecnología utilizada, por lo que este factor tiene un efecto estadísticamente significativo sobre el tiempo de ciclo, con un 95,0% de nivel de confianza.

Tabla 3.9 Análisis de varianza tipo III suma de cuadrados para el tiempo de ciclo

Tiempo de ciclo	P-Valor
A:Desemulsionantes	0,32
B:Tecnología utilizada	0,00
C:Tanques	0,93
Interacciones	
AB	0,74
AC	0,47
BC	0,22
ABC	0,98

En la tabla A4.1, del anexo 4, se muestran las medias del tiempo de ciclo, cuando los factores interactúan entre ellos y en las figuras 3.3, 3.4 y 3.5, se muestra la representación gráfica de las mismas.

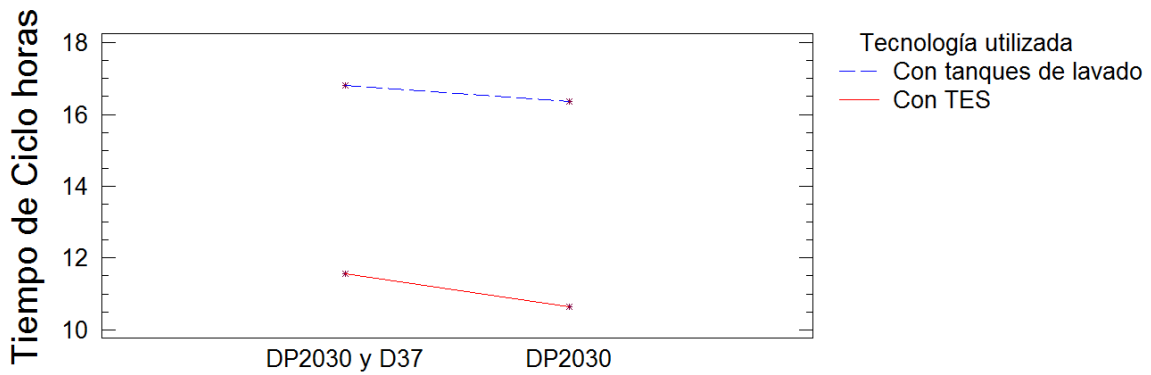


Figura 3.3 Interacción entre el desemulsionante y la tecnología utilizada

En la figura 3.3, se observa claramente la interacción entre el sistema de tratamiento y los tipos de sustancias desemulsionantes utilizados. Se comprueba que en el caso de las tecnologías por separado no presenta cambios significativos al utilizar diferentes sustancia desemulsionante. Para cada una de las tecnologías la diferencia entre los desemulsionantes es mínima, menores de una hora aproximadamente y se observa claramente en las dos líneas, que representan las dos tecnologías, las cuales son prácticamente horizontales con una ligera inclinación que significa que el tiempo de ciclo es un poco menor con el desemulsionante DP2030. En el caso de utilizar TES, los valores de tiempo de ciclo son del orden de 11 horas, mientras que en el caso de tanques de lavado es de 17 horas, lo cual corrobora la efectividad de la incorporación de la TES.

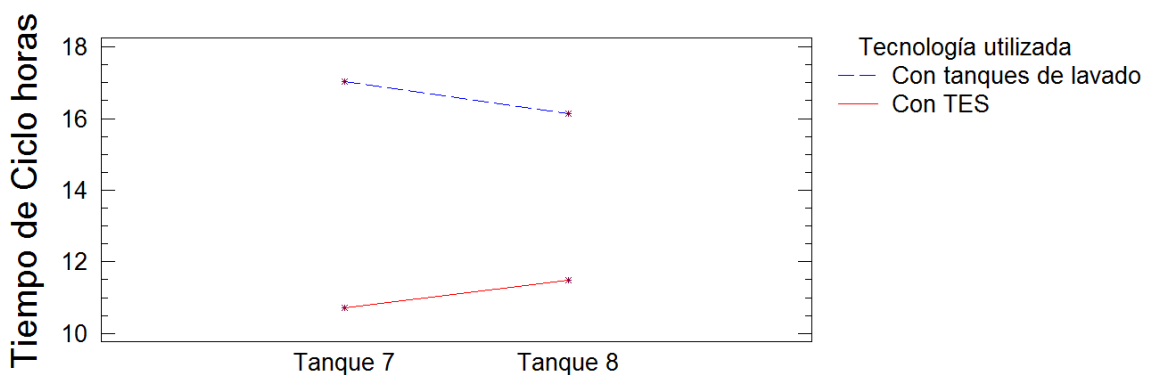


Figura 3.4 Interacción entre los tanques y la tecnología utilizada

En la figura 3.4, se observa la interacción entre el sistema de tratamiento y el tanque utilizado (tanque # 7 y # 8). Se comprueba que en el caso de las tecnologías por separado no presenta

cambios significativos al utilizar uno u otro tanque de tratamiento, el tiempo de ciclo sólo varía en función de la tecnología. Presenta gran similitud con la figura anterior, lo que demuestra que la diferencia existente en el tiempo de ciclo está dada solamente por la tecnología existente y por tanto es independiente del tanque utilizado.

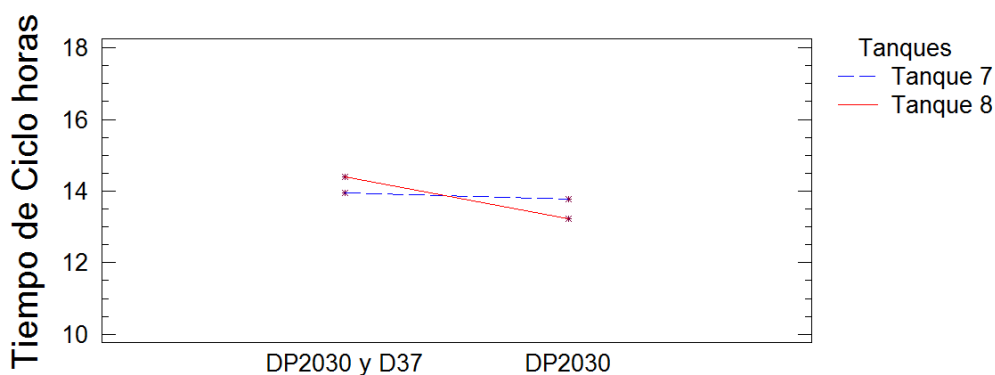


Figura 3.5 Interacción entre el desemulsionante y los tanques

En la figura 3.5, se observa la interacción entre el tipo de desemulsionante y el tanque utilizado (tanque # 7 y # 8), en ella se muestra las dos líneas que se encuentran prácticamente una sobre otra, con lo que se confirma una vez más, que las mejoras observadas en los ciclos tecnológicos de los tanques de tratamiento de la PPC (disminución del tiempo de ciclo), son sólo posibles por la introducción de un nuevo esquema con separación final de fase y estabilización de fluido a la entrada del proceso tecnológico (TES).

Además, para determinar cuál de las medias son significativamente diferentes de otras, se realiza la prueba de rangos múltiples, cuyo resultado se muestra en la tabla 3.10:

Tabla 3.10 Diferencia entre las medias por el método de Duncan para el tiempo de ciclo

Tiempo de ciclo (horas)	Diferencia entre las medias Método: 95 % Prueba de Duncan
Tanque # 7 – Tanque # 8	0,06
D37 y DP2030 – DP2030	0,60
Con tanques de lavado – Con TES	*5,48

\* Denota una diferencia significativa

La tabla 3.10 muestra el resultado de aplicar un procedimiento de comparación múltiple para determinar cuáles medias son significativamente diferentes de otras. El método empleado para discriminar entre las medias, es el procedimiento de comparación múltiple de Duncan, con este método hay un riesgo del 5,0%, al expresar que cada par de medias es significativamente diferente, cuando la diferencia real es igual a 0.

Por lo tanto, se puede afirmar que la introducción del nuevo esquema de tratamiento en la PPC mejoró los resultados de los ciclos tecnológicos en los tanques de tratamiento, independiente del tanque de proceso utilizado o sustancia demulsificante empleada, con un promedio de 5,48 horas menos de tiempo de ciclo.



## CONCLUSIONES DERIVADAS DEL CAPÍTULO 3

1. El tiempo de ciclo presenta coeficientes de variación que oscilan entre 14 y 35 % lo que implica gran variabilidad de los datos y poca representatividad de la media.
2. El tiempo de ciclo presenta una disminución de sus valores mínimos y máximos a partir de la incorporación de la tercera etapa de separación de gas independientemente del tanque de tratamiento o del desemulsionante utilizado.
3. El promedio de la temperatura en todos los casos cumple aproximadamente con la condición de tratamiento (alcanzar valores entre 85 a 90 °C).
4. El flujo de llenado presenta una disminución de 321,9 a 266,3 m<sup>3</sup>/h, para el caso del tanque # 7 y de 316,7 a 250,6 m<sup>3</sup>/h para el tanque # 8.
5. El flujo de llenado con el nuevo esquema tecnológico presenta mayor estabilidad lo que implica una mayor estabilización del proceso de tratamiento.
6. Los resultados del ANOVA multifactorial indica que existen diferencias significativas en el tiempo de ciclo con un 95,0% de nivel de confianza a partir de la incorporación de la tercera etapa de separación de gases, independientemente del tanque de proceso utilizado o sustancia demulsificante empleada.

## CONCLUSIONES

1. Del análisis estadístico de los ciclos tecnológicos de tratamiento de petróleo de la planta de procesamiento de crudo, se corrobora que existen diferencias significativas, con un 95% de confianza, con la introducción de la tercera etapa de separación de gas, independientemente del tipo de desemulsionante o tanque de proceso (tanque # 7 ó # 8) utilizado.
2. A partir de la utilización de la tecnología con tercera etapa de separación de gas, se disminuyen los tiempos de ciclos en 5,42 horas.
3. Como parte de los cambios introducidos con el nuevo esquema de tratamiento con tercera etapa de separación de gas, se logran mejoras en:
  - a. Estabilidad en el flujo de llenado en los tanques de tratamiento.
  - b. Incremento del tiempo de tratamiento en el llenado al alcanzar rápidamente los valores de temperatura establecidos para los ciclos tecnológicos (85 – 90 °C).
  - c. Disminución en los tiempos de residencia del fluido en el esquema tecnológico.
  - d. Reducción de la emulsión residual final de tratamiento del petróleo, reflejada en la estabilidad y disminución de los valores de viscosidad final de los ciclos tecnológicos.

## RECOMENDACIONES

1. Teniendo en cuenta la disminución del tiempo de ciclo, valorar la disminución de la temperatura máxima de operación de los tanques y de esta forma obtener un ahorro energético.
2. Realizar un análisis con un período de tiempo mayor, una vez reparado el tanque # 8.
3. Realizar un análisis una vez incorporados los tanques de lavado (tanque # 15 y # 16) ahora en proceso de ser convertidos en tanques de tratamiento estático.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGRELL, J. y FAUCHER, M. 2007. Heavy Oil and Bitumen Dehydration - A Comparison between Disc-Stack Centrifuges and Conventional Separation Technology. *SPE Production & Operations*, vol.22, p.156-160.
2. ARAUJO, A.M. y GANDUR, M.P. 2008. *Statgraphics*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional Colombia. Disponible:<http://www.statgraphics.com/>
3. AYLLÓN, R. 2000. *Actualización de la Calidad de los petróleos de los yacimientos de la EPEP Occidente y Centro* Ciudad de La Habana Centro de Investigaciones del Petróleo. Disponible:CEINPET
4. BECKER, J.R. 1997. *Crude Oil Waxes, Emulsions and Asphaltenes*. ISBN0-87814-737-3.
5. BOQUÉ, R. y MAROTO, A. 2000. *El análisis de la varianza (ANOVA)*. Grupo de Quimiometría y Cualimetría. Disponible:<http://www.quimica.urv.es/quimio>
6. BRADLEY, H.B. 1992. *Petroleum Engineering Handbook*. ISBN 1-55563-010-3.
7. CARLOS, A. y MAFLA, H. 2004. *Manual de deshidratación de petróleo crudo en la planta Dorine – 2003*. Tutor: CALLE, L. Tesis presentada en opción al título de tecnólogo en petróleo. Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.
8. CEINPET. 2001. *Uso de la nafta como componente en el solvente reductor de viscosidad del petróleo de la EPEP-C*. Disponible:CEINPET
9. CORPORATION, S.I. 1998. Oilfield Production. Part B. Plant Operator: Treating and Corrosion.
10. CORPORATION, S.I. 2003a. Capacitación y Desarrollo de Operadores de Proceso. *Productos Químicos y Tratamiento de Emulsiones* Puerto Escondido, Cuba.

11. CORPORATION, S.I. 2003b. Recipientes y Tratamiento de Emulsiones. Puerto Escondido, Cuba.
12. CURIEL, L. 2013. Sustancias químicas en la industria petrolera.
13. CHÁVEZ, J.A. y YÁNEZ, D. 2010. *Reingeniería de un sistema de calentamiento para la deshidratación de crudo a ser implementado en el campo Cuyabeno a cargo de petroproducción, ubicado en la provincia de Sucumbios*. Tutor: ALCOSER, J.P. Tesis presentada en opción al título de ingeniero mecánico. Escuela Politécnica Del Ejército, Ecuador.
14. DAILY, J.W. y HARLEMAN, D.R. 1975. *Dinámica de los fluidos con aplicaciones a la ingeniería*. México.
15. DE LA CRUZ, L. 2003. Producción de petróleo. Valencia.
16. DIXON, W.J. y MASSEY, F.J. 1965. *Introducción al análisis estadístico*. Habana: Edición revolucionaria.
17. FERNÁNDEZ, A. y ORÁNGEL, J. 2002. *Selección de un agente desemulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la unidad Colón del municipio Jesús María Semprúm del estado Zulia*. Tutor: BRITO, A. Tesis presentada en opción al título de ingeniero en petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
18. FINGAS, M.F. 2014. Water in Oil Emulsions: Formation and Prediction. *Journal of Petroleum Science Research (JPSR)*, vol.3
19. GONZÁLEZ, J. 2005. Análisis y simulación de redes de fluidos. Venezuela.
20. GUD, B.; LYONS, W.C. y GHALAMBOR, A. 2007. *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science & Technology Books.
21. GUERRA, C.W.; MENÉNDEZ, E.; BARRERO, R., et al. 1987. *Estadística*. Editorial Pueblo y Educación.

22. HANLY, J. y PETCHONKA, J. 1993. Equipment Selection for Solid Gas Separation. Chemical Engineering.
23. KOKAL, S. 2005. Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. *SPE Production & Facilities*, vol.20, p.5 - 13.
24. KOKAL, S. 2008. Performance Appraisals of gas/oil separation Plants. *SPE Production & Operations*, vol. 23, p.287-296.
25. MANNING, F.S. y THOMPSON, R.E. 1995. *Oilfield Processing*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell books, 443. ISBN 0-87814-354-8.
26. MANUEL, B.; SELLMAN, E.L. y MURTAGH, T. 2013. Effective Dehydration of Canadian Heavy Crude Oil and DilBit *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.
27. MARFISI, S.; ALVAREZ, G.; PARUTA, E., et al. 2009. Deshidratador electrostático de laboratorio para probar formulaciones desemulsionantes. *Revista Ciencia e Ingeniería*. Venezuela.
28. MARFISI, S. y SALAGER, J.-L. 2004. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología. Venezuela: Laboratorio FIRP
29. MARFISI, S. y SALAGER, J.L. 2013. *Tratamiento Deshidratación de Crudo Parte 1* [Online]. Disponible: [www.estrucplan.com.ar](http://www.estrucplan.com.ar) [Citado febrero 2014].
30. MARQUEZ-SILVA, R.L.; KEY, S.; MARINO, J., et al. 1997. Chemical Dehydration: Correlations between Crude Oil, Associated Water and Demulsifier Characteristics, in Real Systems *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas Society of Petroleum Engineers.
31. MARRERO, J. 2008. *Evaluación energética de La Planta de Tratamiento de Crudo "Puerto Escondido"*. Tutor: FRANCO, R. Tesis presentada en opción al título de

- especialista en perforación y extracción de pozos de petróleo y gas. Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos", Matanzas.
32. MORÍN, R.D. 2008. *Evaluación del Sistema de Tratamiento de Petróleo Crudo de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro*. Tutor: Tesis presentada en opción al título de Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo. Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos", Matanzas, Cuba.
  33. MOTTRAN, R. 2001. *Crude Oil Gathering and Processing*. Canada.
  34. NOÏK, C.; TRAPY, J.; MOURET, A., et al. 2002. Design of a Crude Oil Dehydration Unit *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
  35. PÉREZ, F. 2010. Seminario de Empresas Españolas y Latinoamérica. Madrid: Departamento de Financiación e Investigación de la Universidad Autónoma de Madrid.
  36. PÉRTEGAS, S. y PITA, S. 2005. La distribución normal. Unidad de Epidemiología Clínica y Bioestadística. Complejo Hospitalario Juan Canalejo. A Coruña.
  37. RAMÍREZ, M. 2013. Planta de procesamiento de crudos.
  38. RIZO, L.B. 2007. *Evaluación energética en la planta de procesamiento de crudo de la EPEP Centro*. Tutor: Tesis presentada en opción al título de especialista en perforación y extracción en pozos de petróleo y gas. Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos", Matanzas, Cuba.
  39. RUIZ-FALCÓ, A. 2006. Control estadístico de procesos. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
  40. SÁNCHEZ, Y. 2010. *Propuestas de alternativas de desarrollo de infraestructuras de recolección y tratamiento en el yacimiento Seboruco*. Tutor: Tesis presentada en opción al título de Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos", Matanzas.

41. SCHRAMM, L.L. 1992. *Petroleum Emulsions*. Washington, DC: American Chemical Society.
42. SELLMAN, E.; SAMS, G.W. y PAVAN, S. 2013. Improved Dehydration and Desalting of Mature Crude Oil Fields. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain Society of Petroleum Engineers.
43. SJÖBLOM, J. 2003. Our current understanding of water-in-crude oil emulsions: Recent characterization techniques and high pressure performance.
44. TERWIESCH, P. 2011. Petróleo y gas. *ABB Petróleo y gas*.
45. TORRES, M. 2014. Instrucción Provisional de SES y tanque 6 en la Planta de Procesamiento de Crudos.
46. TRANSMERIDIAN. 2013. Capacitación y desarrollo de operadores de proceso. Puerto escondido, Cuba.
47. VELASCO, E.A. 2013. *Simulación y dimensionamiento de equipos de proceso para la deshidratación de petróleo en facilidades de producción*. Tutor: Tesis presentada en opción al título de Magíster en procesos industriales. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
48. WARREN, K.W. 2002. New Tools for Heavy Oil Dehydration *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology*



# ANEXOS

## Anexo 1

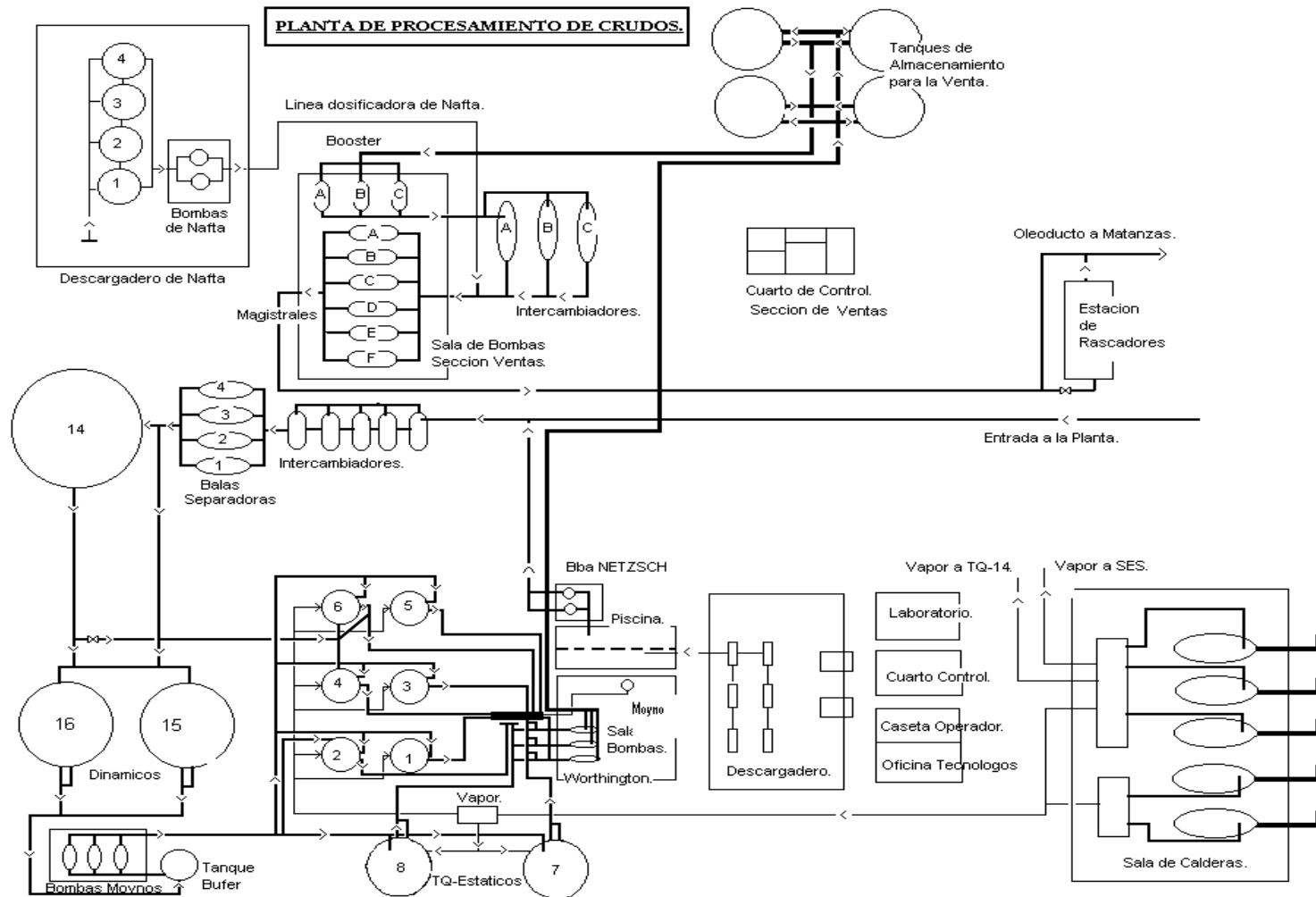


Figura A1. 1 Esquema tecnológico de la PPC antes de la incorporación de la TES (Ramírez, 2013)

## Anexo 2

Tabla A2.1 Base de datos para el tanque # 7 (tiempo de ciclo, tiempo de reposo, tiempo de tratamiento en el llenado)

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Tiempo de ciclo (hh:mm:ss)	Tiempo de reposo (hh:mm:ss)	Tiempo de tratamiento en el llenado (hh:mm:ss)
DP2030 y D37	TL	20:00:00	15:03:00	04:57:00
DP2030 y D37	TL	16:49:48	05:46:12	11:04:12
DP2030 y D37	TL	18:00:00	16:25:12	01:34:48
DP2030 y D37	TL	20:00:00	18:28:12	01:31:48
DP2030 y D37	TL	20:51:00	16:13:48	04:37:12
DP2030 y D37	TL	15:43:12	15:43:12	00:00:00
DP2030 y D37	TL	16:15:00	12:46:12	03:28:48
DP2030 y D37	TL	13:30:00	10:18:00	03:12:00
DP2030	TL	19:52:48	07:58:12	11:55:12
DP2030	TL	22:00:00	15:52:12	06:07:48
DP2030	TL	19:25:12	13:48:00	05:37:12
DP2030	TL	19:34:48	14:51:00	04:43:48
DP2030	TL	18:13:48	14:37:12	03:37:12
DP2030	TL	23:00:00	18:16:48	04:43:12
DP2030	TL	18:40:12	10:04:48	08:34:48
DP2030	TL	15:01:12	15:01:12	00:00:00
DP2030	TL	14:40:12	12:16:12	02:24:00
DP2030	TL	11:16:12	08:00:00	03:16:12
DP2030	TL	13:31:12	12:00:00	01:31:12
DP2030	TL	09:19:48	05:33:00	03:46:48
DP2030 y D37	TL	17:22:48	08:45:00	08:37:48
DP2030 y D37	TL	16:28:12	14:37:12	01:51:00
DP2030 y D37	TL	16:49:48	15:48:00	01:01:48
DP2030 y D37	TL	16:46:12	15:40:48	01:04:48
DP2030 y D37	TL	12:37:48	12:00:00	00:37:48
DP2030	TES	15:10:12	08:16:48	06:52:48
DP2030	TES	10:43:48	03:28:48	07:15:00
DP2030	TES	13:34:48	07:49:48	05:45:00
DP2030	TES	10:01:12	00:00:00	10:01:12
DP2030	TES	08:25:12	07:49:48	00:34:48
DP2030	TES	12:49:48	10:31:12	02:19:12
DP2030	TES	10:25:12	08:28:12	01:57:00
DP2030	TES	13:30:00	08:30:00	05:00:00
DP2030	TES	06:30:00	03:55:12	02:34:48
DP2030	TES	05:49:48	00:00:00	05:49:48

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Tiempo de ciclo (hh:mm:ss)	Tiempo de reposo (hh:mm:ss)	Tiempo de tratamiento en el llenado (hh:mm:ss)
DP2030	TES	05:55:12	00:00:00	05:55:12
DP2030	TES	10:30:00	00:00:00	10:30:00
DP2030 y D37	TES	08:34:12	08:31:48	00:01:48
DP2030 y D37	TES	07:39:00	04:01:48	03:37:12
DP2030 y D37	TES	10:30:00	06:00:00	04:30:00
DP2030 y D37	TES	11:04:48	04:01:48	07:03:00
DP2030 y D37	TES	09:40:12	06:28:48	03:10:48
DP2030 y D37	TES	14:19:48	04:00:00	10:19:48
DP2030 y D37	TES	13:30:00	00:00:00	13:30:00
DP2030 y D37	TES	09:49:48	00:00:00	09:49:48
DP2030 y D37	TES	10:19:48	00:00:00	10:19:48
DP2030 y D37	TES	09:55:12	00:00:00	09:55:12
DP2030 y D37	TES	17:30:00	13:13:12	04:16:48
DP2030 y D37	TES	11:36:00	05:16:48	06:19:12
DP2030	TES	14:58:12	06:31:48	08:25:48
DP2030	TES	06:18:00	00:00:00	06:18:00
DP2030	TES	12:16:12	00:00:00	12:16:12
DP2030	TES	12:42:00	00:00:00	12:42:00
DP2030	TES	08:19:48	03:46:12	04:34:12
DP2030	TES	08:00:00	00:00:00	08:00:00
DP2030	TES	15:52:12	07:28:48	08:22:48
DP2030	TES	08:34:48	04:01:48	04:33:00
DP2030 y D37	TES	07:30:00	07:01:48	00:28:12
DP2030 y D37	TES	10:37:48	02:58:48	07:39:00

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Tabla A2.2 Base de datos para el tanque # 7 (viscosidad, flujo de llenado, temperatura)

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Viscosidad (cSt)	Flujo de llenado (m <sup>3</sup> /h)	Temperatura (°C)
DP2030 y D37	TL	1989	122,01	87,99
DP2030 y D37	TL	1847	112,51	87,79
DP2030 y D37	TL	1982	277,86	87,7
DP2030 y D37	TL	1910	275,02	86,23
DP2030 y D37	TL	2209	170,7	88,09
DP2030 y D37	TL	2086	275,69	89,61
DP2030 y D37	TL	1864	268,74	88,44
DP2030 y D37	TL	2126	250,57	88,87
DP2030	TL	2099	188,5	90,54
DP2030	TL	2133	246,23	88,69
DP2030	TL	2090	261,19	89,61
DP2030	TL	1872	239,72	89,42
DP2030	TL	1863	280,07	90,78
DP2030	TL	2173	294,08	91,84
DP2030	TL	2175	312,82	94,34
DP2030	TL	2133	309	87,81
DP2030	TL	2184	340,65	91,63
DP2030	TL	2184	295,89	93,72
DP2030	TL	2220	308,38	94,26
DP2030	TL	1794	289,16	93,04
DP2030 y D37	TL	2059	358,6	93,1
DP2030 y D37	TL	2207	275,3	90,3
DP2030 y D37	TL	2116	339,37	88,9
DP2030 y D37	TL	2209	314,58	94
DP2030 y D37	TL	2220	348,84	91
DP2030	TES	2118	216,05	88,6
DP2030	TES	1764	211,51	89,64
DP2030	TES	1751	221,57	92,29
DP2030	TES	2071	197,3	89,56
DP2030	TES	2016	216,4	87,4
DP2030	TES	1946	225,93	85,65
DP2030	TES	1902	274,9	82,33
DP2030	TES	1608	226,5	88,59
DP2030	TES	1726	226,27	90,33
DP2030	TES	1972	207,33	91,85
DP2030	TES	1789	221,75	93,5
DP2030	TES	1720	221,58	92,12
DP2030 y D37	TES	1660	231,87	90,4

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Viscosidad (cSt)	Flujo de llenado (m <sup>3</sup> /h)	Temperatura (°C)
DP2030 y D37	TES	2179	228,23	91,3
DP2030 y D37	TES	1685	224,23	95,5
DP2030 y D37	TES	1706	231,83	91,8
DP2030 y D37	TES	1719	227,76	91,2
DP2030 y D37	TES	1650	227,04	87,4
DP2030 y D37	TES	1817	231,46	90,2
DP2030 y D37	TES	1861	225,25	89,4
DP2030 y D37	TES	1868	224,33	93,4
DP2030 y D37	TES	1836	228,42	87,4
DP2030 y D37	TES	1900	218,37	79,9
DP2030 y D37	TES	1751	199,47	88,5
DP2030	TES	1747	175,19	86,4
DP2030	TES	1861	175,56	89,5
DP2030	TES	1800	184,85	89,8
DP2030	TES	1800	176,97	90,5
DP2030	TES	1815	219,63	89,2
DP2030	TES	1872	205,55	76,7
DP2030	TES	1721	184,91	83,9
DP2030	TES	1821	227,75	90,2
DP2030 y D37	TES	1889	227,18	90,4
DP2030 y D37	TES	1906	207,85	92,8

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Tabla A2.3 Base de datos para el tanque # 8 (tiempo de ciclo, tiempo de reposo, tiempo de tratamiento en el llenado)

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Tiempo de ciclo (hh:mm:ss)	Tiempo de reposo (hh:mm:ss)	Tiempo de tratamiento en el llenado (hh:mm:ss)
DP2030 y D37	TL	23:04:48	17:19:12	05:46:12
DP2030 y D37	TL	15:30:00	05:13:48	10:16:12
DP2030 y D37	TL	16:00:00	07:36:00	08:24:00
DP2030 y D37	TL	20:51:00	20:51:00	00:00:00
DP2030 y D37	TL	17:48:00	17:48:00	00:00:00
DP2030 y D37	TL	17:00:00	17:00:00	00:00:00
DP2030 y D37	TL	12:01:48	08:09:00	03:52:48
DP2030 y D37	TL	16:10:12	12:48:00	03:22:12
DP2030 y D37	TL	18:36:00	14:01:48	04:34:12
DP2030	TL	21:30:00	20:37:48	00:52:12
DP2030	TL	20:55:12	20:55:12	00:00:00
DP2030	TL	21:00:00	16:00:00	05:00:00
DP2030	TL	15:10:12	10:34:12	04:36:00
DP2030	TL	16:27:00	11:18:00	05:09:00
DP2030	TL	12:03:00	12:03:00	00:00:00
DP2030	TL	06:00:00	03:58:48	02:01:12
DP2030	TL	13:16:48	12:49:48	00:27:00
DP2030	TL	16:19:48	12:07:12	04:13:12
DP2030	TL	13:20:00	09:35:00	03:45:00
DP2030 y D37	TL	15:30:00	09:22:12	06:07:48
DP2030 y D37	TL	16:19:48	15:01:48	01:18:00
DP2030 y D37	TL	14:40:12	13:36:00	01:04:12
DP2030 y D37	TL	12:16:48	12:06:00	00:10:48
DP2030	TL	14:55:12	13:58:48	00:55:48
DP2030	TL	17:04:48	14:37:12	02:28:12
DP2030	TES	11:49:48	09:28:12	02:22:12
DP2030	TES	12:00:00	07:00:00	05:00:00
DP2030	TES	12:40:12	08:01:12	04:39:00
DP2030	TES	15:15:00	12:51:00	02:24:00
DP2030	TES	09:24:00	07:51:00	01:33:00
DP2030	TES	08:10:12	05:54:00	02:16:12
DP2030	TES	10:00:00	06:00:00	04:00:00
DP2030	TES	06:49:48	04:00:00	02:49:48
DP2030	TES	03:00:00	00:00:00	03:00:00
DP2030	TES	14:10:12	06:00:00	08:10:12
DP2030	TES	15:15:00	14:40:12	00:34:48

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Tiempo de ciclo (hh:mm:ss)	Tiempo de reposo (hh:mm:ss)	Tiempo de tratamiento en el llenado (hh:mm:ss)
DP2030 y D37	TES	10:49:48	08:34:48	02:15:00
DP2030 y D37	TES	10:21:00	06:48:00	03:33:00
DP2030 y D37	TES	10:15:00	10:00:00	00:15:00
DP2030 y D37	TES	08:03:00	07:51:00	00:12:00
DP2030 y D37	TES	11:25:12	08:00:00	03:25:12
DP2030 y D37	TES	19:30:00	07:30:00	12:00:00
DP2030 y D37	TES	13:10:12	00:00:00	13:10:12
DP2030 y D37	TES	12:15:00	04:00:00	08:15:00
DP2030 y D37	TES	14:00:00	06:00:00	08:00:00

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

Tabla A2.4 Base de datos para el tanque # 8 (viscosidad, flujo de llenado, temperatura)

Desemulsionante	Tecnología utilizada	Viscosidad (cSt)	Flujo de llenado (m <sup>3</sup> /h)	Temperatura (°C)
DP2030 y D37	TL	1666	301,28	87,9
DP2030 y D37	TL	1705	129,3	82,3
DP2030 y D37	TL	1808	127,01	81
DP2030 y D37	TL	1825	276,23	77,9
DP2030 y D37	TL	1872	310,08	88,32
DP2030 y D37	TL	1910	279,78	78,4
DP2030 y D37	TL	2152	187,2	80,1
DP2030 y D37	TL	2116	261,71	81,1
DP2030 y D37	TL	1891	217,44	83,5
DP2030	TL	2116	243,54	84,3
DP2030	TL	2050	269,6	84,43
DP2030	TL	1677	264,97	88,32
DP2030	TL	1865	284,88	90,45
DP2030	TL	1957	276,5	91,85
DP2030	TL	2075	298,52	90,02
DP2030	TL	1925	281,87	90,34
DP2030	TL	1904	235,5	90,79
DP2030	TL	1794	235,15	85,77
DP2030	TL	2020	261	92,515
DP2030 y D37	TL	2262	272,86	88,9
DP2030 y D37	TL	2196	316,75	86
DP2030 y D37	TL	2215	360,05	87
DP2030 y D37	TL	2205	356	86,3
DP2030	TL	2195	292,23	90
DP2030	TL	2103	357,85	92,22
DP2030	TES	1759	209,18	88,09
DP2030	TES	1989	206,5	94,31
DP2030	TES	1853	205,61	87,48
DP2030	TES	2101	215,57	86,57
DP2030	TES	2069	168,39	89,42
DP2030	TES	1610	194,86	87,48
DP2030	TES	1708	207,87	85,56
DP2030	TES	1745	192,71	88,54
DP2030	TES	2154	204	86,94
DP2030	TES	1689	209,88	85,73
DP2030	TES	1635	211,42	86,32
DP2030 y D37	TES	1791	211,62	89,9
DP2030 y D37	TES	1855	201,08	90,8



Desemulsionante	Tecnología utilizada	Viscosidad (cSt)	Flujo de llenado (m <sup>3</sup> /h)	Temperatura (°C)
DP2030 y D37	TES	1664	219,42	88,9
DP2030 y D37	TES	1707	216,09	87,4
DP2030 y D37	TES	1726	205,46	87,4
DP2030 y D37	TES	1622	209,17	88,8
DP2030 y D37	TES	1605	204,29	86,5
DP2030 y D37	TES	1700	207,04	89,8
DP2030 y D37	TES	1855	209	88,2

TL: tanques de lavado

TES: tercera etapa de separación de gases

## Anexo 3

Distribuciones de frecuencia para cada uno de los conjuntos del tiempo de ciclo:

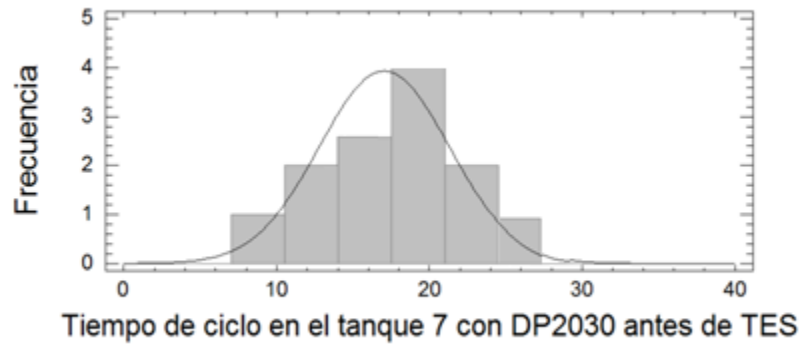


Figura A3.1 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 7 con DP2030 antes de la incorporación de la TES

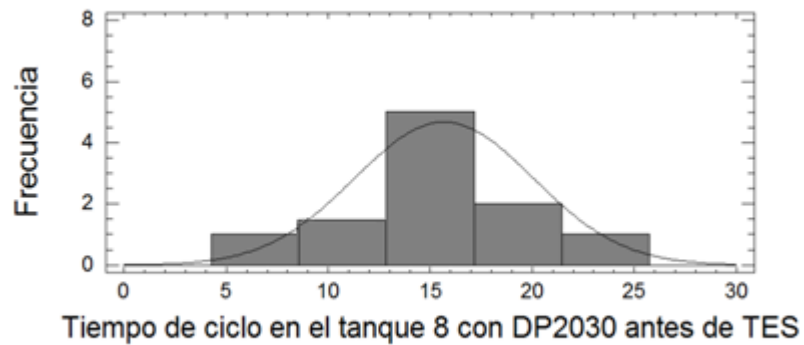


Figura A3.2 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 8 con DP2030 antes de la incorporación de la TES

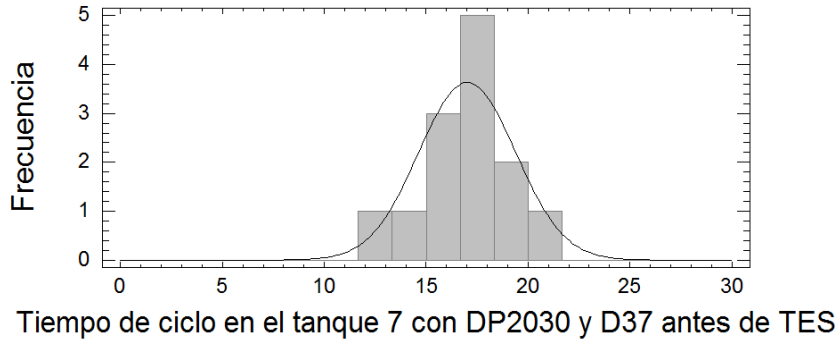


Figura A3.3 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 7 con DP2030 y D37 antes de la incorporación de la TES

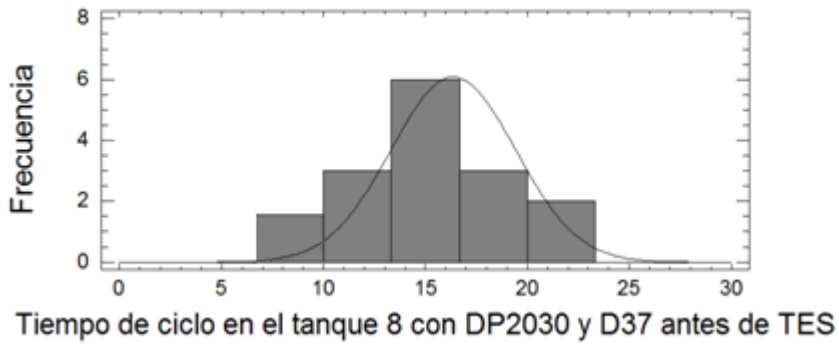


Figura A3.4 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 8 con DP2030 y D37 antes de la incorporación de la TES

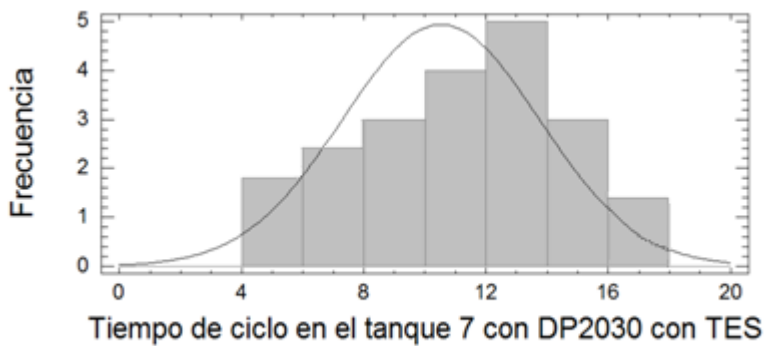


Figura A3.5 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 7 con DP2030 después de la incorporación de la TES

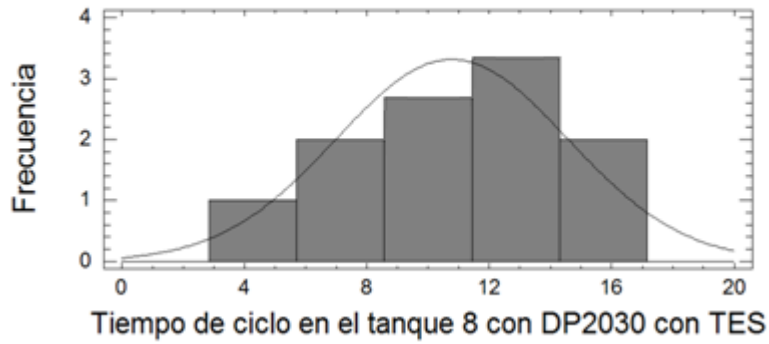


Figura A3.6 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 8 con DP2030 después de la incorporación de la TES

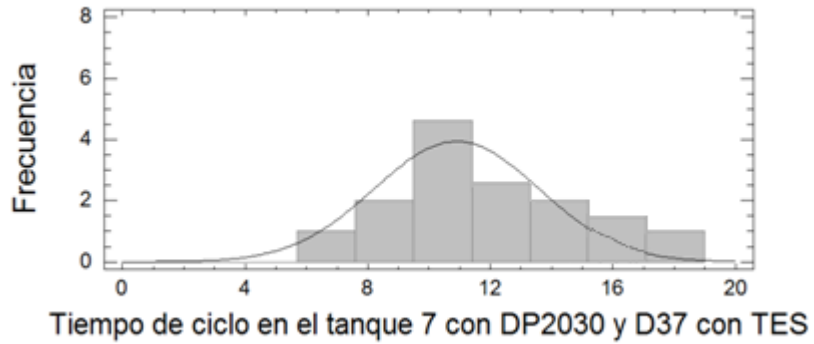


Figura A3.7 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 7 con DP2030 y D37 después de la incorporación de la TES

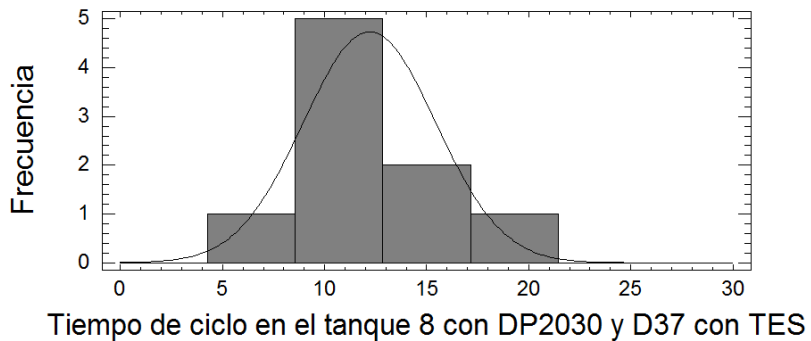


Figura A3.8 Histograma de la variable tiempo de ciclo para el tanque # 8 con DP2030 y D37 después de la incorporación de la TES

## Anexo 4

Tabla A4.1 Interacción entre los factores para el tiempo de ciclo

Interacción entre los factores	Ciclos	Media (horas)
Desemulsionantes y tecnología utilizada		
D37 y DP2030 con tanques de lavado	26	16,8
D37 y DP2030 con TES	23	11,6
DP2030 con tanques de lavado	24	16,4
DP2030 con TES	31	10,7
Desemulsionantes y tanques		
D37 y DP2030 en Tanque # 7	27	14,0
D37 y DP2030 en Tanque # 8	22	14,4
DP2030 en Tanque # 7	32	13,8
DP2030 en Tanque # 8	23	13,2
Tanques y tecnología utilizada		
Con tanques de lavado Tanque # 7	25	17,0
Con tanques de lavado Tanque # 8	25	16,1
Con TES Tanque # 7	34	10,7
Con TES Tanque # 8	20	11,5