

**Universidad de Matanzas**  
**Sede Camilo Cienfuegos.**  
**Facultad de Ciencias Técnicas**  
**Departamento de Química.**



**Título: Diseño de un sistema de separación que disminuya la cantidad de combustibles en aguas oleosas que se envían a las plantas de tratamiento de residuales.**

En opción al grado académico de Master en Producciones Más Limpias.

**Autor:** Ing. Adrián Roque Betancourt.

Matanzas, 2020.

**Universidad de Matanzas**  
**Sede Camilo Cienfuegos.**  
**Facultad de Ciencias Técnicas**  
**Departamento de Química.**



**Título: Diseño de un sistema de separación que disminuya la cantidad de combustibles en aguas oleosas que se envían a las plantas de tratamiento de residuales.**

En opción al grado académico de Master en Producciones Más Limpias.

**Autor:** Ing. Adrián Roque Betancourt.

**Tutores:** Dr.C. Juana Daisy Anoyvega Mora.

Dr.C. Mario Yll Lavín.

Matanzas, 2020.

**Dedicatoria.**

A mi hijo Simon.

## **Agradecimientos.**

A Dios por esta vida maravillosa que tengo.

A mi esposa Caridad y mi hijo Simon por todo.

A mi familia en especial a mi mama Ana Lidia y mi hermano Erián por su ayuda incondicional y confianza.

A mi maestro y amigo Dr. C. Mario Yll Lavín.

A mi excelente tutora Dr.C. Juana Daisy AnoyVega Mora.

A Ingeniero Jonathan Serrano Febles.

A Ingeniera Elina Pérez Moré.

A Ingeniero Dairón Días Ramírez

Una vez más a los profesores del Departamento de Química de la Universidad de Matanzas por todo.

Y a todos aquellos que de una forma u otra siempre me han apoyado.

A todos muchas Gracias.

## **Resumen.**

Se presentan los diseños de dos separadores para disminuir el contenido de combustible en las aguas oleosas en que se asegura un alto porcentaje de retención. El método de diseño empleado está sustentado de modificaciones teóricas sobre la base de plataformas tradicionales especializadas y en que además se introduce las técnicas del escalado. Los diseños que aquí se muestran, son el resultado de la aplicación teórica en una planta comercializadora de combustible para su sistema de tratamiento de aguas residuales, en que se obtienen resultados satisfactorios a la recuperación de combustibles que forman parte del efluente y que proceden de diferentes fuentes emisoras, que si no se eliminan pueden comprometer al buen funcionamiento de la planta y traer consecuencias desfavorables al medio ambiente. La inversión del proyecto es relativamente de bajo costo y con la ayuda del beneficio económico que ofrece, implica un corto plazo de recuperación de la inversión.

**Abstract.**

The designs of two separators to diminish oil content in the oily water in which a high percentage of retention is assured are presented. The design method used is sustained on the theoretical modifications on the traditional specialized platform and in which the scalation techniques are introduced. The designs shown here are the result of the theoretical application in a fuel combustible merchandizing plant for its treatment system of wastewater in which satisfactory results of recovering the combustible that are part of the effluent and proceed of different transmitting sources, that if are eliminated can compromise the plant operation and bring in unfavorable consequences. The investment of the project is relatively low cost and the economic benefits that offers, allows the investment recovery at a short term.

## Índice

<b>Introducción.</b> ....	1
<b>Problema:</b> .....	2
<b>Hipótesis:</b> .....	2
<b>Objetivo General:</b> .....	2
<b>Objetivos Específicos:</b> .....	2
<b>Capítulo I. Estado del Arte.</b> .....	3
<b>1.1 Recepción del petróleo crudo.</b> .....	3
<b>1.1.1 Recepción por Oleoducto.</b> .....	4
<b>1.1.2 Recepción por Buques petroleros.</b> .....	4
<b>1.1.3 Recepción por Camiones cisternas.</b> .....	4
<b>1.2 Impureza de los Crudos.</b> .....	5
<b>1.3 Métodos de tratamientos de crudos.</b> .....	6
<b>1.3.1 Método Mecánico.</b> .....	7
<b>1.3.2 Aplicación de Calor.</b> .....	7
<b>1.3.2.1 Tratamiento con aplicación de calor con producto químico con y sin reposo.</b> .....	8
<b>1.3.3 Separación por gravedad o asentamiento.</b> .....	8
<b>1.3.4 Método Químico.</b> .....	8
<b>1.3.4.1 Tratamiento a temperatura ambiente con tratamiento químico y reposo.</b> .....	8
<b>1.3.4.2 Tratamiento a temperatura ambiente con tratamiento químico y sin reposo.</b> .....	9
<b>1.3.5 Método eléctrico.</b> .....	9
<b>1.4 Parámetros de calidad y control en la recepción del petróleo crudo extraído del pozo.</b> .....	10
<b>1.5 Tipos y características de Tanques de almacenamiento de combustibles.</b> .....	11
<b>1.5.1 Tanque atmosférico de techo fijo.</b> .....	11
<b>1.5.2 Tanque atmosférico de techo flotante.</b> .....	12
<b>1.5.3 Tanque a presión.</b> .....	13
<b>1.5.4 Tanque de baja presión.</b> .....	13
<b>1.5.5 Tanques refrigerados.</b> .....	13
<b>1.5.6 Tanques abiertos o sin Techo.</b> .....	14
<b>1.6 Tipos y sistemas de drenaje industria petrolera.</b> .....	14
<b>1.6.1.1 Sistema de Drenaje de Agua no Contaminada con Hidrocarburos.</b> .....	15

1.6.1.2 Sistema de Drenaje de Aguas Contaminadas con Hidrocarburos.....	16
1.6.1.3 Sistema de Drenaje de Agua Contaminadas con Productos Químicos.....	16
1.6.1.4 Sistema de Drenaje de Aguas Negras.....	17
1.6.2 Tecnología para los sistemas de Drenajes de tanques.....	17
1.7 Métodos convencionales de tratamiento de aguas residuales del petróleo (aguas oleosas).....	17
1.7.1 Tratamiento físico de aguas oleosas.....	19
Sedimentación.....	19
Separadores API.....	19
Separadores coalescentes.....	20
Separadores de plato corrugado.....	20
Interceptores de placas paralelas.....	21
Flotación.....	21
Centrifugación.....	23
Adsorción.....	23
Adsorción con carbón activado.....	24
Filtración por Membranas.....	24
Métodos térmicos.....	25
Evaporación.....	26
Desestabilización de emulsiones mediante calentamiento ligero.....	26
1.7.2 Tratamiento Químico de aguas oleosas.....	26
Coagulación y Floculación.....	26
Electro-coagulación.....	27
1.7.3 Tratamiento biológico de aguas oleosas.....	28
Proceso de lodos activados.....	28
1.8 Trampas de grasa y aceites.....	29
1.8.1 Métodos de diseños.....	31
1.8.2 Diseño de trampas de Grasa.....	32
1.8.3 Tiempo de retención hidráulico para trampas de grasas.....	33
1.8.4 Tipos de materiales de fabricación de las trampas de grasas y aceites.....	34
1.9 Recuperación de combustibles.....	35
Conclusión parcial del capítulo.....	36
Capítulo 2 Materiales y Métodos.....	37

<b>2.1 Descripción general del Caso de Estudio.....</b>	<b>37</b>
<b>2.1.1 Breve descripción del sistema de tratamiento de Aguas oleosas.....</b>	<b>37</b>
<b>2.2 Determinación de la calidad de los combustibles procedentes del drenaje de tanques y laboratorio.....</b>	<b>38</b>
<b>2.2.1 Determinación de la calidad de combustible de drenaje de tanque.....</b>	<b>38</b>
<b>2.2.2 Determinación de la calidad del combustible en el separador de laboratorio.....</b>	<b>38</b>
<b>2.3 Diseño de separador de combustible.....</b>	<b>39</b>
<b>Descripción y funcionamiento de los separadores de combustible.....</b>	<b>39</b>
<b>2.3.1 Diseño del separador de combustible para drenaje de tanque.....</b>	<b>40</b>
<b>2.3.2 Caudal para el diseño del separador de combustible del drenaje de los tanques.....</b>	<b>42</b>
<b>2.3.3 Volumen de combustible presente en drenaje de tanques.....</b>	<b>42</b>
<b>2.4 Diseño del separador de combustible para drenaje del laboratorio.....</b>	<b>43</b>
<b>2.4.1 Volumen de efluente generado en el laboratorio.....</b>	<b>45</b>
<b>Volumen de agua generada en el laboratorio.....</b>	<b>45</b>
<b>Volumen de combustible generado por el Laboratorio.....</b>	<b>46</b>
<b>2.6 Estimación de la inversión de los separadores de combustibles.....</b>	<b>47</b>
<b>Capítulo III. Resultado y Análisis.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1 Análisis de la calidad de los efluentes que son enviados a la planta de tratamiento.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1.1 Análisis de calidad y destino del combustible procedente del drenaje de los tanques.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1.2 Análisis de la calidad y destino del combustible procedente del drenaje de laboratorio.....</b>	<b>48</b>
<b>3.2 Resultado del diseño del separador de combustible para drenaje de los tanques.....</b>	<b>50</b>
<b>3.2.1 Calculo del caudal para el diseño.....</b>	<b>50</b>
<b>3.3.2 Volumen de combustible presente en drenaje.....</b>	<b>51</b>
<b>3.3.3 Volumen de combustible a recuperar para el diseño.....</b>	<b>51</b>
<b>3.3.4 Resultado de diseño del separador de combustible para drenaje de tanque. ..</b>	<b>52</b>
<b>3.3.5 Estimación del Costo de la inversión separador de drenaje de Tanques.....</b>	<b>54</b>
<b>Costo de Materiales.....</b>	<b>54</b>
<b>Cálculo de los m<sup>3</sup> de hormigón del separador.....</b>	<b>54</b>
<b>Costos de Construcción.....</b>	<b>56</b>

<b>3.4 Volumen de combustible recuperado en el separador de tanques.</b>	57
<b>3.5 Diseño del separador de combustible para el drenaje de laboratorio.</b>	57
<b>3.5.1 Volumen de efluente generado en el laboratorio.</b>	57
Volumen de agua generada en el laboratorio	57
Volumen de combustible generado por el Laboratorio.	58
<b>3.5.2 Resultado del diseño del separador de combustible para drenaje del laboratorio.</b>	58
<b>3.5.3 Calculo materiales de construcción.</b>	61
Calculo de los m <sup>3</sup> de hormigón del separador.	61
Costos de Construcción	62
<b>3.6 Volumen de Combustible que se recupera en el separador.</b>	63
<b>3.7 Beneficio y Plazo de recuperación de la Inversión.</b>	64
Beneficio por concepto de recuperación de Combustible.	64
Beneficios económicos de la recuperación de combustibles.	65
Drenaje de tanque.	65
Drenaje de laboratorio.	65
Plazo de recuperación de la inversión.	65
<b>3.8 Disposición de los residuos generados de los separadores de combustible.</b>	66
<b>Conclusiones Parciales.</b>	66
<b>Conclusiones.</b>	67
<b>Recomendaciones.</b>	67
<b>Bibliografía.</b>	I
<b>Anexos.</b>	XIII
<b>Anexo 1: Grupos para combustibles según su clasificación.</b>	XIII
<b>Anexo 2. Figura del Separador de Drenaje de Tanque.</b>	XIV
Vista Superior del Separador.	XIV
Vista Frontal del Separador	XIV
<b>Anexo 3. Figura del Separador de Drenaje de Laboratorio.</b>	XV
Vista Superior del Separador.	XV
Vista Frontal del Separador.	XV

## **Introducción.**

La contaminación que generan los residuales oleosos es uno de los problemas ambientales que existen actualidad originado por la industria petrolera entre ellas se citan las plantas comercializadoras de combustible.

Las estaciones de servicios de hidrocarburos tienen la función de:

- ✓ Recibir los combustibles con las especificaciones requeridas,
- ✓ Almacenar a estos el tiempo necesario para que ocurra la separación del agua y combustible y enviar los productos a sus destinos.

El agua oleosa obtenida en los drenajes contiene porcentajes de hidrocarburos, metales pesados, grasa y aceites, otros elementos, en que su vertimiento causa daño al ecosistema en donde se depositan y por esta razón se hace imprescindible instalar plantas de tratamiento de residuales líquidos.

Son varias las causas del aumento de la cantidad de combustibles presente en las aguas oleosas donde resalta la deficiente manipulación de las válvulas que dan paso al drenaje de los tanques producto a la no automatización de las mismas, trayendo graves consecuencias en el funcionamiento de la planta en sí y en los ecosistemas circundantes.

Por otra parte, los laboratorios de calidad adjunto a las estaciones de servicio son fuentes generadoras de efluentes con altos contenidos de combustibles, debido a los métodos de ensayo para determinar la calidad de los mismos, las cantidades utilizadas en las muestras y en lavado de los utensilios; esta situación acrecienta el contenido de combustibles del efluente que se envía a la planta de tratamiento. Estos aumentos del contenido de combustible en el agua oleosa a procesar en dichas plantas no aseguran su buen funcionamiento acentuando su deterioro y el aumento de los costos de operación.

Hay otras situaciones no previstas en que se incrementa también el contenido de combustible en el drenaje como, por ejemplo, los drenajes por líneas tecnológicas, tanques y accesorios y estas plantas no están diseñadas para enfrentar estas situaciones, como se ha visto, con este exceso no es posible que se cumplan los objetivos fundamentales por los cuales está destinada, pudiendo llegar a cierre temporal de la misma sin que se solucionen estas dificultades.

En el pretratamiento y tratamiento primario de estas plantas es donde debe eliminarse el combustible a su máxima expresión para que estos no afecten a las etapas posteriores y

mucho menos que forme parte del afluente final. El combustible que aún permanece comprometen la efectividad del resto de las operaciones unitarias que forman parte de estos sistemas y por lo tanto interviene en la remoción del resto de los contaminantes como son los metales pesados y otros.

Entonces se hace necesario impedir la sobrecarga de combustibles que ingresan a través de los efluentes a los sistemas de tratamientos, y así se formula el problema siguiente.

**Problema:**

¿Cómo disminuir la cantidad de combustibles contenidos en las aguas oleosas que son enviadas a la planta de tratamiento de residuales?

**Hipótesis:**

Con un sistema de separación de combustible incorporado en la etapa primaria del tratamiento de aguas oleosas es factible reducir los niveles de combustibles en estos efluentes.

**Objetivo General:**

Diseñar un sistema de separación que disminuya la cantidad de combustibles en aguas oleosas que se envían a las plantas de tratamiento de residuales.

**Objetivos Específicos:**

1. Cuantificar el volumen de combustible contenido en las aguas oleosas según su fuente emisora.
2. Establecer las bases para el diseño de los separadores de combustible en dependencia del lugar de procedencia del residual.
3. Proponer los posibles destinos del combustible recuperado

## **Capítulo I. Estado del Arte.**

En este capítulo se comenta de los combustibles, sus parámetros de calidad y de las distintas vías de recepción, el almacenamiento y entrega de los mismos. También se exponen los diferentes tanques que son usados en la industria petrolera para el almacenamiento de los hidrocarburos.

Se realiza una revisión profunda de los efluentes generados de la actividad productiva de la industria petrolera y los diferentes tratamientos a los que están expuestos estos efluentes.

Se investiga sobre los interceptores de grasas y aceites y sus parámetros de diseño y su utilización en la remoción de carga contaminante de los distintos residuales.

### **1.1 Recepción del petróleo crudo.**

Los hidrocarburos comienzan a transportarse desde la superficie del pozo en los campos de extracción, hasta su destino final de consumo, recorriendo un itinerario de rutas y redes que conforman un sistema de transporte y distribución. El transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima, petróleo crudo, desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesado para obtener los productos derivados; el siguiente momento es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos y productos derivados llegan hasta los centros de consumo. (del Canto y Zago, 2016)

Una terminal de despacho es una planta de almacenamiento de diversos productos para luego ser enviados al consumidor. Existen distintos grupos de terminales según el producto que almacenan, en este caso se tiene en cuenta a las que almacenan petróleo crudo y a las que almacenan combustibles, existiendo también terminales de despacho mixtas. (del Canto y Zago, 2016)

La terminal de despacho (comercializadora) de este estudio almacena petróleo crudo y derivados por lo tanto es una terminal mixta. Sin embargo, las terminales de despacho de petróleo crudo se encuentran ubicadas en los pozos de extracción o en los puertos, para luego enviar el producto a los clientes, siendo el punto intermedio entre los pozos de petróleo crudo, refinerías y clientes.

En el patio de tanques de las terminales de despacho se almacenan grandes cantidades de combustible, recibidos por medio de oleoductos, buques petroleros y camiones cisternas.

### **1.1.1 Recepción por Oleoducto.**

Desde los tanques de almacenaje en los yacimientos, el petróleo crudo es transportado por ramales internos hasta líneas troncales de oleoductos donde se bombea hacia terminales oceánicas o refinerías. Como por lo general el petróleo se encuentra a grandes distancias de los centros de consumo, los oleoductos integran una parte importante de los recursos financieros que deben destinar para las inversiones de capital. Muchos oleoductos se entierran por debajo del nivel del suelo, y todos demandan procesos especiales para protegerlos de la corrosión. En estos casos uno de los métodos anticorrosivos más utilizados es el de protección catódica por corriente impresa. La tubería de acero es el elemento de mayor costo de un oleoducto, y puede representar entre un 35 y 45 por ciento de la inversión total (del Canto y Zago, 2016). Por otro lado, Márquez (2013) comenta que los mismos deben estar equipados con alarmas y válvulas de cierre automático que permita una respuesta rápida a las roturas. Según Hernández, (2011) estos oleoductos son tuberías de 1m de diámetro aproximadamente.

### **1.1.2 Recepción por Buques petroleros.**

Según del Canto y Zago, (2016) y Hernández, (2011) los buques petroleros de crudo, se utilizan para transportar petróleo desde los campos de extracción hasta las refinerías y normalmente hacen los viajes de retorno de vacío. Cuando el petróleo crudo ha sido transportado por un oleoducto a una terminal portuaria puede ser transferido a bordo de un buque tanque para ser llevado a las refinerías donde será procesado o bien exportado como tal. Los buques-tanques más grandes pueden movilizar más de medio millón de toneladas.

Algunos petroleros de gran porte encuentran dificultades para atracar en puertos comunes que carecen del calado adecuado o no disponen de muelles especiales. En esos casos se transfiere el petróleo a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, donde la profundidad es la adecuada (del Canto y Zago, 2016) y Márquez (2013).

del Canto y Zago, (2016) expone en su trabajo que las embarcaciones petroleras se dividen en embarcaciones que transportan combustibles pesados o sucios como son crudos, asfalto, fuel-oil; embarcaciones con combustibles ligeros o limpios siendo estos las gasolinas, gasoil, keroseno y otros.

### **1.1.3 Recepción por Camiones cisternas.**

El transporte de petróleo crudo por camión se realiza para tramos cortos y con poco volumen de materia prima. Aunque se han encontrado casos de refinerías que no procesan

crudo propio, por lo cual el transporte del mismo lo realizan por camión, lo que incrementa sustancialmente sus costos logísticos. En la mayoría de los casos, este tipo de transporte se utiliza como modo de contacto entre las refinerías y las terminales portuarias para luego enviar las cargas por buques tanque. Debido a que se trata de una sustancia peligrosa, los camiones deben cumplir con una cierta regulación para el transporte de mercancías peligrosas por carretera. El vehículo debe contar entre otras cosas, con la revisión técnica de la cisterna y el calibrado con la capacidad volumétrica de cada cisterna (del Canto y Zago, 2016).

## **1.2 Impureza de los Crudos.**

Cuando el crudo es extraído de la tierra, este contiene impurezas como el agua, lodo y sales que deben ser eliminados mediante su explotación y transportación (Yasin *et al*; 2013); (Villegas, 2017).

Si el crudo llega a una refinería con porcentajes mayores del 1 % de agua, no puede ser procesado en las torres de destilación, debido a que la expansión de vapor de agua ocasionaría daños a las mismas (Erij *et al*, 2008; Sofía, 2006). El agua asociada al crudo se puede presentar en forma libre y emulsionada. La primera es normalmente separada por gravedad en equipos conocidos como separadores de agua libre; mientras que el agua emulsionada requiere de un tratamiento capaz de romper la emulsión, para luego efectuar la separación por gravedad. En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada. (Sofía, 2006)

Según Hernández, (2011) un crudo con un contenido de agua mayor que el específico en los contratos de venta, representaría un alto riesgo de pérdidas tanto económicas, como de prestigio de suplidor confiable. La presencia de agua en el crudo es indeseable no sólo porque es una impureza sin valor, sino porque el agua contiene sales inorgánicas tales como cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación.

También los crudos extraídos de los pozos contienen grandes cantidades de azufre como impureza, según sea la ubicación regional de los yacimientos. El azufre crea la corrosión en los equipos de las industrias petroleras y genera contaminación atmosférica, por lo que deben eliminarse en los distintos tratamientos posteriores. (MathPro, 2011)

El autor agrega, que el agua al ser más densa que el crudo esta se deposita en el fondo de los tanques de almacenamiento de los mismos, generando la proliferación de microorganismos como bacterias y hongos que producen sustancias ácidas y con el tiempo aceleran la corrosión del material de construcción de los tanques acortando el tiempo de vida útil de este y la contaminación del combustible.

Una vez que el crudo se encuentra totalmente limpio, se transporta por las vías ya expuestas a las estaciones de servicios que es el punto intermedio para el comprador.

### **1.3 Métodos de tratamientos de crudos.**

De acuerdo con las características del crudo y sus dificultades para separar el agua de formación emulsionada, se seleccionan las diferentes opciones de tratamiento a temperatura ambiente y/o con aplicación de calor. Normalmente, la aplicación de calor se emplea en crudos pesados y extra pesados. Los crudos livianos y medianos son deshidratados a temperatura ambiente; sin embargo, por las fluctuaciones en los precios de los productos químicos y del petróleo, en algunos casos resulta ventajoso aplicar calentamiento a los crudos medianos. (Hernández, 2011)

Este mismo autor propone que las diferentes opciones de tratamiento de crudos que más se presentan en la industria petrolera son los que a continuación se exponen:

1. A temperatura ambiente:

- a) Con tratamiento químico y reposo
- b) Con tratamiento químico y sin reposo.

2. Con aplicación de calor:

- a) Con tratamiento químico y reposo.
- b) Con tratamiento químico y campo electrostático

Por otra parte, Villegas, (2017) comenta que en una emulsión de agua en petróleo existen dos fuerzas que se oponen constantemente:

- ✓ La tensión superficial o interfacial, que permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, las cuales cuando están suficientemente grandes se asientan por la acción de la gravedad.
- ✓ La membrana del agente emulsificante que rodea al agua tiende a evitar la unión de las gotas pequeñas y aún en el choque de dos gotas pequeñas tiende a quedar entre ellas de manera que no pueda formarse una gota más grande.

Sin embargo, Villegas, (2017) indica que la única alternativa que queda es la de romper la membrana del agente emulsificante que está poniendo aquellas dos fuerzas en antagonismo. Con este fin, tres métodos generales de tratamiento se usan actualmente, uno en mayor o menor grado que otros de acuerdo al carácter de las emulsiones, tipo de crudo tratado, y por último la técnica del operador, dichos métodos son:

1. Método Mecánico
2. Método Químico
3. Método Eléctrico

### **1.3.1 Método Mecánico.**

Esta forma de tratamiento es usada en combinación con los métodos químicos y eléctricos, es decir, como un tratamiento previo al uso de los dos métodos o combinación con ellos. En los casos de emulsiones muy inestables, la sola aplicación de calor puede en algunos casos, producir un rápido rompimiento de la emulsión, pero en la gran mayoría de los casos, el tratamiento químico o eléctrico es necesario, a menos que la temperatura usada se acerque al punto de ebullición del agua, por la desventaja de pérdida de petróleo liviano. (Villegas, 2017)

### **1.3.2 Aplicación de Calor.**

Cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua, ya que una vez se alcance esa temperatura, las gotas de agua se evaporan y por lo tanto la membrana protectora se rompe. La aplicación de calor a alta temperatura tiene muchas desventajas por la cual, en la práctica, no se opera en esos niveles. (Villegas, 2017)

#### **1.3.2.1 Tratamiento con aplicación de calor con producto químico con y sin reposo.**

En esta forma de tratamiento, se calienta el crudo, utilizando hornos a fuego directo o indirecto, o inyectando agua caliente a la corriente del mismo, y luego se deshidrata en tanques de lavado y/o reposo. Este método es el que normalmente se utiliza en crudos pesados. (Hernández, 2011)

#### **1.3.3 Separación por gravedad o asentamiento.**

Este proceso mecánico para tratar una emulsión no es más que el de un simple asentamiento por lo cual se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua, en virtud de sus diferencias en densidades. El asentamiento o separación por gravedad puede ser efectivo únicamente cuando la emulsión ha sido rota previamente por medio de algún otro tipo de tratamiento. Como se ha dicho, la velocidad de asentamiento está altamente influenciada por la viscosidad del petróleo y es por esta razón que la emulsión, en algunos casos, se calienta antes de colocarse en los tanques de asentamiento (Villegas, 2017).

#### **1.3.4 Método Químico.**

En el tratamiento químico de las emulsiones, la desemulsificación es obtenida introduciendo una sustancia que contrarreste el efecto del agente emulsificante en los casos que la emulsión está estabilizada por una membrana protectora; o introduciendo un producto desmulsificante que neutralice las cargas de las gotas si la emulsión está estabilizada por las atracciones eléctricas (Villegas, 2017).

Por otra parte, Hernández, (2011) cita que después que el compuesto químico se ha introducido por la línea de flujo, deberá haber suficiente agitación para que la sustancia se ponga en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea.

De allí que la distribución adecuada del producto en el cuerpo de la emulsión viene a constituir un factor de importancia en todo punto de deshidratación (Villegas, 2017).

#### **1.3.4.1 Tratamiento a temperatura ambiente con tratamiento químico y reposo.**

Según Hernández, (2011) esta forma de tratamiento consiste en la inyección de un producto desemulsionante al crudo producido, sin someterlo a calentamiento, para luego almacenado en tanques donde permanece en reposo por un determinado tiempo, antes de ser fiscalizado. Comúnmente, la inyección del producto químico desemulsionante se hace en los múltiples de producción, en las estaciones de flujo; o en las líneas principales de

recolección de crudo, esto es, en patios de tanques. Las estaciones de flujo donde se inyecta la química se seleccionan de acuerdo con su ubicación, y con la producción y características de la emulsión.

#### **1.3.4.2 Tratamiento a temperatura ambiente con tratamiento químico y sin reposo.**

Este tratamiento es similar al anterior, con la diferencia de que el crudo se trata en tanques de lavado donde constantemente entra y sale. El fluido sale, entonces, del tanque de lavado generalmente con las especificaciones de contenido de agua y sedimentos (menor al 1%). Esta forma de tratamiento no es usual y se aplica normalmente a crudos livianos/medianos. (Hernández, 2011)

#### **1.3.5 Método eléctrico.**

Este método emplea un campo eléctrico para separar la emulsión. El procedimiento es rápido y efectivo pero la inversión inicial es más elevada que en los métodos descritos anteriormente.

El tratamiento químico-eléctrico es una variedad del eléctrico, descrito antes.

Algunas veces la estabilidad de la emulsión es tal que la aplicación del tratamiento eléctrico no es suficiente. En estos casos se utiliza una pequeña cantidad de desemulsificante cuyo efecto se magnifica en presencia del campo eléctrico. Este método tiene un costo inicial relativamente alto, pero en su uso se ha extendido mucho en los últimos años debido a los grandes ahorros que se obtienen al mantenerse la gravedad de los crudos que se tratan. (Villegas, 2017)

Nos tante, Hernández, (2011) expone que este método se emplea normalmente para crudos pesados y extra pesados, e implica la acción de un campo electrostático de alto voltaje para promover la separación de las gotas de agua de emulsiones estables. Los procesos de deshidratación eléctrica requieren mayor temperatura que los procesos químicos; por esta razón, el proceso siempre se desarrolla bajo presión, lo cual es ventajoso cuando se requieren temperaturas superiores a la de ebullición del agua.

Sin embargo, Sofía, (2010) alega que el tratamiento magnético en la deshidratación de crudos el campo magnético actúa sobre el crudo, orientado las moléculas de parafina con su plano molecular perpendicular a la dirección del campo magnético y debido a la naturaleza polar del agua, a su paso por un campo electromagnético se produce un

reordenamiento en sus moléculas y ciertos cambios estructurales que se traducen en la variación de algunas de sus propiedades.

El autor comenta que en Cuba se aplica en mayor medida el método mecánico y químico simultáneo con la aplicación de calor en las zonas donde se encuentran los pozos en explotación, aunque hay un ligero aumento en el tratamiento magnético de los crudos extraídos, pero en menor medida que los demás métodos.

#### **1.4 Parámetros de calidad y control en la recepción del petróleo crudo extraído del pozo.**

Los petróleos crudos no son materiales uniformes. Su clasificación se basa en las características físicas (Sun *et al*; 2009; Odebunni *et al*; 2002), los cuales son llamados como parámetros comerciales y han sido válidos en la industria del petróleo para evaluar la calidad y propósito de precios de los combustibles (Yasin *et al*; 2013).

Cuánto más alta es la calidad del crudo, más alto es su precio de mercado, en relación con el precio promedio predominante de todo el petróleo crudo. En otras palabras, los crudos livianos con poco azufre tienen un sobreprecio, en comparación con el crudo mediano sulfurado y pesado. Los crudos livianos con poco azufre tienen un costo de refinación más alto que los crudos más pesados y sulfurados, debido a que los crudos livianos generan una mayor producción natural de los componentes que se incorporan en los productos livianos más valiosos, y los crudos con poco azufre tienen menos azufre. Por esta razón, los crudos livianos con poco azufre requieren menos energía para su procesamiento y menos inversión de capital para satisfacer la demanda y los estándares de calidad de un determinado producto, que los crudos más pesados y sulfurados (MathPro, 2011).

La gravedad específica es un importante parámetro para medir la calidad de los crudos, una gravedad baja indica una buena calidad del crudo siendo el mismo más ligero. Por otra parte, una alta gravedad API tiene mayores precios generalmente petróleos entre 40-45 °API comandan los más altos precios (Yasin *et al*; 2013).

El contenido de azufre es otro parámetro importante, los crudos dulces son aquellos que contienen menos 0,5% de azufre y los agrios los que contienen más de 0,5%. El azufre causa corrosión y oxidación en plantas. Generalmente existe una estrecha relación entre la gravedad específica y el contenido de azufre, ya que, si uno de los dos aumenta, también lo hará el otro (Yasin *et al*; 2013).

Porcentaje de agua (%agua) como se ha expresado, el agua causa corrosión en las plantas y estas se encuentran en los crudos de forma emulsionada o largas gotas, dispersas en el seno de uno u otro medio (Yasin et al; 2013); (Villegas, 2017).

Maida, (2010) indica que el parámetro de Agua y Sedimentos, el de mayor importancia.

Los parámetros que se utilizaran para caracterizar el producto después de cada etapa del proceso, son los que a continuación se comentan:

- ✓ Densidad
- ✓ Gravedad Específica
- ✓ Viscosidad
- ✓ Punto de Esgurrimiento
- ✓ Punto de Inflamación
- ✓ Punto de Combustión
- ✓ Agua y Sedimentos
- ✓ Composición por destilación

A criterio del autor los parámetros de densidad y viscosidad (cinemática) son los más importantes para este trabajo para determinar la calidad del combustible analizado, siendo este rubro importante para el destino y utilización del mismo en procesos posteriores.

### **1.5 Tipos y características de Tanques de almacenamiento de combustibles.**

En Cuba, se diseñan los tanques de almacenamiento de combustibles según las normas API 650 (*American Petroleum Institute* por sus siglas en inglés) que hacen referencia a los materiales fijados por las normas ASTM (*American Society for Testing and Materials* por sus siglas en inglés), y se siguen las normas de seguridad dadas por NFPA (*National Fire Protection Association* por sus siglas en inglés). Los principales tanques atmosféricos son de techo flotante y de techo fijo.

#### **1.5.1 Tanque atmosférico de techo fijo.**

Según, del Canto y Zago, (2016) los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 Kg/cm<sup>2</sup> abs (13 psia) a nivel del mar.

Por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 Kg/cm<sup>2</sup> abs (0,5 psia).

Estos tienen el techo auto soportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El Tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. Es usado para almacenar líquidos en razón a que no es exigido. El tanque posee ventilaciones en su techo, el cual permiten la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, pero produciéndose pérdidas de respiración. Los tanques de techo fijo son usados para almacenar líquidos en los cuales los tanques de techo flotante no son exigidos. (del Canto y Zago, 2016)

### **1.5.2 Tanque atmosférico de techo flotante.**

Estos tanques tienen gran aceptación debido a que reducen las pérdidas por vaciado y llenado, esto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido. La pared y techo son de acero y su construcción es semejante a los ya mencionados (del Canto y Zago, 2016); (Hernández, 2011).

El techo flota sobre el líquido eliminándose el espacio para los vapores, para tanques de techo flotante, la altura a la cual debe considerarse será la distancia del fondo del tanque hasta la máxima altura de llenado. Además, para estos tipos de tanque, el diseño preverá que no ocurran daños al techo del tanque en la ocurrencia de sobrellenos, adicionalmente se preverá una extensión del cilindro para acomodar el techo flotante. Los tanques de pontones anulares y el de techo de doble capa, son algunas variantes de este tipo de tanques. El sello es de suma importancia especialmente en este tipo de tanques, ya que el hecho de que el techo sea móvil favorece a la fuga de vapores. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de resortes o contrapesos, con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del techo. Existen otros tanques de techo flotante, pero son menos empleados. Los tanques de techo flotante son usados para:

- ✓ Almacenamiento de líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 0,281 Kg/cm<sup>2</sup> abs (4 psia).
- ✓ Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8,3°C (15°F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.

- ✓ En tanques cuyo diámetro excede los 45,0 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.
- ✓ Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno. (del Canto y Zago, 2016)

### **1.5.3 Tanque a presión.**

Los tanques a presión son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0,914 Kg/cm abs (13 psia) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son recipientes cilíndricos y esferas.

- ✓ Los recipientes cilíndricos son de acero, se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida. Su montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste. Se consideran económicos almacenamientos con dimensiones de hasta 4,50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos.
- ✓ Las esferas son otra forma de almacenar líquidos similares. Consisten de un recipiente esférico formado por gruesas paredes de acero, con seis o más aportes o columnas. Se consideran económicas las esferas con capacidad de agua a partir de los 800 metros cúbicos. (del Canto y Zago, 2016)

### **1.5.4 Tanque de baja presión.**

Almacenamiento diseñado para mantener una presión interna mayor a 0,035 Kg/cm<sup>2</sup>, pero menor de 1,055 kg/cm<sup>2</sup> medidos en la parte superior del tanque. Estos tanques de baja presión deben construirse de acuerdo con normas de diseño reconocidas. Los tanques de baja presión pueden construirse por la norma API 620. (del Canto y Zago, 2016)

### **1.5.5 Tanques refrigerados.**

Los tanques de almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar gases licuados, en rangos del etileno al butano, que tienen un punto de ebullición entre 126,6°C a -1,1°C (-260°F a +30°F). Los principales tipos de tanques refrigerados son: recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales. Los recipientes a presión refrigerados se utilizan para el almacenamiento de gases a alta presión como GLN u otros gases criogénicos para los que el almacenamiento a presión a temperatura ambiente no es factible.

- ✓ Las esferas a presión refrigeradas se utilizan para almacenar volúmenes intermedios de líquidos.
- ✓ Tanque cilíndrico vertical refrigerado es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados. Puede ser de paredes simples o dobles. El de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano; la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de domo o de sombrilla, para operar con presiones ligeramente mayores a la atmosférica de 0,035 a 0,105 Kg/cm (0,5 a 1,5 psig). (del Canto y Zago, 2016)

Los tanques de pared doble se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno. (del Canto y Zago, 2016)

#### **1.5.6 Tanques abiertos o sin Techo.**

Se usan para almacenar aceites residuales, full-oil procesados y crudos pesados; poseen gran capacidad de almacenamiento.

El autor comenta, en la estación de servicio en que tiene lugar dicho estudio, los tanques más usados son los de techo fijo, en los últimos años han aumentado los tanques con membranas geodésicas y techos flotantes estos últimos son de gran ventaja ya que reducen las pérdidas por evaporación de los productos almacenados.

#### **1.6 Tipos y sistemas de drenaje industria petrolera.**

El drenaje es un sistema de tuberías, sumideros o trampas, con sus conexiones, que permite el desalojo de líquidos, generalmente pluviales. Sin embargo, una red de drenaje unitario no está asociada a ningún otro sistema de evacuación de drenajes ni de escurrimiento superficial. Gonzales *et al.*; (2015)

A criterio del autor los drenajes funcionan a través de la gravedad debido a que las tuberías se conectan en ángulo descendente, desde el interior de los tanques a la red de drenaje. Cada cierta distancia se instala registros verticales para permitir el acceso a la red con fines de mantenimiento y otros.

Por otra parte, Márquez, (2013) expone que los drenajes en la industria petrolera deben estar ubicados en el área de tanques, laboratorios, calderas de vapor, en áreas operativas, en lugares donde se trasiegue combustibles, talleres, estaciones de bombeos y generación

de electricidad, muelles, sistemas de enfriamiento de agua y plantas de tratamientos y estos se clasifican en cuatro tipos:

- ❖ Drenaje aceitoso.
- ❖ Drenaje pluvial.
- ❖ Drenaje químico.
- ❖ Drenaje sanitario.

El autor es de la opinión, que estos sistemas también cuentan con tanques *Slop* para drenaje oleosos que cuentan de válvulas de seguridad de cierre rápido y estas accionan cuando ocurre sobrepresión en las instalaciones y bombas de recirculación de combustible, que facilita la recuperación e incorporación de combustibles al proceso en áreas operacionales y de trasiegos estratégicos como muelles, en los mismos debe ocurrir un correcto drenaje en que se elimina el riesgo de derrame al ecosistema marino y la contaminación de esté.

El proceso de tratamiento de los efluentes líquidos de una instalación, requiere generalmente la segregación de éstos desde su fuente de origen. A tal fin, las corrientes líquidas deberán separarse en diferentes sistemas de drenaje, de acuerdo a la siguiente clasificación establecida en el Manual de Ingeniería de Diseño PDVSA (1993):

#### **1.6.1.1 Sistema de Drenaje de Agua no Contaminada con Hidrocarburos.**

En este se consideran las aguas de lluvia y el agua contra incendio, aplicados sobre áreas tales como: Áreas baldías no desarrolladas, vías de circulación perimetrales, estacionamiento de vehículos, techos de edificios, áreas externas a los muros de contención en patios de tanques, otras áreas donde no sea previsible la presencia de derrames de hidrocarburos. El drenaje de aguas no contaminadas con hidrocarburos, se llevará a cabo mediante canales abiertos que descarguen en sumideros. (PDVSA, 1993); (Gonzales *et al.*, 2015)

Por otro lado, Márquez, (2013) en el patio interior de cada dique de contención, tanto de tanques esféricos como horizontales, deben contar con un canal de drenaje pluvial que un extremo descargue a un registro con sello hidráulico y posteriormente a la tubería troncal de drenaje pluvial, por medio de una tubería de descarga que tenga integrada una válvula de bloqueo. Debe ser construida de concreto reforzado cubierto con rejilla en la longitud comprendida dentro del dique de contención.

### **1.6.1.2 Sistema de Drenaje de Aguas Contaminadas con Hidrocarburos.**

Según Gonzales *et al.*, (2015) a este sistema se conducen las aguas de lluvias y contra incendio provenientes de áreas normalmente contaminadas con hidrocarburos, así como los derrames producidos en áreas donde se manejen este tipo de producto. Algunas de estas áreas son: estaciones de servicio, áreas del proceso, llenadoras de camiones, muelles, áreas internas a los muros de contención de tanques de almacenamiento.

El drenaje de estos efluentes se efectuará a través de tuberías subterráneas, en una red diseñada para que el flujo principal de drenaje, comunicada con los sumideros ubicados en las áreas servidas, a través de tuberías laterales y sub-laterales.

En cada área servida por este sistema, deberán existir suficientes sumideros a fin de poder evacuar el agua aceitosa por este sistema, deberán existir también suficientes sumideros para poder evacuar el agua contra incendio y el agua de lluvia, evitando así la propagación de incendios e inundaciones. Este sistema no podrá estar interconectado con el sistema de aguas negras. (PDVSA, 1993)

Por otro lado, Márquez (2013), comenta que los volúmenes colectados por el drenaje aceitoso deben conducirse a los sistemas de tratamientos de efluentes que permitan la recuperación de hidrocarburos y cumplan con los límites máximos permisibles de contaminantes de acuerdo con la normativa vigente.

### **1.6.1.3 Sistema de Drenaje de Agua Contaminadas con Productos Químicos.**

Se consideran en esta clasificación agua de lluvia y contra incendio, normalmente contaminados con productos químicos, así como los derrames o aguas efluentes provenientes de áreas donde se manejen este tipo de productos tales como desechos ácidos; cáusticos y otros los cuales no están permitidos descargar al drenaje sanitario o a otras cloacas en la planta. (PDVSA, 1993)

Según Márquez (2013), los drenajes en áreas de laboratorios deben tener drenajes sanitarios y químicos, conectados en su extremo a una fosa de neutralización que descargará al drenaje aceitoso. La conducción de los drenajes químicos hacia las plantas de tratamiento y neutralización deben ser mediante un sistema hermético cuyos registros puedan ser abiertos eventualmente para efectuar inspección.

#### **1.6.1.4 Sistema de Drenaje de Aguas Negras.**

Estos sistemas recogen desechos de las aguas de servicios de baños lavamanos, urinarios, duchas, lavaderos en baños, lavaderos, cuartos de vestir, sumideros de piso en salas sanitarias, cocinas y comedores. (PDVSA, 1993)

Márquez, (2013) comenta que estas aguas provienen de servicios sanitarios, deben ser desalojadas a través del drenaje sanitario hacia los sistemas de alcantarillado urbano, municipal o cuerpos receptores siempre y cuando cumpla con los límites máximos permisibles de contaminantes permitidos por la norma vigente o hacia una fosa séptica para su tratamiento y posterior disposición.

#### **1.6.2 Tecnología para los sistemas de Drenajes de tanques.**

Según Muñiz. J.L, (2017) Las tecnologías de avanzada a nivel mundial incluyen los sistemas de drenaje automático de tanques y filtros con tratamiento para el agua drenada y ofrecen ventajas para la industria y el medio ambiente. Las ventajas se muestran a continuación:

Operación automática.

- ❖ Elimina el factor humano y minimiza los errores durante el proceso de drenaje.
- ❖ No hay pérdidas de producto durante ese proceso.
- ❖ No hay contaminación al sistema.
- ❖ Son de fácil mantenimiento.

#### **1.7 Métodos convencionales de tratamiento de aguas residuales del petróleo (aguas oleosas).**

En este capítulo se comenta acerca de los principales tratamientos y las operaciones unitarias a las que son expuestas las aguas residuales oleosas.

Son grandes las cantidades de efluentes contienen aceite, agua y lodos los cuales pueden ser generados en las actividades y procesos de las industrias del petróleo, las cuales drenando estos efluentes no solo contaminan el entorno, sino que también reduce la producción y/o rendimiento de petróleo y agua (Jafarinejad, 2014a; 2014b; 2015a; 2015b; 2015c; 2015d; 2017)

Sun *et al.*, (2015) aseguran que las aguas residuales del petróleo pueden ser grandemente variadas y dependen de la configuración de la planta, la operación de los procedimientos y el tipo de procedimiento del residual.

Reyes, (2013) y Alcaldía, (2014) comentan que existen distintos tipos de tratamiento de las aguas residuales donde cada uno de los métodos específicos se clasifica en operaciones unitarias, las cuales a su vez se dividen en físicas, químicas y biológicas.

Por otra parte, Jafarinejad, (2017) afirma que los tratamientos de agua residuales de la industria petrolera pueden ser generalmente clasificadas en pretratamiento, tratamiento primario, secundario y terciario o avanzado. En el tratamiento secundario, el aceite disuelto y otros contaminantes orgánicos puede ser consumido por microorganismos (U.S. EPA, 1995; Jafarinejad, 2017).

Ortiz, (2002) comenta que existen diversos sistemas de tratamiento de aguas contaminadas con aceites, que pueden clasificarse, de forma general, en métodos físicos, químicos, térmicos y biológicos. Este mismo autor en su trabajo expone que los métodos físicos y fisicoquímicos se dividen en: trampas para grasas y aceites, sedimentación, separadores API, con placas paralelas, placas corrugadas y coalescentes, Centrifugación, flotación con aire disuelto, coagulación-Floculación, filtración y adsorción con carbón activado. Los métodos térmicos se dividen en evaporación y desestabilización de emulsiones mediante calentamiento ligero. Y por último los métodos biológicos en: sistema de oxidación con lodos activados. Y lagunas aerobias y anaerobias. Donde los métodos más usados en el mundo son: la sedimentación, la flotación gravitacional o con aire y la oxidación biológica por lodos activados o diferentes combinaciones entre ellos.

Los métodos de tratamiento de las aguas oleosas necesitan otros pasos para remover la materia orgánica, porque ellas transfieren los contaminantes de un lugar a otro el cual incluye oxidación química (Hu, G. *et al.*, 2015), técnicas biológicas (Wang, Y. *et al.*, 2016), coagulación (Farajnezhad and Gharbani, 2012), y adsorción (Al Hashemi W. *et al.*, 2015) además nuevas técnicas han sido reportadas como catalizador de microonda asistida por oxidación de aire húmedo (Sun Y. *et al.*, 2008), membranas (Shariati *et al.*, 2011; Yuliwati E. *et al.*, 2011).

Diyaudddeen *et al.*, (2011) expone que las tecnologías de tratamiento de efluentes de la industria del petróleo tienen dos pasos fundamentales: pre-tratamiento y tratamiento avanzado donde los principales parámetros importantes a tener en cuenta son demanda química de oxígeno (DQO), la demanda bioquímica de oxígeno (DBO), hidrocarburos totales (TH), grasas y aceites, sulfatos y fenoles.

### **1.7.1 Tratamiento físico de aguas oleosas.**

Según Aljuboury *et al.*, (2017) el tratamiento físico se usa para mejorar el tratamiento de las aguas oleosas. Además, el sistema de tratamiento físico en un paso preliminar al tratamiento, el cual es esencial para remover los sólidos suspendidos, líquidos inmiscibles, partículas de sólidos sustancias suspendidas (Renault *et al.*, 2009), de las aguas oleosas por uso de sedimentación, coagulación, floculación.

Por otra parte, Teichert *et al.*, (2017) comenta que los métodos físicos de tratamiento de aguas residuales realizan la eliminación de sustancias mediante el uso de fuerzas naturales, tales como la gravedad, las fuerzas de van der Waal.

#### **Sedimentación.**

Según comentan Aljuboury *et al.*, (2017) y Teichert *et al.*, (2017) en la actualidad, la sedimentación es ampliamente utilizada en sistemas de tratamiento de aguas residuales en diferentes etapas de tratamiento, particularmente como pre y pos-tratamiento previo al tratamiento biológico para remover sólidos suspendidos. La sedimentación es usada para separar aceite del agua, es mecánicamente logrado por la gravedad API y tanques separadores.

Por otro lado, González (2012), expone que una vez eliminada la fracción mineral sólida, el agua pasa a un depósito de sedimentación donde se depositan los materiales orgánicos, que son retirados para su eliminación. El proceso de sedimentación puede reducir de un 20 a un 40% la DBO<sub>5</sub> y de un 40 a un 60% los sólidos en suspensión. La tasa de sedimentación se incrementa en algunas plantas de tratamiento industrial incorporando los procesos de coagulación y floculación químicas al tanque de sedimentación.

#### **Separadores API.**

Jaimes y Pico, (2009). Comentan que este equipo es una piscina o alberca expuesta a la atmosfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboces y disparos de las PVC (pressure safty valve), provenientes de algunos de los equipos de la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia de densidades del agua y aceite.

Por otro lado, J. Daniel *et al.*, (2005) e Igwe *et al.*, (2013). Exponen que los separadores API dependen del tiempo de retención, diseño del tanque, propiedades del combustible, condiciones de operación y el efecto de coagulantes y floculantes si son adicionados. La

separación gravitacional es inefectiva cuando el tamaño de gotas es muy pequeño o el aceite se encuentra emulsionado. Cuando el tamaño de gotas de aceites es muy pequeño el tiempo de retención aumenta drásticamente en orden de obtener la eficiencia de remoción. La separación gravitacional de pequeñas gotas, requieren alto capital, mantenimiento y costo de limpieza

Según André, (2014) la elección de estos separadores por gravedad, depende principalmente de las características del agua residual a tratar, volumen y del espacio disponible.

### **Separadores coalescentes.**

Este separador un equipo con placas disponibles en módulos que se puede adaptar a un separador convencional sin modificaciones estructurales importantes. Se debe tener un equipo mecánico de remoción de sedimentos. El espaciado entre los platos y el ángulo son importantes para coalescencia de las gotas aceite (Jaimes y Pico, 2009).

Según González, (2012) los separadores coalescentes incorporan unas células coalescentes que nos permiten conseguir un mayor rendimiento. Este relleno provoca un engrosamiento de las pequeñas gotas de hidrocarburo por agrupación de éstas. Las gotas de mayor tamaño se separan mejor del efluente de modo que se dirigen más rápidamente hacia la superficie. El separador coalescente con obturación se utiliza para una concentración máxima a la salida de 5 mg/l de hidrocarburo. Desde 1,5 a 25 l/s. De geometría rectangular o cilíndrico y con la opción de obturador y desarenador. Mediante la obturación automática se impide la salida de hidrocarburos al exterior cuando el equipo está lleno, evitando así un vertimiento de contaminante.

### **Separadores de plato corrugado.**

André, (2014) expresa que los separadores de plato corrugado son una modificación de los interceptores de placas paralelas, estos están construido por placas paralelas corrugadas separadas entre sí de 2 a 4cm de distancia y una inclinación de 45°. Con una capacidad mayor que los separadores de placa paralelas y ocupa una superficie seis veces menor que un separador API. Otras ventajas de este equipo es que su mantenimiento resulta más económico y menos gastos de inversión que el separador de placas paralelas.

Por otra parte J. Daniel *et al.*, (2005) los separadores de plato corrugados son empacados para aumentar la remoción de grasas y aceites en tanques API, ya que el plato corrugado provee un mayor paso de las gotas a través de su ascenso al tope del tanque, esta simple

operación permite que la separación por gravedad tenga lugar y que aumente la eficiencia de remoción de aceite, pero solo para tamaño de gotas mayores que 40 micrómetros. En este separador la remoción de pequeñas gotas de aceites y emulsionados se hace difícil.

### **Interceptores de placas paralelas.**

Los separadores de placas paralela se desarrollan con el fin de aumentar el rendimiento y capacidad de los API. Consiste en un grupo de platos lisos espaciados paralelamente entre si y a la longitud axial de un separador API o de un desnatador de aceite, se ubican allí con el fin de que las gotas de aceites suban por la superficie del plato y coalescan. Si el flujo es perpendicular al eje, los platos forman una uve (V), de manera que las películas de aceite migran a la parte superior del plato coalescente. Los sedimentos van al centro y se depositan en el fondo del separador y de allí son removidos posteriormente. (J. Daniel *et al.*, 2005), (André, 2014)

Jaimes y Pico, (2009) comentan que estos separadores son teóricamente capaces de remover partículas más pequeñas de aceite libre que los separadores de aceite convencionales, pero ellos todavía no pueden remover los aceites emulsionados o disueltos.

### **Flotación.**

Actualmente los métodos más comúnmente usados son el método de flotación por aire disuelto (DAF), flotación y flotación por aire inducido (*Jet impeller*). Este último mencionado consume mucha energía. En contraste, la flotación por aire inducida o *Jet impeller* no ahorra mucha energía, pero al tener burbujas finas estas favorecen la mezcla y separación, es de fácil instalación y operación con gran alcance y expectativa (Yu. L, 2013); Teichert *et al.*, (2017).

Por otra parte, Karhu, (2015), que los dispositivos (DAF) flotación por aire disuelto su principal objetivo es saturar el agua con el aire a través de burbujas finas para logra separar aceite-agua a baja presión 5 bar. Las micro burbujas son producidas en el rango 10-100  $\mu\text{m}$ , el tamaño de las burbujas es un factor importante en el dispositivo DAF, ya que se puede afectar la captación en la burbuja del aceite y la velocidad de ascenso.

Por otro lado, Edzwald, (2010) comenta que la mayoría de burbuja en la zona de reacción son del tamaño de 40-80 ( $\mu\text{m}$ ) micrómetros.

Según Karhu, (2015) hay factores importantes en una unidad DAF que afectan su eficiencia en el tratamiento de aguas oleosas son: la eficiencia de saturación, la proporción de reciclaje, la proporción de aire-aceite, presión y geometría del dispositivo.

Para mejorar la flotación se adicionan agentes de flotación que rompan y esparzan las emulsiones de aceite y por otra parte sean un punto de absorción para que las partículas coloidales puedan unirse mientras las burbujas floten. (Tang y Liu, 2006). La base original del equipo de flotación puede ser mejorada para elevar la eficiencia de remoción de aceite. (Yu.L *et al.*, 2013)

González, (2012) comenta que la flotación es una alternativa a la sedimentación, utilizada en el tratamiento de algunas aguas residuales, es la flotación, en la que se fuerza la entrada de aire en las mismas, a presiones de entre 1,75 y 3,5 kg/cm<sup>2</sup>. El agua residual, súper saturada de aire, se descarga a continuación en un depósito abierto. En él, la ascensión de las burbujas de aire hace que los sólidos en suspensión suban a la superficie, de donde son retirados. La flotación puede eliminar más de un 75% de los sólidos en suspensión.

Muchas veces las unidades de flotación son combinadas con agentes coagulantes. Tansel y Pascual (2011); Santo *et al.*, (2012); Van Le *et al.*, (2012).

Tabla 1.1 Tratamiento de aguas oleosa por flotación.

<b>Tipo de flotación</b>	<b>Efecto del tratamiento</b>	<b>Referencia</b>
Flotación	Más de 90% de aceite removido	Wang (2007)
Flotación Jet (aire inducido)	81,4%de aceite removido	Zhu and Zheng (2002)
Flotación por aire disuelto	Rango de 92,5% DQO removido	Hamia <i>et al.</i> (2007)
Flotación por aire disuelto	Más de 90% de aceite removido	Al-Shamrani <i>et al.</i> (2002)

Fuente: Yu.L *et al.*, (2013)

Según el autor la planta de tratamiento de aguas oleosas que se toma como base de estudio de esta investigación, se utiliza la flotación por aire inducido como pre-tratamiento y en la primera etapa primaria, siendo la unidad de flotación del pre-tratamiento la de mayor dimensiones y consumo de energía y en el de la etapa primaria se agregan agentes químicos como el *break oil* combinando la flotación con la coagulación.

### **Centrifugación.**

Este proceso puede provocar la sedimentación o suspensión de las partículas y puede conseguir la fuerza necesaria para la filtración a través de algún tipo de filtro dispuesto en el interior del mismo. La aplicación más común es la separación de sustancias sólidas a partir de suspensiones altamente concentradas. Si se usa de esta manera para el tratamiento de las aguas residuales se consigue la deshidratación y creación de sedimento más o menos consistente dependiendo de la naturaleza del lodo tratado, y la aceleración en concentrar o aumentar el grosor de lodo poco concentrado (González, 2012). El método de separación es similar a la separación por gravedad. La fuerza motriz es mayor al ser resultado de la rotación del líquido: en el caso de la sedimentación, donde la fuerza motriz es el resultado entre las diferencias en densidad de las partículas sólidas y líquidas, la separación se logra con una fuerza del orden de 1000 a 20000 veces mayor que la gravedad.

El autor comenta que este proceso no se encuentra en el sistema de tratamiento del caso de estudio.

### **Adsorción.**

El uso de las técnicas de adsorción no solo es usado en plantas de refinación, sino también en la separación de productos tales como aceite del agua (Knaebel, 1995; Nonato *et al.*, 2018). El carbón activado, alúmina activada, sílica gel y molecular adsorbente son los más profundamente usados por la industria petrolera (Weber y Van, 1981). Teichert *et al.*, (2017) concuerda con lo anterior donde en su opinión los materiales adsorbentes utilizados en el tratamiento de aguas residuales son principalmente materiales basados en carbono, tales como carbón activado, o materiales minerales, como la zeolita.

Queiros *et al.*, (2006) condujo un estudio usando una columna empacada de resina polimérica como alternativa en el tratamiento de agua oleosa, el resultado fue que las grasas y aceites se redujo en 1 mg/l, la eficiencia de la columna fue de 98% en cuanto a grasas y aceites.

En el sistema del caso base de la investigación se utiliza este método y el medio filtrante usado es la zeolita para remover los metales pesados contenidos en el agua oleosa.

### **Adsorción con carbón activado.**

El carbón activado es el adsorbente que es comúnmente más usado en la remoción de una amplia variedad de compuestos orgánicos incluyendo aceites de aguas y tiene probado ser una técnica viable (T.Reynolds y P. Richards, 1996).

Debido al riesgo que provocan los efluentes de la industria petrolera es necesario que estos sean tratados antes de su disposición. Los tratamientos de estos efluentes pueden resultar en el perfeccionamiento de la separación agua-aceite, mejorar la calidad del agua, en recuperación de combustible, reúso de agua y cuidado de las aguas subterráneas y medio ambiente. (Okiel *et al.*, 2011)

Por otra parte, M.J. Ayotamuno *et al.*, (2006) realizaron estudios con carbón activado para remediar un agua contaminada con hidrocarburo, esto reveló que el carbón activado en polvo tubo mayor remoción que el carbón activado granular.

Según P.C Nicholas, (2002) este tratamiento es muy costoso para países en vías de desarrollo.

Por otro lado, el autor comenta que la adsorción por carbón activado puede remover grandes concentraciones de contaminantes, esto depende de la afinidad del material, tipo de carbón activado y granulometría (polvo o granos).

### **Filtración por Membranas.**

El principio de filtración a flujo cruzado fue usado en nanofiltración, ultrafiltración, microfiltración y osmosis inversa (Aljuboury *et al.*, 2017; Nonato *et al.*, 2018), estos principios se han utilizado en tratamientos de aguas oleosas con eficiencia de remoción más de 93% DQO y sólidos totales.

Según el tamaño de poro de las membranas pueden ser clasificadas como ultrafiltración (Asatekin y Mayes, 2009), micro-filtración, nano-filtración (Molsehyan *et al.*, 2015), y osmosis inversa (Li Y. *et al.*, 2006) (Teichert *et al.*, 2017).

Las membranas podrían ser generalmente clasificadas en membranas biológicas (Malamis *et al.*, 2015; Razavi y Miri, 2015) y membranas sintéticas. Las tecnologías de membranas tales como electrodiálisis y ultrafiltración están siendo aplicadas progresivamente. La separación por membrana fue encontrada usualmente para tratar materias orgánicas y son más económicas y aceptable que otras técnicas de tratamientos físicos (Jyoti *et al.*, 2013; Kulkarni y Goswami, 2014).

Por otro lado, Karhu, (2015). Comenta que la ultrafiltración es eficiente, es uso clave tecnológicamente en tratamiento de separación, la ultrafiltración por membrana cerámica, en particular es profundamente el más usado en el tratamiento de aguas oleosas. La suciedad de la membrana de ultrafiltración es su principal desventaja ya que se necesita limpiarlas a menudo siendo esto no económicamente factible, ya que se genera otro residual que requiere tratamiento. Los parámetros importantes para evaluación y manejo en la ultrafiltración son: el flujo de agua a través de la membrana, retención de contaminante, tiempo que tarda en ensuciarse. El flujo de agua es el más afectado por las características de la membrana (porosidad y espesor) y las condiciones del sistema tales como: temperatura, presión, concentración de contaminante y flujo a través el módulo de membrana.

Sun *et al.* (2015); Alpatova *et al.*, (2014); Loganathan *et al.*, (2015), (Razavi and Miri, 2015); Malamis *et al.*, (2015) y Nonato *et al.*, ( 2018) exponen que el tratamiento de residuales oleosos utilizando ultrafiltración, remueve el DQO en 50-60% del agua oleosa, los sólidos disueltos y fenol en un 10%, metales pesados arenas aceitosas y sales inorgánicas y concuerdan que la eficiencia de remoción se ve afectada con el incremento de la presión. Sin embargo Gutiérrez *et al.*, (2011) concuerda que el aumento la turbiedad se debe al contenido de aceite introducido en la membrana.

Al-Malack (2016) reporto que una aplicación de un proceso grande de membranas se vio afectado por el contenido de aceite en el residual y valores de flujo penetración en el tratamiento del residual de una refinería. El máximo permitido en presión trans- membrana, alcanzo un valor de 9 pascal con el incremento de aceite y flujo de penetración, el cual resulto en un incremento de lavado y ciclos de limpieza, la presión trans- membrana es la diferencia de presión entre alimento y la corriente de penetración.

Sin embargo, los procesos de membranas tienen algunas desventajas tales como, la generación de gran cantidad de residual concentrado y el ensuciamiento de las membranas (Teichert *et al.*, 2017). Las membranas sucias necesitan limpieza química y profundo pretratamiento a causa del corto tiempo de vida útil de las mismas, que atenta contra la eficiencia del proceso (Li *et al.*, 2006).

### **Métodos térmicos.**

Los tratamientos térmicos se basan principalmente en la destilación de agua, es decir en lograr la evaporación de agua por medio de aplicación de calor, para luego capturar el agua

condensada al enfriarse. A las tecnologías de tratamiento térmico se suma también la tecnología de Membrana de Destilación, que consiste en un sistema térmico que utiliza también una membrana hidrófoba para obtener agua purificada. Este sistema se basa en la diferencia de presión de vapor de la solución salina (a mayor temperatura), con el agua pura al otro lado de la membrana, con lo cual a través de la membrana pasan partículas de vapor de agua, quedando retenidos otros elementos (Teichert *et al.*, 2017).

### **Evaporación.**

El proceso de evaporación envuelve la vaporización de las moléculas de agua en la fase gaseosa. Las aguas oleosas pueden ser tratadas usando este principio mediante un calentamiento latente al agua oleosa suministrada, lo cual genera vapor que sería el condensado en la forma de agua pura. El líquido después de la condensación presenta altos contenidos de concentraciones de sales. En práctica, el agua oleosa es de-aceitada después de ser sujeto a tratamiento con calor. El costo de energía para esta técnica podría ser muy alta, donde el agua oleosa este en grandes volúmenes (Igwe *et al.*, 2013).

### **Desestabilización de emulsiones mediante calentamiento ligero.**

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 (Valdez, 2011).

Los calentadores directos operan eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Mientras que los de tipo indirecto primero se calienta un fluido. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación (Valdez, 2011).

### **1.7.2 Tratamiento Químico de aguas oleosas.**

El tratamiento químico consiste en usar alguna reacción o reacciones para mejorar la calidad del agua. El proceso químico comúnmente usado en muchas operaciones de tratamiento del agua residual industrial es la neutralización. (Aljuboury *et al.*, 2017)

### **Coagulación y Floculación.**

La coagulación y floculación es un eficiente pre-tratamiento en aguas oleosas cuando es usado antes del tratamiento biológico, membranas o al final para refinar el tratamiento, reducir o eliminar problemas de compuestos no biodegradables en aguas oleosas (Farajnezhad y Gharbani, 2012). Sin embargo, Altaher *et al.*, (2011) comenta que el uso

de coagulación para el pre-tratamiento de agua oleosas de refinerías, alumbre ( $\text{AlCl}_3$ ) es más eficiente que el cloruro de hierro III ( $\text{FeCl}_3$ ) para remover DQO y turbiedad cuando el pH incrementa de un rango ácido a alcalino.

Según González, (2012) la floculación provoca la aglutinación de los sólidos en suspensión. Ambos procesos unidos a la sedimentación eliminan más del 80% de los sólidos en suspensión.

Para el tratamiento de aguas oleosas la industria del petróleo ha desarrollado el coagulante (CAX), en concentraciones de aguas oleosas que eliminan eficiente mente el aceite, la demanda química de oxígeno (DQO).

Tabla: 1.2. Tratamiento de aguas oleosa por coagulación.

<b>Tipo de Coagulante</b>	<b>Efecto del tratamiento</b>	<b>Referencia</b>
CAX	Más del 98% de aceite removido	Lin and Wen (2003)
Agregado de silicato de zinc y poliacrilamida aniónica	99% Aceite removido	Zhu and Zheng (2002)
cloruro de poli-aluminio de zinc silicato	71,8% DQO removido	Cong <i>et al.</i> , (2011)

Fuente Yu.L *et al.*, 2013.

### **Electro-coagulación.**

Este tratamiento es basa en hacer pasar una densidad de corriente en el efluente a través de ánodo y cátodo. El tipo de ánodo y cátodo tiene un importante rol en el proceso (Aljuboury, 2017).

El-Ashtoukhy *et al.*, (2013) expone que el 100% de remoción de fenol de un agua oleosa de una petroquímica por electrocoagulación.

Yavuz *et al.*, (2010) indica que la electrocoagulación es ineficiente en el tratamiento de aguas oleosas provenientes de refinerías, debido al alta cantidad de contaminantes orgánicos solubles y bajo cantidad de contenidos de sólidos suspendidos.

### **1.7.3 Tratamiento biológico de aguas oleosas.**

Los procesos biológicos de oxidación dependen de la composición de las aguas oleosas. Sin embargo, estos procesos tienen una desventaja que es la producción de lodos y la baja capacidad de remover DQO (Jou and Huang, 2003). Generalmente, los métodos de tratamiento biológico pueden estar divididos en métodos aeróbicos y anaerobios según la disponibilidad de oxígeno disuelto. (Zhao *et al.*, 2006); (Teichert *et al.*, 2017). (Manyuchi y Ketwa, 2013)

El proceso biológico aeróbico convierte los compuestos orgánicos y recalcitrantes en aguas oleosas proveniente de refinerías, los procesos biológicos aerobios han mostrado mejora en la remoción de DQO. Este reporta ventajas ya que tiene alta tolerancia a las cargas tóxicas y orgánicas y mucho menos pérdidas de biomasa. (Aljuboury *et al.*, 2017)

En sistemas anaerobios, los productos de reacciones químicas y bioquímicas producen olores y colores desagradables en agua. Así la disponibilidad de oxígeno en el agua es importante para eliminar los malos olores y reducir color (Attigbe *et al.*, 2007).

Tratamiento biológico anaerobio tiene una excelente eficiencia de remoción orgánica y un costo económico. La materia orgánica es convertida en CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y lodo durante el proceso anaerobio este proceso ha sido profundamente aplicado debido a su alta eficiencia. Recientemente para el tratamiento de aguas oleosas se utiliza un reactor de cama de lodo, el mismo ha ido en aumento ya que tiene un diseño simple, fácil construcción y mantenimiento (Rastegar *et al.*, 2011); (Zou, 2015).

#### **Proceso de lodos activados.**

Este proceso es más compacto, pero necesita considerables áreas para construcción de tanques aireados. Wang B. *et al.*, (2015)

Por otra parte, Alvis, (2015) comenta que el lodo activado es una masa de microorganismos, materia orgánica muerta y materiales inorgánicos que posee una facilidad de adsorción de materiales coloidales y suspendidos. El sistema convencional de lodos activados se desarrolla en tres etapas: aireación, sedimentación y recirculación de lodos. Sus principales parámetros son tiempo de residencia, carga volumétrica de contaminante y relación aire y microorganismos.

### **1.8 Trampas de grasa y aceites.**

Obeid y Ramires, (2018) plantean que Siendo el pre-tratamiento uno de los pasos más relevantes en el proceso del tratamiento de aguas ya que en él se lleva a cabo la eliminación de sólidos totales que pueden provocar daños en los equipos y desgaste en la tubería.

La eliminación de las grasas y aceites es importante ya que generan trastornos en los sistemas de tratamientos de aguas como lo son los taponamientos que se pueden llegar a formar en las tuberías por exceso de grasa acumulada provocando así, paros de emergencia en el proceso; a su vez, el exceso de grasa en los sistemas de alcantarillados puede producir desbordamientos cuando son vertidas sin una eficiente separación en la fase inicial del proceso. (Obeid y Ramires, 2018); Jiménez (2016), Un pretratamiento (desaceitado/desengrasado) para aguas residuales industriales se basa principalmente en el uso de una trampa de grasas, para remover grasas, aceites y espumas de las aguas, permitiendo así un afluente más regular al sistema. Con el diseño de esta trampa de grasas se busca reajustar los parámetros tales como DQO; DBO, Grasas y Aceites puesto que se basa en la disminución de la carga orgánica que se le suministra al proceso.

Las trampas de grasas y aceites consisten en un depósito diseñado para retener estas sustancias no emulsionadas, de tal manera que el material flotante ascienda y permanezca en el espejo de agua hasta que sea recogido y dispuesto adecuadamente. Mientras que el agua más clara subyacente sale del tanque continuamente a través de una rendija dispuesta en la parte posterior; esto se logra gracias a que estos equipos tienen un diseño hidráulico y un tiempo de retención adecuado en función del caudal, proceso y naturaleza del agua residual. Generalmente la entrada del agua residual al tanque se hace por debajo de la superficie libre del agua y la salida por el fondo en el lado opuesto de la entrada (Solis, 2014)

Por otro lado, Villarreal, (2015) comenta que la trampa de grasa como función principal consiste en retener todas aquellas sustancias que poseen un peso específico menor que el agua, dando lugar a flotación.

Según Obeid y Ramírez, (2018) exponen que los interceptores de grasa permiten la separación y recolección de grasas y aceites del agua usada y evita que estos materiales ingresen a otros procesos posteriores, debe hacerse limpieza cada vez que se alcance el 75% de la capacidad de retención de grasa como mínimo. La estructura general de una trampa de grasa comprende 3 cámaras. La cámara de entrada, la cámara de salida y

estructuras de separación en medio de estas dos, creando una tercera cámara intermedia en la que la grasa y aceites quedan retenidas.

La trampa grasa se incluye en sistemas de tratamiento de aguas residuales para establecimientos con producción apreciable de grasas, con el objeto de prevenir el taponamiento de las tuberías y daños en unidades posteriores (González, 2013). Es el sistema más sencillo para remoción de grasas y aceites, no emulsionadas. Los métodos estándar definen grasas y aceites como grupos de sustancias con características físicas similares. El término grasas y aceites incluye materiales de origen vegetal, materiales de tejido animal, petróleo o componentes del petróleo y otros materiales extraídos por el solvente. (Hernández, 2014); (Solís, 2014)

Según Márquez, (2013) los separadores de grasa y aceites (trampa) son instalaciones que aprovechan la separación del aceite y agua debida a la diferencia de densidades, que permite el libre paso del agua y retiene el aceite para su posterior recuperación.

Según Arellanos y Sanches, (2017) las trampas de grasa deben realizar esta función a la perfección siempre y cuando hayan sido instaladas de manera correcta, estén bien construidas y cuenten con el mantenimiento adecuado.

Sin embargo, Sánchez, (2011) expone que, para grandes flujos las trampas de grasa estas ocupan grandes áreas de superficie, por lo que se han modificado a través de la introducción de placas paralelas, especialmente diseñadas, con lo que se ha mejorado su situación hidráulica y a la vez la capacidad de carga. Las dimensiones de la trampa de grasa deben ser adecuadas para poder captar el volumen a tratar y a su vez permitir que sea instalado en lugares que permitan facilitar su mantenimiento.

Chinchilla, (2015) plantea en su estudio de investigación que, en siete días de operación de las trampas de grasa y aceites, llega al máximo de su capacidad en la retención de grasa y aceites y sólidos sedimentables.

Por su parte Ortega, (2018) comenta que la eficiencia de las trampas de grasas y aceites aumentan cuando se realiza la limpieza en un plazo de tres días removiendo más de un 95%, mientras que en siete días hasta un 90%. Cuando pasa un periodo de más de siete días la eficiencia de remoción se ve comprometida.

Para que el sistema de trampas de grasa tenga un funcionamiento óptimo se debe evitar cargas hidráulicas súbitas, ya que estas pueden producir agitación excesiva del contenido impidiendo la reacción y flotación normal de la grasa. (Romero, 2010)

Además, Jiménez, (2012) agrega, que las trampas de grasas y aceites requieren de una limpieza y atención frecuente con el fin de conseguir rendimientos aceptables.

A criterio del autor los separadores de combustibles deben situarse lo más cerca posible al punto de generación o antes de ingresar a posteriores tratamientos primario o de cualquier otra unidad que requiera este dispositivo para prevenir problemas de carga de contaminantes que intervengan en las operaciones unitarias de las plantas de tratamientos. Independientemente de su localización, deben existir condiciones favorables para la retención y remoción de los combustibles.

### **1.8.1 Métodos de diseños.**

La bibliografía registra varios métodos de diseño de estos separadores con diferentes parámetros de referencia, así:

Según Contreras, (2015) Para el dimensionamiento de la trampa de grasa considera como parámetro de diseño el tiempo de retención, donde el volumen de agua residual (efluente), aproximadamente el 70% de la capacidad de la trampa. Las dimensiones del espesor de los tabiques divisorios no es necesario que cumplan parámetros de diseños.

Jiménez, (2012) El parámetro más importante a definir en estos equipos para el diseño es el volumen que se requiere, el cual debe calcularse por un tiempo de retención mínimo y el caudal.

Areválo, (2015) toma como parámetro de diseño el área superficial sobre la base del flujo de diseño.

Villareal, (2015) y Mejía, (2016) comentan que los parámetros de diseños están referidos a área superficial, volumen y tiempo de residencia.

Sin embargo, Nive, (2019) tomo como referencia para el diseño el caudal, volumen y tiempo de residencia.

Solis, (2014) estable un parámetro de diseño denominado carga específica que es el flujo de diseño por unidad de área y la cuarta parte del flujo.

Por otra parte, Contreras, (2006) Plantea que primero se debe realizar el cálculo del caudal y luego calcular el área de la sección vertical que debe atravesar el fluido, después la velocidad de horizontal del fluido y la longitud.

Como se observa son variados los criterios para el diseño de las trampas de grasas en que cada autor establece distintos parámetros de representatividad. El autor del trabajo considera que para el diseño los parámetros fundamentales o deben conformar son el área superficial y el tiempo de residencia.

### **1.8.2 Diseño de trampas de Grasa.**

Según Chinchilla, (2015) Las trampas de grasas, se diseñan y construyen considerando únicamente el volumen hidráulico, en función del caudal máximo horario y el tiempo de retención hidráulico que la teoría propone para ese caudal. En el diseño no se toman en cuenta variables como el tiempo con que se le desea dar mantenimiento, la cantidad de grasa y aceite del ente generador y tampoco otra variable como lo son los sólidos que sedimentan. Estos sólidos sedimentados se van incrementando durante los días de operación al igual que las grasas y aceites acumulados. Se cree que deben ser considerados como variables del diseño, ya que afectan el volumen efectivo de la trampa de grasas, generando un tiempo de retención hidráulico menor, restando eficiencia al pre-tratamiento.

Paéz y Simbaña, (2017) agregan, para el diseño o construcción de los tanques separadores de hidrocarburos y lodos o trampa de grasa se debe tomar muy en cuenta la cantidad de flujo de agua y de aceite a tratar, para de esta manera diseñarlos tanques con el correcto tamaño, tomando en cuenta siempre un grado más alto de fluidos a tratar, para mayor seguridad.

Contreras, (2006) agrega, para considerar exitoso el diseño de una trampa de grasa se deben tomar en cuenta que el diseño hidráulico y tiempo de retención adecuado para que las grasas sean separadas del efluente, la distancia entre la entrada y la salida debe ser suficiente para permitir la separación de grasas. Las trampas de grasa funcionan mejor si es que el exceso de grasa (grasa flotante) es removida cada día o cada cierto tiempo (semanal). Donde además se debe cumplir con las siguientes recomendaciones:

- El diseño debe de estar hecho para el máximo flujo de agua

- La menor temperatura del fluido tratado debe de tomarse en cuenta para un diseño conservador
- La gravedad específica del fluido a tratar
- La viscosidad dinámica del fluido a tratar
- La gravedad específica del aceite a retirar. Altos valores son recomendados para un diseño conservador
- El tamaño de la gota. El tamaño nominal es de 0,015 cm con tamaños menores a este valor puede tenerse dificultades en espacio o en costos excesivos. El API recomienda que el diámetro de gota de aceite es de 0,015cm para separadores por gravedad.

Según Arrieta y Chica, (2019) expone que para el diseño de trampas de grasa hay que tener en cuenta el tiempo de vaciado de la misma en 1 día de funcionamiento y debe contar con una relación de largo-ancho-altura siguiente,  $L=2a=3h$ .

Por otro lado, Solis, (2014); Obeid y Ramírez, (2018); Romero, (2010) comentan que el diseño debe basarse en las características propias del agua residual a tratar, teniendo en cuenta que la capacidad mínima de almacenamiento de grasas expresada en Kg de grasa debe ser de por lo menos una cuarta parte del caudal de diseño (caudal máximo horario) expresado en L/min. Donde el diámetro de entrada debe ser de un mínimo de 50 mm y el de salida de por lo menos 100mm. El extremo final del tubo de entrada debe estar sumergido por lo menos 150mm. El tubo de salida que haga la recolección debe localizarse por lo menos a 150mm del fondo de la trampa y sumergida por lo menos 0.9m. A continuación, se presenta los tiempos de retención más comunes en función del caudal de entrada.

La trampa debe tener las siguientes características en general:

- ✓ 0.25 m<sup>2</sup> de área por cada L/s
- ✓ Relación ancho/ longitud de 1:3 hasta 1:18
- ✓ Una velocidad ascendente mínima de 4mm/s

### **1.8.3 Tiempo de retención hidráulico para trampas de grasas.**

Según Solis, (2014) los tiempos de retención se diseñan normalmente entre 0,25 a 0,5 horas como mínimo.

Tabla 1.3. Tiempos de retención hidráulicos y Carga.

Características Trampas de grasa.	Intervalo	Típico
Tiempo de detención (h)	1,5 – 2,5	0,2
Carga superficie (m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> *d)	-	30
Carga sobre vertedero (m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> *d)	10000-40000	20000

Fuente: (Solis, 2014)

Por otra parte, Mejía, (2016) y Jiménez, (2012) proponen en su investigación a un separador de grasa y aceite que utiliza un tiempo de retención de 0,5 horas como mínimo.

Sin embargo, en la investigación que realiza Reyes y Altarriba, (2010) proponen tiempos de retención 0,75 horas a 2, 12 horas.

Por otra parte, Villareal, (2015) propone tiempo de retención de 0,69 horas en su trabajo investigativo.

Sánchez (2011), en su trabajo concluye que con un tiempo de residencias mayores de 90 minutos (aproximadamente 1,5 horas) se alcanzan eficiencias de remoción de grasa y aceites altas.

#### **1.8.4 Tipos de materiales de fabricación de las trampas de grasas y aceites.**

Jiménez, (2012) expone que dentro de este tipo de trampas hay una amplia gama de unidades prefabricadas en el mercado las cuales están construidas de diferentes materiales (hormigón, plásticos, entre otros).

Contreras, (2015) comenta que hay que considerar al momento de la construcción de las trampas de grasas, como un elemento monolítico e impermeable para que no existan filtraciones de una cámara a otra.

Por otra parte, Saltos (2017) comenta, que para la construcción de las trampas de grasas que se pretende diseñar se utilizara como material referente el acero inoxidable, ya que posee propiedades maleables y su durabilidad es elevada, por otro lado el proceso de mantenimiento y limpieza de la trampa de grasas es de mayor facilidad con el material antes descrito.

Paéz y Simbaña, (2017) concluyes que se pueden construir de materiales como: acero inoxidable, fibra de vidrio, ladrillos y concreto. Aunque el Hormigón es un material obtenido

al mezclar cemento, agua y áridos, como grava y arena. Este material ayuda a la protección contra la humedad, pero se debe recubrir con un impermeabilizante o aditivos especializados.

Por otro lado, Arellanos y Sanches, (2017) concuerdan de que el material de construcción de las trampas son metal, vidrio, acero inoxidable, plástico o concreto (hormigón o prefabricadas).

A criterio del autor el hormigón es un material barato para la construcción de las trampas de grasas, además proporciona impermeabilidad y resistencia al fluido contenido en el interior de la misma.

### **1.9 Recuperación de combustibles.**

La recuperación se realiza sobre aquellos componentes que poseen algún valor para otra industria o con algún paso intermedio de purificación o tratamiento y también se considera el aprovechamiento del contenido calórico de un subproducto. La recuperación de subproductos industriales es cada vez más atractiva desde el punto de vista medioambiental y económico, a medida en que las opciones de eliminación de residuos se vuelven más caras y estrictamente reguladas y el costo de algunas materias primas aumentan, así como la aparición de tecnologías y equipos para mejorar la recuperación. (Márquez, 2013)

En la industria petrolera el hidrocarburo generalmente se devuelve al proceso de carga de plantas de proceso o simplemente se trasiega a otros tanques de almacenamiento, sin embargo, el mismo por lo general se le exige que cumpla unos parámetros mínimos de calidad para no afectar los productos existentes; de esta forma usualmente se suele exigir que el producto recuperado tenga un contenido de sedimentos menor de 1 %vol. y un BSW inferior a 2 %vol (Gómez y Gómez, 2015).

La Centrifugación es uno de los principales métodos utilizados en la recuperación de hidrocarburos a partir del tratamiento dado a los lodos aceitosos provenientes de los fondos de tanques de almacenamiento de la industria del petróleo, y que además el método puede realizarse directamente en la fuente o en los sitios donde finalmente se almacenan los lodos aceitosos provenientes de los fondos de tanques de almacenamiento de la industria del petróleo, y que además el método puede realizarse directamente en la fuente o en los sitios donde finalmente se almacenan los lodos aceitosos, la separación da lugar a tres fases

(aceite, agua y sedimentos) y la fase aceite tiene un valor comercial importante y puede ser mezclado con crudo nuevo o como combustible. (Gómez y Gómez, 2015).

Según Sánchez, (2011), comenta que cuando el contenido de materia grasa separable es apreciable y en ese caso es siempre deseable instalar como primera etapa un sistema de separación de grasa-aceites y agua, esto reducirá la carga contaminante que está siendo descargada y también permitirá la recuperación de las grasas y/o aceites potencialmente útiles.

### **Conclusión parcial del capítulo.**

1. En los métodos de diseño de los separadores grasa y aceites existen aspectos en sus bases teóricas que son coincidentes y además criterios muy particulares de cada método que no se complementan.
2. Este tipo de separador son más utilizados en los sistemas grasas-aceites y agua y existe poca experiencia en los sistemas combustibles y agua.
3. En las plantas de tratamiento de aguas oleosas la remoción de combustible solo se efectúa en las primeras etapas y los excesos que puedan llegar se compensan limitadamente por medio de los sobre diseños de los equipos que la componen.

## **Capítulo 2 Materiales y Métodos.**

Para realización de la investigación es elegido como caso estudio el sistema de tratamiento de las aguas oleosas de la División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas, que generalmente son instalados para la depuración de los efluentes que se generan en la actividad petrolera.

### **2.1 Descripción general del Caso de Estudio.**

Esta división recibe combustibles nacionales a través de oleoducto, camiones cisternas e importados por buques petroleros. La empresa procesa y almacena diferentes tipos de combustibles como son: crudo nativo alto y bajo vanadio, crudo importado, petróleo combustible, fuel oíl, diésel, nafta, B-100, entre otros, siendo el crudo y fuel oíl los combustibles que requieren de mayor atención en cuanto a su calidad. La instalación cuenta con tanques para cada tipo de combustible con capacidades para absorber las operaciones de recepción, almacenamiento y entrega (RAE), donde estos varían su volumen desde 10 000 hasta 50 000 m<sup>3</sup> y en dependencia en el tipo de combustibles que se almacena, son de techo fijo, flotante y domos geodésicos con membrana.

#### **2.1.1 Breve descripción del sistema de tratamiento de Aguas oleosas.**

Después que se realiza la decantación de los tanques de almacenamiento de combustibles, el agua oleosa drenada es conducida por canales hacia el registro colector (foso) mediante la fuerza de gravedad, lo mismo sucede con el drenaje generado en el laboratorio. En el registro colector es una especie de tanque soterrado dispuesto para recibir los drenajes oleaginosos, con 2 m de diámetro y una altura de 3 m, el mismo, cuenta con dos bombas centrifugas, con caudal de 20m<sup>3</sup>/h.

Este residual se almacena en el tanque destinado para captar el afluente y es el que alimenta la planta de tratamiento de residuales líquidos oleosos (PTR) de esta empresa. Esta cuenta con cuatro procesos fundamentales: Separación de aceites fuera de emulsión, Separación de aceites emulsionados, Separación de lodos y Separación de metales pesados. Es completamente automática su objetivo es aplicarle un tratamiento físico químico a esta agua y una vez que cumpla con las especificaciones de calidad (según la norma de vertimiento de aguas residuales a la zona costera y aguas marinas, cuerpo receptor clase D) verterla a la bahía de Matanzas.

Para reducir la carga contaminante que llega a la etapa primaria del sistema de tratamiento se propone en esta investigación el diseño de separadores de hidrocarburos cuya metodología se describe a continuación.

## **2.2 Determinación de la calidad de los combustibles procedentes del drenaje de tanques y laboratorio.**

Para el trabajo de investigación se define la calidad de combustible sobre la base de los valores que adquiere su densidad y viscosidad cinemática y en correspondencia del lugar de su utilización.

### **2.2.1 Determinación de la calidad de combustible de drenaje de tanque.**

Se obtiene a partir de las especificaciones del lugar de procedencia y comprobado por reporte de análisis de laboratorio.

### **2.2.2 Determinación de la calidad del combustible en el separador de laboratorio.**

Como este afluente está conformado por una mezcla de varios combustibles entonces la densidad de la misma puede ser determinada por:

$$\frac{1}{\rho_{mezcla}} = \frac{X_1}{\rho_1} + \frac{X_2}{\rho_2} + \frac{X_3}{\rho_3} \quad \text{Pavlov. K.F et al; (1981)} \quad \text{Ec 2.1}$$

Donde;  $X_1$ ;  $X_2$ ;  $X_3$ , son las fracciones másicas de los componentes de la mezcla y  $\rho_1$ ,  $\rho_2$ ,  $\rho_3$  son las densidades de cada uno de los componentes de la mezcla.

En el caso de la viscosidad ocurre lo mismo que con la densidad en cuanto a la mezcla de combustible, por lo que la viscosidad de la mezcla es determinada por:

$$\frac{1}{\mu_{mezcla}} = \frac{X_{v1}}{\mu_1} + \frac{X_{v2}}{\mu_2} + \frac{X_{v3}}{\mu_3} \quad \text{Pavlov. K.F et al; (1981)} \quad \text{Ec 2.2}$$

Donde;  $X_{v1}$ ;  $X_{v2}$ ;  $X_{v3}$ , son las fracciones volumétricas de cada uno de los componentes de la mezcla y  $\mu_1$ ;  $\mu_2$ ;  $\mu_3$  son las viscosidades de cada uno de los componentes de la mezcla.

La viscosidad cinemática de la mezcla es igual a:

$$\mu_{cm} = \mu_{mezcla} / \rho_{mezcla}$$

Ec 2.3

### 2.3 Diseño de separador de combustible.

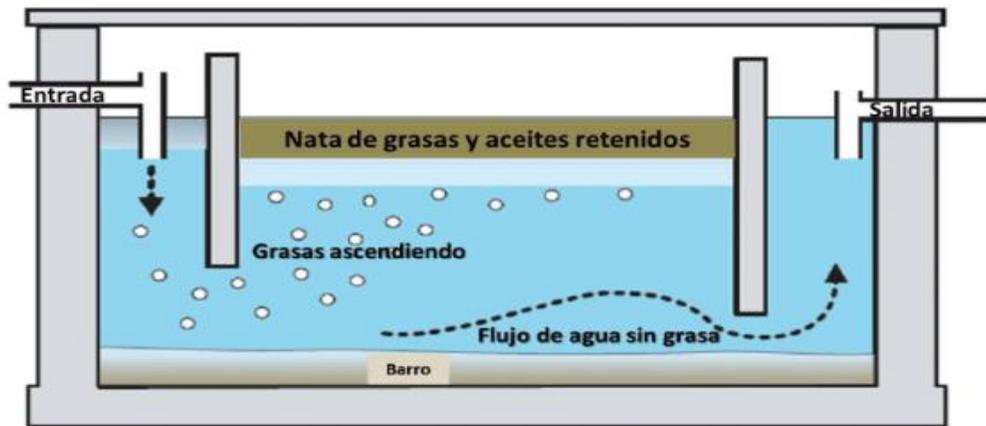
Como se conoce las grasas y aceites son compuestos orgánicos formados especialmente por ácidos grasos de origen vegetal o animal, hidrocarburos de petróleo. Los sistemas combustibles y aguas están dentro de este grupo y los principios que rigen la separación y métodos deben corresponderse.

Un estudio de los métodos de separación de aceites grasas y agua que proporciona la literatura es recurrente en la separación de sistemas combustibles y agua asignándose como parámetro fundamental la carga específica y el tiempo de residencia. Y además criterios establecidos por los diferentes autores.

#### Descripción y funcionamiento de los separadores de combustible.

El esquema el separador de combustible de la figura:

Fig.1 Separador de combustibles.



Cortesía de Lozano-Rivas, (2012)

Los separadores de combustibles que se diseñan son de forma rectangular. Conformado por tres compartimientos que los separan dos deflectores que no llegan al fondo para interconectar los depósitos.

En el primer compartimiento es el que recibe el agua oleosa a través de una tubería dimensionada por el diseño este tiene un área de sección transversal que es un por ciento de la superficie total. En el segundo es donde tiene lugar la separación de combustible-agua debido a la diferencia de densidad manteniéndose el combustible en la superficie del

separador siendo esta sección la de mayor área y con el tiempo de residencia adecuado es que tiene lugar dicha separación. La tercera sección es donde sale el agua con la mínima cantidad de combustible estimada por el diseño a través de un tubo establecido y esta posee un área de sección transversal igual a la del primer compartimiento.

El combustible retenido en la superficie del segundo compartimiento es extraído por equipo de succión y para al agua remanente también se le realiza la misma operación.

La instalación de estos separadores es de forma soterrada y el material de construcción es de hormigón armado.

### 2.3.1 Diseño del separador de combustible para drenaje de tanque.

Este método se desarrolla a través de la designación de una carga específica y de un tiempo de residencia.

Establecimiento de la carga específica

Determinación del área Superficial de separador (m<sup>2</sup>)

$$A = \frac{q}{Cs} \quad \text{Ec 2.4}$$

donde, Cs: Carga superficial (m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>\*d); q: Caudal de diseño (m<sup>3</sup>/d).

Determinación del ancho del separador (m).

$$b = \sqrt{\frac{A}{3}} \quad \text{Ec 2.5}$$

donde, A es área superficial (m<sup>2</sup>); b es el ancho del separador (m).

Determinación del largo, por la relación largo/ancho (Solis, 2014)

$$l = b * 3 \quad \text{Ec 2.6}$$

donde, b es el ancho del separador en (m); l es en largo del separador en (m).

Establecimiento del tiempo de residencia.

Determinación del Volumen del separador (m<sup>3</sup>)

$$V = t * q_{1/4} \quad \text{Ec 2.7}$$

donde, t es el tiempo de retención en horas; q<sub>1/4</sub> es un cuarto del caudal de diseño según Romero, (2010) y Solis, (2014) que asegura un 95% de retención del hidrocarburo.

Determinación de la altura útil del separador (m)

$$h_{\text{útil}} = \frac{A}{V} \quad \text{Ec 2.8}$$

donde, A es el área superficial en (m<sup>2</sup>);

V es el volumen del separador en (m<sup>3</sup>).

Determinación de la altura total del separador (m).

$$h_{\text{total}} = h_{\text{útil}} * h_{\text{seg}} \quad \text{Ec 2.9}$$

donde,  $h_{\text{útil}}$  es la altura útil del interceptor (m);  $h_{\text{seg}}$  es la altura de seguridad del separador en (m).

El dimensionamiento de los deflectores se basa en la propuesta realizada por Obeid y Ramírez, (2018).

Ubicación del deflector: Se debe encontrar en la parte superior, un 75% del largo del separador desde la entrada.

$$U_b = 0,75 * l_t \quad \text{Ec 2.10}$$

donde,

$U_b$  es la ubicación del deflector en (m);

$l_t$  es la longitud del separador en (m).

Altura del deflector: Corresponde a un 90% de la Altura del separador.

$$H_b = 0,90 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.11}$$

donde,

$H_b$  es la altura del deflector en (m);

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Espacio entre deflector y Fondo: Este espacio equivale a un 10% de la Altura del separador.

$$E_{bf} = 0,1 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.12}$$

donde,

$E_{bf}$  es el espacio entre deflector y fondo en (m);

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Para la ubicación de la Tubería se tiene en cuenta las indicaciones siguientes:

Ubicación de la tubería: Se encuentra a un 50% del ancho del separador.

$$U_{tub} = 0,5 * b \quad \text{Ec 2.13}$$

donde,

$U_{tub}$  es la ubicación de la tubería en (m);

$b$  es el ancho del separador en (m).

Altura de la tubería de entrada: Corresponde al 35% de la altura del separador.

$$H_{etb} = 0,35 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.14}$$

donde,

$H_{etb}$  es la altura de la tubería de entrada al separador en (m).

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Caída de la tubería de entrada e ingreso de la tubería de salida: Representan el 22% de la altura del separador.

$$\frac{H_{te}}{H_{ts}} = 0,22 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.15}$$

donde,

$H_{te}$  es la altura de la tubería de entrada en (m).

$H_{ts}$  es la altura de la tubería de salida en (m).

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

### **2.3.2 Caudal para el diseño del separador de combustible del drenaje de los tanques.**

A partir de los datos reportados por la dirección de operaciones de la empresa en los últimos tres años, es elegido el año que más incide en cuanto a volumen y cantidad de drenajes.

Se analiza el comportamiento del caudal de agua oleosa drenada por meses del año de trabajo y se halla el caudal promedio por cada mes. De estos se calcula el caudal promedio y forma estadística se comprueba su representatividad.

### **2.3.3 Volumen de combustible presente en drenaje de tanques.**

La cantidad de combustible se basa en la Resolución 149:2019 de Unión Cuba Petróleo, por lo tanto, se cuantifica la cantidad de combustible mediante la expresión:

$$V_c = V_t * f_v \quad \text{Ec 2.16}$$

donde:

$V_c$  es cantidad de combustible presente en el agua drenada  $m^3$ .

$f_v$  es la fracción volumétrica de combustible.

$V_t$  es el volumen promedio de drenaje en  $m^3$ . Obtenida por:

$$V_t = q * t \quad \text{Ec 2.17}$$

donde,

$q$  es el caudal promedio  $m^3/h$

$t$  es el tiempo de drenaje promedio correspondiente al caudal promedio en horas, que también es reportado por las áreas operacionales y es recogido por la dirección de operaciones.

#### **2.4 Diseño del separador de combustible para drenaje del laboratorio.**

Para este diseño se utilizan los resultados obtenidos en el separador de tanques y las técnicas del escalado inverso, en que se tiene en cuenta como régimen de cambio su área superficial.

Determinación del Volumen  $m^3$ .

El volumen del separador es diseñado por la acumulación de este en un determinado periodo de trabajo.

Determinación del área superficial del separador ( $m^2$ ).

$$A_1 = \frac{A}{fd} \quad \text{Ec 2.18}$$

donde,  $A$  es el área superficial del separador del drenaje de tanques;  $A_1$  es el área superficial del separador de drenaje de laboratorio  $m^2$ ,  $fd$  es el régimen de escala.

Determinación del ancho del separador en (m).

$$b = \sqrt{\frac{A}{3}} \quad \text{Ec 2.19}$$

donde,

$A$  es el área superficial en (m);

$b$  es el ancho del separador en (m).

Calculo del largo, por la relación largo/ancho

$$l = b * 3 \quad \text{Ec 2.20}$$

donde,  $l$  es el largo del separador en (m).

Determinación de la altura útil del separador en (m).

$$h_{\text{útil}} = \frac{A}{V} \quad \text{Ec 2.21}$$

donde,

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m)

A es el área superficial en (m).

V es el volumen del separador en (m<sup>3</sup>).

Determinación de la altura total del separador en (m)

$$h_{\text{total}} = h_{\text{útil}} + h_{\text{seg}} \quad \text{Ec 2.22}$$

donde  $h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m);

$h_{\text{seg}}$  es la altura de seguridad en (m)

Ubicación del deflector: Se debe encontrar en la parte superior, un 75% del largo del separador desde la entrada.

$$U_b = 0,75 * l_t \quad \text{Ec 2.23}$$

$U_b$  es la ubicación del deflector en (m);

$l_t$  es la longitud del separador en (m).

Altura del deflector: Corresponde a un 90% de la Altura del interceptor.

$$H_b = 0,90 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.24}$$

donde;

$H_b$  es la altura del deflector en (m);

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Espacio entre deflector y Fondo: Este espacio equivale a un 10% de la Altura del Interceptor.

$$E_{bf} = 0,1 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.25}$$

donde,

$E_{bf}$  es el espacio entre deflector y fondo en (m);

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Ubicación de la tubería: Se debe encontrar a un 50% del ancho del interceptor.

$$U_{tub} = 0,5 * b \quad \text{Ec 2.26}$$

donde,

$U_{tub}$  es la ubicación de la tubería en (m);

$b$  es el ancho del separador en (m).

Altura de la tubería de entrada: Corresponde al 35% de la altura del interceptor.

$$H_{etb} = 0,35 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.27}$$

donde,

$H_{etb}$  es la altura de la tubería de entrada al separador en (m).

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

Caída de la tubería de entrada e ingreso de la tubería de salida: Representan el 22% de la altura del interceptor.

$$\frac{H_{etb}}{H_{stb}} = 0,22 * h_{\text{útil}} \quad \text{Ec 2.28}$$

donde,

$H_{te}$  es la altura de la tubería de entrada en (m).

$H_{ts}$  es la altura de la tubería de salida en (m).

$h_{\text{útil}}$  es la altura del separador en (m).

#### **2.4.1 Volumen de efluente generado en el laboratorio.**

El volumen considerado es la suma de los volúmenes de combustible y agua que se generan en el laboratorio.

##### **Volumen de agua generada en el laboratorio.**

- ✓ Se establece que el volumen de agua generada por el laboratorio es el agua procedente del sistema de termodinámico más el agua de lavado de cristalería. La primera se obtiene a partir de los datos que reporta por el laboratorio y para la segunda es aquella que dentro de los meses del año estudio proporciona el mayor número de muestras promedio que utilicen agua de lavado por día.
- ✓ Con la determinación de caudal de agua que se utiliza en cada muestra y la cantidad de muestras que la necesitan se calcula el volumen de agua a través de:

Vagua lavado = No muestra \* caudal de agua lavado \* tiempo promedio de lavado.

En que el caudal de agua de lavado se halla por aforo con un recipiente de cristal de 5L y un cronometro marca Ventix STOPWATCH y el tiempo promedio de lavado se mide de forma directa sobre el personal que la realiza, con el cronometro mencionado.

### **Volumen de combustible generado por el Laboratorio.**

Se establece como volumen de combustible generado por el laboratorio aquel que entra como muestra más el que se utiliza como combustible de lavado.

El volumen de combustibles se obtiene a partir, del mes del año estudio que proporciona el mayor volumen de combustible promedio por día y el volumen del combustible de lavado es la que se estipula en el con este fin.

Se realiza un promedio de muestras por meses y se escoge el mes de mayor promedio por día. Se determina las muestras que necesiten combustible como material de lavado. Así:

$$V_{\text{COMBUSTIBLE TOTAL}} = V_{\text{COMB PROMEDIO DE MUESTRA}} + V_{\text{COMB DE LAVADO}} \quad \text{Ec 2.29}$$

### **2.5 Determinación de los materiales de Construcción de los Separadores.**

Determinación de los m<sup>3</sup> de hormigón.

$$M^3 \text{ caja} = 2(l \cdot \delta \cdot h) + 2(b \cdot \delta \cdot h) \quad \text{Ec 2.30}$$

Donde:

l es la longitud en m.

b es el ancho en m.

h la altura en m.

δ es el espesor de la pared en m.

$$M^3 \text{ deflector} = 2(b \cdot \delta \cdot h) \quad \text{Ec 2.31}$$

donde,

b es el ancho del deflector en m.

h es la altura del deflector en m.

δ es el espesor del deflector en m.

$$M^3 \text{ tapa} = l \cdot b \cdot \delta \quad \text{Ec 2.32}$$

donde,

l es largo de la tapa en m.

b es el ancho de la tapa en m.

δ es el espesor de la tapa en m.

$$M^3 \text{ total del separador} = M^3 \text{ caja} + M^3 \text{ deflector} + M^3 \text{ tapa} \quad \text{Ec 2.33}$$

Determinación de las toneladas de acero (Ac 1/2").

$$m_{\text{ac}} = \left( \frac{h-d}{s} \right) + \left( \frac{l-d}{s} \right) + \left( \frac{hd-d}{s} \right) \quad \text{Ec 2.34}$$

donde,

$m_{ac}$  son los metros de acero.

$h$  es la altura del separador en m.

$l$  es la longitud del separador en m.

$h_d$  es la altura del deflector en m.

$d$  es la distancia de la malla de acero y bordes en m.

$s$  es la separación de la malla de acero en m.

$$kg_{ac} = m_{ac} * Pe$$

Ec 2.35

donde,  $Pe$  es el peso específico del acero (0,994 kg/m)

Para determinar la dosificación de materiales de construcción se toma como referencia la edición electrónica del Auxiliar del Constructor de (Sánchez, 2008).

## **2.6 Estimación de la inversión de los separadores de combustibles.**

La determinación de la inversión estará basada en el costo de materiales necesarios y costo de construcción. Para la primera se recoge la información de los costos unitarios de cada material empleado y para la segunda el costo de la ejecución de cada operación basado en el Programa Índices Globales de Construcción del MICONS.

### **Capítulo III. Resultado y Análisis.**

Una vez obtenido todos los datos que son necesarios para la investigación, se pasa a la etapa del procesamiento de estos con los análisis respectivos.

#### **3.1 Análisis de la calidad de los efluentes que son enviados a la planta de tratamiento.**

En el caso de estudio existen dos efluentes uno que es el de drenaje de los tanques y el otro es el procedente del laboratorio y estos pudiesen tener calidades para diferentes destinos.

##### **3.1.1 Análisis de calidad y destino del combustible procedente del drenaje de los tanques.**

La calidad del combustible procedente del drenaje de los tanques está en dependencia de su procedencia del combustible y según esta puede ser enviado directamente a los tanques de combustibles de Petróleo Crudo Nativo (PCN) con valores de viscosidades de 1400 cst, que son utilizados para la generación de energía eléctrica, aunque también puede estar destinado al depósito de aceites residuales.

##### **3.1.2 Análisis de la calidad y destino del combustible procedente del drenaje de laboratorio.**

Como se ha expresado, la definición de la calidad del combustible en trabajo está definida por los valores de densidad y viscosidad y por la exigencia del destino en que este se utiliza.

Entonces, como es elevada la variedad de combustibles que se procesan en un laboratorio de este género, se hace necesario clasificarlos en tres grupos atendiendo a los valores de densidad y viscosidad dentro del mismo orden de magnitud referida a 15 y 50°C respectivamente. Se establecen tres grupos.

Grupo 1: Combustibles pesados, con densidades comprendidas entre 900 y 1000 kg/m<sup>3</sup>.

Grupo 2: Combustibles medianos, con densidades menores que 900 hasta 800 kg/m<sup>3</sup>.

Grupo 3: Combustibles ligeros, con densidades menores que 800 kg/m<sup>3</sup>.

En el Anexo 1 se especifican los diferentes tipos de combustibles según su clasificación.

Los resultados de la densidad y viscosidad de cada grupo establecido se muestran a continuación:

Tabla 3.1.1 Resultados de los valores de densidades de los diferentes grupos de combustibles y su fracción másicas.

Grupo	Masa Total (kg)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Fracciones Másicas
1	851,58	996	0,761
2	60,75	810	0,053
3	207,35	725	0,185

Como se observa en la tabla 3.1.1, el grupo 1 es el de mayor fracción másica, mientras que el grupo 2 le corresponde la menor de estos, es debido al tipo de combustible y el volumen de muestras que están presente en cada grupo.

La densidad de la mezcla del combustible (Ec 2.1) resulta un valor de 922 kg/m<sup>3</sup>. La misma puede ser considera dentro de la del grupo 1 producto al aporte de combustibles de alta densidad que están presente en ella, lo que hace que la densidad de la mezcla concuerde con el grupo de los combustibles pesados (grupo 1), nos tante debe analizarse su viscosidad para completar el parámetro de calidad como es definido en este trabajo.

Tabla 3.1.2 Resultados de los valores de viscosidades de los diferentes grupos y fracción volumétrica.

Grupos	Volumen Total (L)	Viscosidad (kg/m*s)	Fracción Volumétrica
1	855	0,843	0,703
2	75	0,021	0,062
3	286	0,02	0,235

Un procedimiento similar se realiza con la viscosidad

El grupo 1 representa la mayor fracción volumétrica al igual que la tabla 3.1.1 y el grupo 2 también coincide con el menor valor de esta fracción en dicha tabla.

La viscosidad de la mezcla de combustible (Ec 2.2) resulta un valor de 0,69 kg/m\*s que dividido por la densidad (922 kg/m<sup>3</sup>), conduce a una viscosidad cinemática de 750 mm<sup>2</sup>/s.

Se detalla que el volumen de combustible de los grupos medianos y ligeros es el 30% del volumen total de la mezcla, pero, sin embargo, con este porcentaje es capaz de que se

obtenga una viscosidad de mezcla menor que la representada por el grupo de los combustibles pesados ( $0,843 \text{ kg/m}^3\cdot\text{s}$ ).

Como resultado del binomio densidad ( $922 \text{ kg/m}^3$ ) y viscosidad cinemática ( $750 \text{ mm}^2/\text{s}$ ) de la mezcla, puede destinarse a:

Plantas generadoras de energía eléctrica las cuales tienen diferentes exigencias en cuanto a valores de densidad y viscosidad, relacionadas como rango máximo:

Categoría 1: densidad  $700\text{-}800 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad  $700\text{-}800 \text{ mm}^2/\text{s}$ .

Categoría 2: densidad  $999,9\text{-}1000 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad  $1100 \text{ mm}^2/\text{s}$ .

Categoría 3: densidad  $999,9\text{-}1000 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad  $1400 \text{ mm}^2/\text{s}$ .

Como se manifiesta, el combustible que se obtiene en el separador no puede ser admitido en la categoría 1, debido que la densidad es mayor que la requerida en la misma, aunque su viscosidad se encuentra dentro del rango establecido no debe enviarse al destino asignado porque incumple un parámetro de calidad establecido para la generación eléctrica.

Los parámetros de densidad y viscosidad obtenidos en la mezcla están por debajo a los contemplados en el resto de las categorías, esta situación es favorable para la generación de energía eléctrica en cualquiera de estas dos categorías, porque la calidad de combustible resultante es mayor.

Como resultado, las calidades de los combustibles procedente de laboratorio y tanque son diferente de forma tal que influye en su destino, por lo que es conveniente que se diseñe un separad para cada efluente.

### **3.2 Resultado del diseño del separador de combustible para drenaje de los tanques.**

#### **3.2.1 Calculo del caudal para el diseño.**

Se elige dentro de los últimos tres años reportados por la base de datos del grupo de Balance del Cupet de Matanzas, aquel que tiene mayor número de drenajes y grandes volúmenes de estos por lo que resulta el 2018.

Para este año el caudal promedio es de  $191,0 \text{ m}^3/\text{días}$ , como el coeficiente de variación resulta de  $3,94\%$  se considera a el valor medio de los datos excelente para ser empleado en los cálculos puntales correspondiente a la variable caudal.

Según Miller, Freund y Johnson, (2007) si un coeficiente variación es menor que cuatro es excelente y la media es representativa.

Tabla 3.2.1 Número y cantidad de drenaje mensual del año 2018.

Mes	Caudal de drenaje (m <sup>3</sup> /días)
Febrero	192,78
	201,14
	206,40
	197,05
Marzo	192,17
Abril	185,69
	189,42
Agosto	195,02
Septiembre	184,06
	182,06
	181,56
Octubre	191,47
Noviembre	185,09

### 3.3.2 Volumen de combustible presente en drenaje.

Para un caudal de 191m<sup>3</sup>/días le corresponde un tiempo de drenaje promedio de 6,8 horas, por lo tanto, el volumen de combustible que contiene es de 0,26 m<sup>3</sup>.

$$V_{cp}=191 \text{ m}^3/\text{días} * 0,0002 \text{ m}^3/\text{m}^3 * 6,8 \text{ h}=0,26 \text{ m}^3. \quad (2.16)$$

Como se observa esta cantidad de combustible resultante es el doble de la establecida por la Resolución 149:2019 de Unión Cuba Petróleo, para que sea considerado un exceso del indicador.

### 3.3.3 Volumen de combustible a recuperar para el diseño.

Para el diseño se tiene en cuenta una retención del combustible 95% que es equivalente a 0,247 m<sup>3</sup> por días.

### 3.3.4 Resultado de diseño del separador de combustible para drenaje de tanque.

Los parámetros del diseño para el separador de combustible se muestran a continuación:

Se selecciona una carga específica de  $30 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^2 / \text{días}$ , recomendada por Solis, (2014) y Romero, (2010)

Calculo del Área Superficial ( $\text{m}^2$ )

$$A = \frac{191 \text{ m}^3 / \text{días}}{30 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^2 / \text{días}} \quad (2.4)$$

$$A = 6,4 \text{ m}^2$$

Calculo del ancho del separador (m)

$$b = \sqrt{\frac{6,4 \text{ m}^2}{3}} \quad (2.5)$$

$$b = 1,46 \text{ m}$$

Calculo del largo, por la relación largo/ancho de 1/3

$$l = 3 * 1,46 \text{ m} \quad (2.6)$$

$$l = 4,38 \text{ m}$$

Volumen del separador ( $\text{m}^3$ )

Para un tiempo de residencia de 0,9 horas según Solis, (2014); Mejía, (2016).

$$V = 0,90 \text{ h} * 7 \text{ m}^3 / \text{h} \quad (2.7)$$

$$V = 6,3 \text{ m}^3$$

Calculo de la altura en m.

$$h_{\text{útil}} = \frac{6,4 \text{ m}}{6,3 \text{ m}} \quad (2.8)$$

$$h_{\text{útil}} = 1,0 \text{ m}$$

La altura está en correspondencia con lo que plantea Arevalos, (2015) y OPS/CEPSIS, (2003) en que la misma no debe ser menor que 0,80 m.

Calculo de la altura total en (m), altura de seguridad según (OPS/CEPSI, 2003) es de 0,30 m.

$$h_{\text{total}} = 1,0\text{m} + 0,30\text{ m} \quad (2.9)$$

$$h_{\text{total}} = 1,30\text{ m}$$

Distancia entre Bafle del separador (m)

$$U_b = 0,75 * 4,38\text{ m} \quad (2.10)$$

$$U_b = 3,28\text{m}$$

Altura del Bafle del separador (m)

$$H_b = 0,90 * 1,0\text{ m} \quad (2.11)$$

$$H_b = 0,90\text{ m}$$

Espacio entre Bafle y Fondo del separador (m)

$$E_{bf} = 0,1 * 1,0\text{m} \quad (2.12)$$

$$E_{bf} = 0,1\text{ m}$$

Ubicación de la tubería en el separador (m)

$$U_{tub} = 0,5 * 1,46\text{m} \quad (2.13)$$

$$U_{tub} = 0,73\text{ m}$$

Altura de la tubería de entrada en el separador (m)

$$H_{etb} = 0,35 * 1,0\text{m} \quad (2.14)$$

$$H_{etb} = 0,35\text{m}$$

Diferencia de altura entre la tubería de entrada y la tubería de salida en el separador (m)

$$\frac{H_{te}}{H_{ts}} = 0,22 * 1,0\text{ m} \quad (2.15)$$

$$\frac{H_{te}}{H_{ts}} = 0,22\text{m}$$

Tabla 3.3.1 Resumen del resultado del diseño del separador para drenaje de tanque.

<b>Parámetros</b>	<b>Interceptor de drenaje de tanques</b>
Área superficial (m <sup>2</sup> )	6,37
Ancho (m)	1,46
Largo (m)	4,38
Volumen (m <sup>3</sup> )	6,3
Altura útil (m)	1,0
Altura de seguridad (m)	1,30
Tiempo de retención hidráulico (h)	0,90
Ubicación del deflectores (m)	3,29
Altura del deflectores (m)	0,90
Espaciado del deflector y fondo (m)	0,1
Ubicación de la tubería (m)	0,73
Altura de la tubería de entrada (m)	0,35
Caída de la tubería de entrada e ingreso de la tubería de salida (m)	0,22
Diámetro de tubería de entrada (mm)	50
Diámetro de tubería de salida (mm)	150

### 3.3.5 Estimación del Costo de la inversión separador de drenaje de Tanques.

#### Costo de Materiales.

#### Cálculo de los m<sup>3</sup> de hormigón del separador.

$$M^3 \text{ caja} = 2(4,38 * 0,150 * 1) + 2(1,46 * 0,150 * 1) \quad (2.30)$$

$$M^3 \text{ caja} = 1,752 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ defletor} = 2(1,46 \cdot 0,150 \cdot 0,9) \quad (2.31)$$

$$M^3 \text{ defletor} = 0,394 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ tapa} = 4,38 \cdot 1,46 \cdot 0,150 \quad (2.32)$$

$$M^3 \text{ tapa} = 0,959 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ total del separador} = 1,752 + 0,394 + 0,959 \quad (2.33)$$

$$M^3 \text{ total del separador} = 3,11 \text{ m}^3.$$

Cálculo de las toneladas de acero.

$$m_{ac} = (1 - 0,03/0,200) + (4,38 - 0,03/0,200) + (0,90 - 0,03/0,200) \quad (2.34)$$

$$m_{ac} = 30,95 \text{ m.}$$

$$kg_{ac} = 30,95 \cdot 0,994 \text{ kg/m} \quad (2.35)$$

$$kg_{ac} = 30,76 \text{ kg} = 0,031 \text{ tonelada de acero}$$

Tabla 3.3.2 Resultado del cálculo de los materiales de construcción.

Dosificación de materiales (1 m <sup>3</sup> )	M <sup>3</sup> hormigón de separador tanque.	Cantidad de Materiales para Construcción del Separador Tanques
418 kg cemento.	3,11	1300
0,66 kg de arena.		2,1
0,68 kg de grava.		2,12
235 L de agua.		731
t de acero		0,031

Tabla 3.3.3 Resumen de los costos de materiales de construcción del separador.

Materiales	Costo unitario de los materiales	Cantidad Separador tanque	Costo de los materiales separador tanque
kg de cemento	6,69	1300	8701,29
kg de arena	26,96	2,10	56,62

kg de grava	16,26	2,12	34,47
M3 de agua	1,50	0,731	1,097
t de acero	14,05	0,031	0,44
Total			\$ 8793,91

En la Tabla 3.3.2 se aprecia que es relativamente baja la cantidad de materiales a utilizar en la construcción del separador y por lo tanto en la Tabla y 3.3.3 como es baja esta cantidad el costo de los materiales para la construcción mantiene este mismo nivel, por lo que esto abarata los costos del proyecto en este sentido.

### Costos de Construcción.

El costo de construcción es de \$ 1224,61 está referido principalmente a los trabajos que se realizan para el acondicionamiento del lugar escogido, excavación, relleno, mano de obra, transporte entre otros según resultado del programa de Índices Globales de Construcción del MICONS.

Tabla 3.3.4 Resumen de los costos de mano de obra.

Actividad de Mano de Obra.	Precio de la Actividad.
Excavaciones	25,8
Rellenos	4,16
Hormigón " <i>in situ</i> " Columnas	892,86
Prefabricadas de Hormigón: Losas	8,67
Estructura Metálica "Alma llena"	32,57
Estructuras de madera: Tablazón para cubierta.	63,41
Repellos	16,41
Piso de Mortero pulido	18,85
Instalación hidrosanitaria: tubería PVC	2,15
Por ciento de incremento de transporte y otros costos (15%- 20%)	15%
Total de Costo.	\$ 1224,61

La actividad de hormigón *in situ* es la que aporta el mayor costo de todas debido al precio que tiene en el mercado este producto y el volumen destinado para la construcción.

Tabla 3.3.5 Resumen del costo de la inversión del separador.

	Costo de Materiales para la Construcción	Costo de Mano de Obra.	Costo total de la Inversión
Separador drenaje de tanque	8793,91	1224,61	10 018,52

### 3.4 Volumen de combustible recuperado en el separador de tanques.

Para volumen de drenaje 191m<sup>3</sup>/día y una recuperación en el separador de un 95%, se obtiene en cada drenaje 0,247 m<sup>3</sup> de combustible. En el año que se toma como referencia se realizan 13 drenajes por lo que el volumen de combustible que se recupera asciende a 3,21 m<sup>3</sup> por año.

Aunque el volumen de combustible contenido en el efluente es pequeño, su ingreso en las etapas posteriores del tratamiento dificulta la remoción de otros contaminantes y proporciona que el afluente contenga cantidades de contaminantes por encima de las permisibles a ingresar en el ecosistema que dispone del mismo.

### 3.5 Diseño del separador de combustible para el drenaje de laboratorio.

#### 3.5.1 Volumen de efluente generado en el laboratorio.

##### Volumen de agua generada en el laboratorio.

Según la base de datos del caso de estudio en el año 2018, el volumen de agua promedio que ingresa al laboratorio procedente del sistema termodinámico es 5 L por día.

El número mayor de muestras diaria es de 12, el flujo de agua de lavado promedio por aforo es de 5 L/min y el tiempo promedio de lavado es de 2,5 min/muestras.

$$V \text{ agua lavado} = 12 \text{ muestras} * 2,5 \text{ min/muestras} * 5 \text{ L/min}$$

$$V \text{ agua lavado} = 97 \text{ L.}$$

Por lo tanto,

$$\text{Volumen total de agua generada} = 5 + 97.$$

$$\text{Volumen total de agua generado} = 102 \text{ L.}$$

Se ha de destacar que el índice de consumo de agua por concepto de lavado de cristalería es de: 0,0053 m<sup>3</sup>/l/día, sin embargo, el índice de consumo de agua para estos fines es superior al que se utiliza que es de 0,100 m<sup>3</sup>/l/día (INRH, 2015).

### **Volumen de combustible generado por el Laboratorio.**

Volumen de combustible promedio que entra al laboratorio en un día es de 116 L

Volumen de combustible utilizado en el lavado asignado al laboratorio es 34 L

El volumen total de combustible que se genera en el laboratorio es de 150 L (0,15 m<sup>3</sup>) en un día.

### **3.5.2 Resultado del diseño del separador de combustible para drenaje del laboratorio.**

A continuación, se muestran los resultados del diseño del separador de combustible de drenaje del laboratorio. Como los efluentes de laboratorio no se producen de forma continua, el diseño del mismo está sobre la base de acumulación del volumen de efluente generado durante siete días de trabajo.

Volumen del separador (m<sup>3</sup>)

$$V_1 = 252 \text{ L/días} * 7 \text{ días}$$

$$V_1 = 1764 \text{ L} = 1,76 \text{ m}^3.$$

Las pruebas en probetas arrojaron que el tiempo de separación completa entre el agua y el combustible no emulsionado con una relación de agua-combustible es de 0,68 en los siete días.

Área superficial del separador (m<sup>2</sup>)

El área es el régimen de cambio del escalado inverso, siendo el factor de escala de 3 según (Zlokamik, 2010).

$$A_1 = \frac{6,37 \text{ m}^2}{3} \quad (2.18)$$

$$A_1 = 2,12 \text{ m}^2$$

Ancho del interceptor (m)

$$b = \sqrt{\frac{2,12 \text{ m}^2}{3}} \quad (2.19)$$

$$b=0,84 \text{ m}$$

Largo, por la relación largo/ancho de 1/3 (m)

$$L=3*0,84\text{m} \quad (2.20)$$

$$L=2,52 \text{ m.}$$

Altura del separador del laboratorio (m)

$$h_{\text{util}} = \frac{1,76\text{m}^3}{2,12\text{m}^2} \quad (2.21)$$

$$h_{\text{util}} = 0,83 \text{ m.}$$

Calculo de la altura total del separador en (m)

$$h_{\text{total}} = 0,83 \text{ m} + 0,30 \text{ m.} \quad (2.22)$$

$$h_{\text{total}} = 1,13 \text{ m}$$

Distancia entre los deflectores (m)

$$U_b = 0,75 * 2,52\text{m.} \quad (2.23)$$

$$U_b = 1,89\text{m.}$$

Altura del Bafle (m)

$$H_b = 0,90 * 0,83\text{m.} \quad (2.24)$$

$$H_b = 0,75\text{m.}$$

Espacio entre Bafle y Fondo (m)

$$E_{bf} = 0,1 * 0,83 \text{ m.} \quad (2.25)$$

$$E_{bf} = 0,083\text{m.}$$

Ubicación de la tubería (m)

$$U_{tub} = 0,5 * 0,84 \text{m. (2.26)}$$

$$U_{tub} = 0,42 \text{m.}$$

Altura de la tubería de entrada (m)

$$H_{etb} = 0,35 * 0,83 \text{m. (2.27)}$$

$$H_{etb} = 0,291 \text{m.}$$

Caída de la tubería de entrada e ingreso de la tubería de salida (m)

$$\frac{H_{etb}}{H_{stb}} = 0,22 * 0,83 \text{m. (2.28)}$$

$$\frac{H_{etb}}{H_{stb}} = 0,183 \text{m.}$$

Tabla 3.5.1 Resumen del resultado del diseño del separador.

<b>Parámetros</b>	<b>Interceptor de drenaje de laboratorio.</b>
<b>Área superficial (m<sup>2</sup>)</b>	2,12
<b>Ancho (m)</b>	0,84
<b>Largo (m)</b>	2,52
<b>Volumen (m<sup>3</sup>)</b>	1,76
<b>Altura útil (m)</b>	0,83
<b>Altura de seguridad (m)</b>	1,13
<b>Tiempo de retención hidráulico (h)</b>	-
<b>Ubicación del deflectores (m)</b>	1,89
<b>Altura del deflectores (m)</b>	0,75
<b>Espaciado del deflector y fondo (m)</b>	0,083

<b>Ubicación de la tubería (m)</b>	0,42
<b>Altura de la tubería de entrada (m)</b>	0,29
<b>Caída de la tubería de entrada e ingreso de la tubería de salida (m)</b>	0,183
<b>Diámetro de tubería de entrada (mm)</b>	50
<b>Diámetro de tubería de salida (mm)</b>	100

### 3.5.3 Calculo materiales de construcción.

#### Calculo de los m<sup>3</sup> de hormigón del separador.

$$M^3 \text{ caja} = 2(2,52 * 0,150 * 0,83) + 2(0,84 * 0,150 * 0,83) \quad (2.30)$$

$$M^3 \text{ caja} = 0,836 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ deflector} = 2(0,84 * 0,150 * 0,75) \quad (2.31)$$

$$M^3 \text{ deflector} = 0,189 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ tapa} = 2,53 * 0,84 * 0,150 \quad (2.32)$$

$$M^3 \text{ tapa} = 0,317 \text{ m}^3$$

$$M^3 \text{ total del separador} = 0,836 + 0,189 + 0,317 \quad (2.33)$$

$$M^3 \text{ total del separador} = 1,34 \text{ m}^3$$

#### Cálculo de las toneladas de acero.

$$m_{ac} = (0,83 - 0,03 / 0,200) + (2,52 - 0,03 / 0,200) + (0,75 - 0,03 / 0,200) \quad (2.34)$$

$$m_{ac} = 20,05 \text{ m.}$$

$$kg_{ac} = 20,05 * 0,994 \text{ kg/m} \quad (2.35)$$

$$kg_{ac} = 19,93 \text{ kg} = 0,02 \text{ tonelada de acero}$$

Tabla 3.5.2 Resultado del cálculo de los materiales de construcción del separador.

Dosificación de materiales (1 m <sup>3</sup> )	M <sup>3</sup> de hormigón de separador tanque.	Cantidad de Materiales para Construcción del Separador Laboratorio.
418 kg cemento.	1,34	560,96
0,66 kg de arena.		0,886
0,68 kg de grava.		0,913
235 L de agua.		315,37
t de acero		0,02

Tabla 3.5.3 Resumen de los costos de materiales de construcción del separador.

Materiales	Costo unitario de los materiales	Cantidad Separador laboratorio	Costo de los materiales separador laboratorio
kg de cemento	6,69	560,96	3754,67
kg de arena	26,96	0,886	23,89
kg de grava	16,26	0,913	14,85
M <sup>3</sup> de agua	1,50	0,315	0,47
t de acero	14,05	0,020	0,28
Total			\$ 3794,16

Como se aprecian en la tabla 3.5.2 y 3.5.3 en este caso también se mantienen relativamente bajas las cantidades de materiales y el costo de construcción.

### Costos de Construcción.

El costo de construcción de este separador es de \$ 931,42 que igualmente está referido principalmente a los trabajos que se realizan para el acondicionamiento del lugar escogido, excavación, relleno, mano de obra, transporte entre otros según resultado del programa de Índices Globales de Construcción del MICONS.

Tabla 3.5.4 Resumen de los costos de Construcción mano de obra.

Actividad de Mano de Obra.	Precio de la Actividad.
Excavaciones	6,45
Rellenos	4,16
Hormigón " <i>in situ</i> " Columnas	711,76
Prefabricadas de Hormigón: Losas	8,67
Estructura Metálica "Alma llena"	21,02
Estructuras de madera: Tablazón para cubierta.	29,87
Repellos	10,90
Piso de Mortero pulido	15,98
Instalación hidrosanitaria: tubería PVC	1,08
Por ciento de incremento de transporte y otros costos (15%- 20%)	15%
Total de Costo.	\$ 931,42

Como se explicó actividad de hormigón *in situ* es la que aporta el mayor costo igual que el separador del drenaje de tanque.

Tabla 3.5.5 Resumen del costo de la inversión del separador.

	Costo de Materiales	Costo de Construcción	Costo total de la Inversión
Separador de laboratorio	3.794,16	931,42	4.725.58

### 3.6 Volumen de Combustible que se recupera en el separador.

El volumen del efluente generado por el laboratorio es de 1,76 m<sup>3</sup> en los 7 días, la recuperación de combustible es de 0,144 m<sup>3</sup> en un día, que equivale a 52,35 m<sup>3</sup> por año. Dada la cantidad y calidad de este combustible este no debe ingresar directamente en los sistemas de drenaje que conducen los efluentes a la planta de tratamiento de residuales en que se generan un exceso y no se obtienen los beneficios de este.

Tabla 3.6.1 Resumen de las principales características y parámetros de los separadores diseñados.

Parámetros	Separador de drenaje de Laboratorio.	Separador de drenaje de Tanques
Área superficial (m <sup>2</sup> )	2,12	6,37
Ancho (m)	0,84	1,46
Largo (m)	2,52	4,38
Volumen (m <sup>3</sup> )	1,76	6,3
Altura útil (m)	0,83	1,0
Tiempo de retención hidráulico (h)	7 días	0,90
Costo de la Inversión (\$)	4.725.58	10.018,52
Volumen de combustible recuperado (m <sup>3</sup> /año)	54,75	3,21

Estos separadores están diseñados para que sean instalados antes del pre-tratamiento de la planta, porque con esto se asegura un buen funcionamiento de esta importante etapa.

La extracción del combustible retenido en ellos se realiza a través de equipos de succión especializado de superficie, mientras que el agua es dirigida a la planta de tratamiento de residuales.

Los esquemas de los separadores se encuentran en el Anexo 2 y 3 respectivamente.

### **3.7 Beneficio y Plazo de recuperación de la Inversión.**

#### **Beneficio por concepto de recuperación de Combustible.**

Son varios los beneficios que aporta la recuperación de combustibles en los drenajes de los tanques y laboratorio. La incorporación de cantidades de combustibles superiores a las establecidas en el diseño de estos sistemas de tratamiento, la calidad del afluente se vería comprometida en correspondencia con el medio receptor, violándose las normas de disposición de los afluentes.

Con la remoción lograda de la carga contaminante se evita la erosión de las bombas, la acumulación de sólidos en el fondo de equipos y recipientes y taponamiento de tuberías, alargando el tiempo de vida útil de estos dispositivos, elevando su eficiencia, al mismo

tiempo que reduce los costos de operación y mantenimiento del sistema y proporciona una estabilidad en el proceso de operación de la planta de tratamiento.

Por otra parte, genera ahorros por conceptos de saneamiento de áreas impactadas con combustibles, y evita dichos eventos negativos que inciden directamente en los ecosistemas.

### **Beneficios económicos de la recuperación de combustibles.**

Como son diferentes las calidades de los combustibles que se recupera en los drenajes aportan diferentes dividendos. A continuación, se pone de manifiesto los cálculos de este beneficio. Y estos están referidos al caso base de esta investigación.

#### **Drenaje de tanque.**

El beneficio económico por concepto de recuperación de combustible no es tan representativo donde volumen de combustible recuperado en cada drenaje equivale económicamente a 66,1 \$ y en el año asciende a 858,42 \$/año (sobre la base del precio unitario 267,42\$/m<sup>3</sup> que corresponde con el de PCNm 1400 cst, según Resolución 134:2018 del Ministerio de Finanzas y Precio y trece tanques que se drenan al año).

Como ya se ha comentado las cantidades obtenidas no es de gran significación porque la recuperación está más directamente relacionada con los beneficios de la reducción en la carga contaminante para un buen funcionamiento de la planta de tratamiento y con ello se obtienen los parámetros establecidos para el vertimiento de los efluentes en lo que a hidrocarburos se refiere.

#### **Drenaje de laboratorio.**

El volumen de combustible que se recupera en el separador cada siete días de acumulación es de 1,01 m<sup>3</sup> para un valor de 267,42 \$ y en el año se acumulan 52,35m<sup>3</sup>, que equivale a 13 999,44 \$ (sobre la base del precio unitario 267,42\$/m<sup>3</sup> que corresponde con el de PCNm 1400 cst, según Resolución 134:2018 del Ministerio de Finanzas y Precio).

El beneficio económico total es de 14 857,86 \$/año.

#### **Plazo de recuperación de la inversión.**

El costo de la inversión es de \$ 14.744,10 y por otra parte el beneficio económico que reporta la instalación de estos separadores es de 14. 857,86 \$/año.

Por lo que el plazo de recuperación de la inversión es de 0,98 año, aproximadamente en un año se recupera la inversión. Este plazo de recuperación es factible para estos sistemas de separación de combustibles.

### **3.8 Disposición de los residuos generados de los separadores de combustible.**

Los desechos que generan los separadores de combustible (lodos) son procesados y tratados por el método biorremediación (laboreo), que consiste en mezclar el desecho con tierra vegetal, luego se le agregan nutrientes ( $\text{NH}_3$ ) y agua, después de un tiempo de retención se airea. El material resultante es utilizado para arreglo de vías y carreteras, y en la pavimentación de bases de tanque de combustibles, lo que se cierra el ciclo de vida del desecho.

#### **Conclusiones Parciales.**

- ✚ El volumen de combustible recuperado en el drenaje de tanque está en dependencia del número de drenaje que se realicen en un tiempo determinado.
- ✚ El beneficio económico por el combustible recuperado en estos separadores contribuye favorablemente a un disminuir el tiempo de recuperación de la inversión.
- ✚ La combinación de los parámetros diseño de diferentes métodos aseguran una mayor efectividad de combustible-agua.

## Conclusiones.

- ✚ Con los separadores diseñados e incorporados antes de la etapa primaria de tratamiento, es posible disminuir el 95% del volumen de combustibles de las aguas oleosas que se reciben, por lo que queda verificada la hipótesis de esta investigación.
- ✚ Existen dos fuentes emisoras de aguas oleosas una procedente del drenaje de tanques con una cantidad de combustible de 0,26 m<sup>3</sup> por cada drenaje y la otra procedente del laboratorio con volumen de 0,144 m<sup>3</sup> diario.
- ✚ Se establece una nueva base teórica para el diseño de separadores de combustible en que se combinan los parámetros: caga específica, tiempo de residencia, el 25 % del flujo total de diseño y las técnicas del escalado. Con esto se reduce las dimensiones del separador para un mismo comportamiento de separación con respecto a otros.
- ✚ Los destinos propuestos del combustible recuperado en estos separadores diseñados están relacionados con el criterio de calidad definidos en este trabajo, por lo pueden ser enviados a las plantas generadoras de energía eléctrica y equipos de generación de vapor.
- ✚ Con la introducción de estos separadores conduce a un mejor funcionamiento de las plantas de tratamiento de aguas oleosas que aporta beneficios ambientales y económico como son la reducción de la agresividad que produce el afluente en el ecosistema receptor y un ingreso económico por la venta de combustible recuperado en dependencia de su calidad.
- ✚ La recuperación de la inversión de estos sistemas de separación es de corto plazos, motivado por su bajo costo de construcción y el beneficio económico que genera.

## Recomendaciones.

- ✚ Introducir estos separadores como parte de integral del sistema de tratamiento de aguas oleosas en las comercializadoras de combustibles y promover su generalización.
- ✚ Una vez recuperado los combustibles se debe analizar el resto de los parámetros que imprimen la calidad del mismo hacia el destino previsto.

## Bibliografía.

1. Al Hashemi W., Maraqa M.A., Rao M.V. and Hossain M.M. (2015), Characterization and removal of phenolic compounds from condensate-oil refinery wastewater, *Des. Water Treat.*, 54, 660-671.
2. Alcaldia, S. F. (2014). Informe Anual, Licencia de funcionamiento Matadero Municipal San Francisco, Cundinamarca. San Francisco, Cundinamarca.
3. Aljuboury D.A.D. A, Palaniandy P., Abdul Aziz H.B. Feroz S. (2017). Treatment of petroleum wastewater by conventional and new technologies-A review. Vol19, No 3, pp 439-452.
4. Al-Malack M.H. (2016), Performance of constant-flux immersed UF membrane treating petroleum refinery wastewater, *Des. Water Treat.*, 57(19), 8608-8618.
5. Alpatova A, Kim ES, Dong S, Sun N, Chelme-Ayala P & Gamal El-Din M (2014) Treatment of oil sands process-affected water with ceramic ultrafiltration membrane: Effects of operating conditions on membrane performance. *Separation and Purification Technology* 122: 170–182.
6. Al-Shamrani, A.A., Jamesa, A., Xiao, H., 2002. *Colloids Surf.*, A. 209, 15-26.
7. Altaher H., El Qada E. and Omar W. (2011), Pretreatment of wastewater streams from petroleum/petrochemical industries using coagulation, *Adv. Chem. Eng. Sci.*, 1, 245-251.
8. Alvis Yepes, C. (2015). **Evaluación del Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales del Complejo Urbanístico Barcelona de Indias**. Tesis para optar al título de magíster en Ingeniería Civil, con énfasis en Ingeniera Ambiental. Escuela Colombiana de Ingeniería. Bogotá. D.C.
9. André, Pedro. (2014). **Proceso de depuración de los efluentes de líquidos de actividades petrolíferas**. Tesis Doctoral. Escuela Técnica superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Departamento de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Medio Ambiente. Madrid.
10. Arellano. A; Sanchez. E. (2017). **Propuesta de mejora de diseño de una trampa de grasa para restaurantes**. Tesis Ing. Mecánico. Universidad Autónoma de México. México D.F.
11. Areválo Ortiz, P.N. (2015). Diseño de una planta de tratamiento de aguas residuales para la empresa Nuvinat s.a. ubicada en el cantón Riobamba parroquia San Juan, año 2014. Trabajo Previo a la Obtención del Título de Ingeniera en Biotecnología

- Ambiental. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Facultad de Ciencias. Escuela de Ciencias Químicas. Riobamba– Ecuador.
12. Arrieta Goyes, R. A., Chica Santos, K. A. (2019). **Diseño de una planta de tratamiento de aguas residuales con tecnología de lodos activos, para la parroquia de San José de Ayora, Cayambe.** Trabajo de titulación previo a la obtención del título de: Ingeniero Ambiental. Universidad Politécnica Salesiana. Facultad Carrera Ingeniería Ambiental. Quito, Ecuador.
  13. Asatekin A. and Mayes A.M. (2009), Oil Industry wastewater treatment with fouling resistant membranes containing amphiphilic comb copolymers, Environ. Sci. Tech., 43, 4487-4492.
  14. Attiogbe F.K., Glover-Amengor M. and Nyadziehe K.T. (2007), Correlating biochemical and chemical oxygen demand of effluents, a case study of selected industries in Kumasi, Ghana, W.Afr.J.Appl. Ecol., 11,110-118.
  15. Chinchilla Paniagua, M. (2015). **Relación de parámetros de diseño de trampas de grasa (desengrasadores) versus su eficiencia, en aguas residuales comerciales.** Tesis Maestría en opción al grado científico de Máster en Ciencia de Ingeniería Sanitaria. Universidad de San Carlos de Guatemala.
  16. Cong, L.Y., Liu, Y.J., Hao, B., 2011. Chem.Eng. 1, 5-9.
  17. Contreras Miño, J. F. (2015). **Análisis hidrosanitario de trampa de grasa con aireación para disminuir los compuestos tensoactivos y aceites lubricantes.** Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Civil. Universidad Internacional del Ecuador. Facultad de Ingeniería Civil. Quito, Ecuador.
  18. Contreras Serrano, J.A.(2006). **Recuperación y tratamiento de hidrocarburos líquidos de trampas de aceites y grasas de estaciones de servicio de combustibles.** Tesis para optar por el título profesional de Ingeniero Petroquímico. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas natural y Petroquímica. Lima, Perú.
  19. del Canto, Julieta y Zago, Ricardo. (2016). **Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina.** Tesis para obtener el grado de Ingeniero. Universidad Nacional de la Plata. Facultad de Ingeniería. UIDIC-Unidad de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Civil. Área transporte. Argentina, La Plata.
  20. Diyaudddeen B.H., Wan M.A., Wan D. and Abdul Aziz A.R. (2011), Treatment technologies for petroleum refinery effluents: A review, Process Saf. Environ. Protec., 89, 95-105.

21. El-Ashtoukhy E-S.Z., El-Taweel Y.A., Abdelwahab O. and Nassef E.M. (2013), Treatment of petrochemical wastewater containing phenolic compounds by electrocoagulation using a fixed bed electrochemical reactor, *Int. J. Electrochem. Sci.*, 8, 1534-1550.
22. Erij, V., M. Rásina, M.G.E. Rudin. *Química y Tecnología del petróleo y del gas*, Editorial mir. 2008.
23. Farajnezhad H. and Gharbani P. (2012), Coagulation treatment of wastewater in petroleum industry using poly aluminum chloride and ferric chloride, *Inter. J. Res. Review. Appl. Sci.*, 13, 306-310.
24. Gómez Ocampos, L.J. Gómez Domínguez, M.P. (2015). Métodos utilizados para el tratamiento de las borras de los tanques de almacenamiento en la industria del petróleo. Pp1-55.
25. Gonzales Vargas, Y; Morales Montoya, F; Jasinto Navarro, D; Rosales Robles, E; Sánchez López, A. *Drenaje en la Industria*. Universidad Autónoma de México. Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán. Ingeniería Química. 2015.
26. Gonzáles, L.L. (2013). **Diseño de una planta de tratamiento de aguas residuales del canal municipal de Chupaca** (Tesis de Grado). Universidad Nacional del Centro de Perú Facultad de Ingeniería Química. Huancayo, Perú.
27. González Águila, E. E. (2012). **Propuesta de tratamiento para los residuales líquidos generados en la planta de aceites básicos de la refinería Sergio Soto Alba**. Tesis de grado. Universidad Central de las Villas Marta Abreu, Departamento de Ingeniería Química.
28. Gutiérrez G, Lobo A, Benito JM, Coca J & Pazos C (2011) Treatment of a waste oil-in-water emulsion from a copper-rolling process by ultrafiltration and vacuum evaporation. *Journal of Hazardous Materials* 185: 1569–1574.
29. Hamia, M.L., Al-Hashimi, M.A., Al-Doori, M.M., 2007. *Desalination* 216, 116–122.
30. Hernández Ramírez, G.X. (2011). **Métodos de deshidratación del petróleo en el Campo Sacha Norte 01**. Tesis para obtener el grado de tecnólogo del petróleo. Universidad Tecnológica de Equinoccial. Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de ingeniería de petróleos. Ecuador, Quito.
31. Hernández Torres, D.A. (2014). **Diseño de una planta de tratamiento de agua residual para el municipio de San Marcos**. (Tesis de Grado). Departamento de

- Sucre. Universidad Católica de Colombia, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería Civil.
32. Hu G., Li J. and Hou H. (2015). A combination of solvent extraction and freeze thaw for oil recovery from petroleum refinery wastewater treatment poun sludge, *J. Hazard Mater.*, 283,169-175.
  33. Igwe CO, Saadi AAL, Ngene SE (2013). Optimal Options for Treatment of Produced Water in Offshore Petroleum Platforms. *J Pollut Eff Cont* 1: 102 doi:10.4172/jpe.1000102.
  34. Instituto Nacional de Recursos Hidráulico. Índices de Consumo de Agua. Resolución 287. La Habana. (2015). Disponible en Sitio Web. <http://www.gacetaoficial.cu>.
  35. J. Daniel Arthur, P.E. Bruce G.Langhus, Ph.D., C.P.G. Cheran Patel. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. 2005. pp 1-53.
  36. Jafarinejad, Sh., 2014a. Supercritical water oxidation (SCWO) in oily wastewater treatment, National e-Conference on Advances in Basic Sciences and Engineering (AEBSCONF), Iran.
  37. Jafarinejad, Sh., 2014b. Electrochemical oxidation process in oily wastewater treatment, National e-Conference on Advances in Basic Sciences and Engineering (AEBSCONF), Iran.
  38. Jafarinejad, Sh., 2015a. Ozonation advanced oxidation process and place of its use in oily sludge and wastewater treatment, 1st International Conference on Environmental Engineering (eiconf), Tehran, Iran.
  39. Jafarinejad, Sh., 2015b. Heterogeneous photocatalysis oxidation process and use of it for oily wastewater treatment, 1st International Conference on Environmental Engineering (eiconf), Tehran, Iran.
  40. Jafarinejad, Sh., 2015c. Recent advances in nanofiltration process and use of it for oily wastewater treatment, 1st International Conference on Environmental Engineering (eiconf), Tehran, Iran.
  41. Jafarinejad, Sh., 2015d. Investigation of advanced technologies for wastewater treatment from petroleum refinery processes, 2nd E-conference on Recent Research in Science and Technology, Kerman, Iran, Summer 2015.
  42. Jafarinejad, Sh., 2015e. Modeling of solute transport through membrane in nanofiltration process, 1st International Conference on Environmental Engineering (eiconf), Tehran, Iran.

43. Jafarinejad, Sh., 2017. Petroleum waste treatment and pollution control, First edition, Elsevier Inc., Butterworth-Heinemann, USA.
44. Jaimes Campos, D.M. Pico Jiménez, M.I. (2009). **Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras –Aplicación Campo Colorado**. Tesis en obtención al grado para optar por el título de Ingeniero del Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Química, Escuela de Ingenierías de Petróleos. Bucaramanga. Colombia.
45. Jiménez Morales, Soledad. (2012). **Estudio Teórico para el control de la Contaminación por grasas y aceites Generada por la Actividad industrial, doméstica y de Servicios**. Tesis de Grado para optar por título de ingeniero Químico industrial. Escuela superior de Ingeniería química e industrias Extractivas, Instituto Politécnico Nacional. México D.F.
46. Jiménez, A.S. (2016). **Estudio de un sistema de tratamientos de aguas residuales provenientes de una fábrica de embutidos**. Proyecto previo a la obtención del Título de Ingeniero Químico. Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Química y Agroindustria. Quito, Ecuador.
47. Jou Chin-Ju G. and Huang Guo-C.(2003), A pilot study for oil refinery wastewater treatment using a fixed film bioreactor, *Adv. Environ. Res.*, 7, 463-469.
48. Jyoti J., Alka D. and Kumar S.J. (2013), Application of membrane bio-reactor in waste-water treatment: a review, *Inter. J. Chemist. Chem. Eng.*, 3, 115-122.
49. Karhu Mirjan. (2015). Treatment and characterisation of oily wastewater. Academic dissertation to be present with the assent of te Doctoral Trainig Committee of Technology and Natural Sciences of the University of Oulu, university of Oulu. Faculty of sciences, faculy of technology. Llinnamaa. Oulu.
50. Knaebel KS. For your next separation consider adsorption. *Chem Eng.* 1995;102 (11):92-102.
51. Kulkarni S.J. and Goswami A.K. (2014), Applications and advancements in treatment of waste-water by membrane technology: A review, *Inter. J. Eng. Sci. Res. Tech.*, 3, 446-450.
52. Li Y., Yan L., Xiang C. and Hong L.J. (2006), Treatment of oily wastewater by organic-inorganic composite tubular ultrafiltration (UF) membranes, *Des.*, 196, 76-83.

53. Li, Z.S., Wen, W., 2003. Mar. Environ. Sci. 22, 15-19.
54. Loganathan K, Chelme-Ayala P & El-Din MG (2015) Effects of different pretreatments on the performance of ceramic ultrafiltration membrane during the treatment of oil sands tailings pond recycle water: A pilot-scale study. Journal of Environmental Management 151: 540–549.
55. Lozano-Rivas, W.A (2012). Diseño de plantas de tratamiento de residuales. *ResearchGate*, En línea: 1(1), Diciembre, pp 195. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/298354134>. Acceso: 29 agosto 2019.
56. M. J. Ayotamuno, R.B.Kogbara, S.O.T. Ogaji, S.D. Probert, Applied Energy. (2006). 83(11). 1258-1264.
57. Maida Lafuente, S. (2010). Métodos de Separación Física para el Tratamiento de Desechos de Refinerías. *Tratamientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*. pp1-19.
58. Malamis S., Katsou E., Di Fabio S., Frison N., Cecchi F. and Fatone F. (2015), Treatment of petrochemical wastewater by employing membrane bioreactors: a case study of effluents discharged to a sensitive water recipient, *Des. Water Treat.*, **53**(12), 3397-3406.
59. Manyuchi M.M. and Ketiwa E. (2013), Destillery effluent treatment using membrane bioreactor technology utilising pseudomonas fluorescens, *Inter. J. Sci. Eng. Tech.*, 2, 1252-1254.
60. Márquez Vereá, M. M. (2013). **Recuperación de producto de valor agregado en recuperado de trampas de separación**. Tesis de Grado para obtener el título de Ingeniero Químico Petrolero. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. Instituto Politécnico Nacional. México D.F.
61. MathPro, (2011). Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenidos ultra bajos de azufre. Maryland 20827-0404. Economía. energía de la optimización aplicada. Pp1-40. URL: [www.mathproinc.com](http://www.mathproinc.com).
62. Mejía Carpio, A.E. (2016). **Análisis del porcentaje de ahorro del agua potable en una lavadora de vehículos mediante Recirculación y tratamiento de la misma**. Trabajo de graduación previo a la obtención del título de Ingeniera Civil con mención de Gerencia de Construcción. Universidad de Azuay. Facultad de Ciencia y Tecnología. Escuela de Ingeniería Civil y Gerencia de Construcciones. Cuenca Ecuador.

63. Miller, Irwin; Yhon, Freund. y Richard Johnson. (2007). Probabilidad y Estadísticas para Ingenieros. Editorial Félix Varela. Tomo I. La Habana. pp 625.
64. Ministerio de Finanzas y Precios. Establece los Precios Mayoristas de los Combustibles para la comercialización. Resolución 134. Ciudad de La Habana. (2018).
65. Moslehiani A., Ismail F., Othman M.H.D. and Matsuura T. (2015). Design and performance study of hybrid photocatalytic reactor-PVDF/MWCNT nanocomposite membrane system for treatment of petroleum refinery wastewater, *Des.*, **363**, 99-111.
66. Muñiz, J.L (2017). Anatomía de la limpieza y filtración en el combustible de aviación. Edición 4<sup>ta</sup>.
67. Nive Contreras, G. A. (2019). **Optimización de trampa de grasas y aceites con operación continua por efecto del calor en condiciones de laboratorio.** Práctica Pre Profesional bachiller Ing. Ambiental. Universidad Nacional Agraria de la Selva. Facultad de Recursos Naturales Renovables, Escuela Profesional de Ingeniería Ambiental. Tingo María. Perú.
68. Nonato TCM, De A Alves AA, Sens ML, et al. Produced water from oil - A review of the main treatment technologies. *J Environ Toxicol.* 2018;2(1):23-7.
69. Norma API Estándar 650 "Tanques de Acero Soldados para Almacenamiento de Crudo". 10<sup>ma</sup> edición. Addendum 2. 2001.
70. Obeid Manjarres, K.R; Ramírez Castro, A.J. (2018). **Diseño de una trampa de grasa en la planta de tratamiento de aguas residuales en una planta panificadora ubicada en el departamento del atlántico.** Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Químico, Universidad de San Buenaventura. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería Química. Cartagena.
71. Odebunmi EO, Ogunsakin EA, Ilkhor PEP (2002). Characterization of Crude oils and Petroleum Products:(I) Elution Liquid Chromatographic Separation and Gas Chromatographic analysis of Crude Oils and Petroleum Products. *J. Bull. Chem. Soc. Ethiop.* 16(2):115-132.
72. Okiel Khaled, Mona El-Sayed, Mohamed Y.El-Kady. Treatment of oil-water emulsion by adsorption onto activated carbón, bentonite and deposited carbón. *Egyptian Journal of Petroleum* .2011. 20, 9-15.

73. OPS/CEPIS. (2003). Especificaciones Técnicas para el diseño de trampa de grasa. Lima: Disponible en: <http://www.bvsde.ops-oms.org/>.
74. ORTEGA, O. 2018. **Uso de trampas de aceites y grasas para efluentes no domésticos de los establecimientos comerciales y de servicios en Tingo María.** Practica Pre Profesional bachiller Ing. Ambiental. Universidad Nacional Agraria de la Selva Tingo María. Perú.
75. Ortiz Oliveros, H.B. (2002). Tratamiento de Aguas oleosas por flotación. Tesis para obtener el grado de Master en Ciencias del Agua. Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Centro de Interamericano de recursos del agua. Toluca. México.
76. P. C. Nicholas, handbook of Water and Wastewater treatment tecnologes, butterworth-Heinemann. 2002.
77. Paéz Fuérez. E.F; Simbaña Suárez, J.R. (2017). **Sistema de manejo adecuado de los desechos de los talleres de la carrera de ingeniería en mantenimiento automotriz de la universidad técnica del norte.** Trabajo de grado previo a la obtención del título de ingenieros en mantenimiento automotriz. Universidad Técnica del Norte. Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas. Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Automotriz. Ibarra. Ecuador.
78. Pávlov, K.F., Romankov, P.G., Noskov, A.A. 1981. Problemas y ejemplos de para el curso de operaciones de básicas y aparatos en tecnología química. Edición 2da. Editorial MIR. Moscú.
79. PDVSA N° HE-251-PRT. Manual de Ingeniería de Diseño. Volumen 18-I. Especificación de Ingeniería. "Sistemas de Drenaje". 1993.
80. Queiros YGC, Clarisse MD, Oliveira RS, et al. Polymeric materials for treating oily water: Use, saturation and regeneration. *Ciência e Tecnologia*, 2006;16(3):224-9.
81. Rastegar S.O., Mousavi S.M., Shojaosadati S.A and Sheibani S. (2011), Optimization of petroleum refinery effluent treatment in a UASB reactor using response surface methodology, *J.Hazard Mater.*, **197**, 26-32.
82. Razavi S.M.R. and Miri T. (2015), A real petroleum refinery wastewater treatment using hollow fiber membrane bioreactor (HF-MBR), *J. Water Process Eng.*, **8**, 136-141.
83. Renault F., Sancey B., Badot P.-M. and Crini G. (2009), Chitosan for coagulation/flocculation processes, an eco-friendly approach, *Eur. Polym. J.*, **45**, 1337-1348.

84. Reyes Yola, O. y Altarriba Mustelier, Y. (2010). Technological modification of the installation of wastewater treatment of the refinery of vegetable oil "Erasol". Facultad de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Cuba. ory@fiq.uo.edu.cu.
85. Reyes, P. E. (2013). **Diseño, construcción, instalación y puesta en marcha de una planta piloto de tratamiento de aguas residuales provenientes del camal municipal del Cantón Machala.** (Tesis de Grado). Universidad Técnica de Machala Facultad de Ciencias Químicas y de la Salud Carrera de Ingeniería Química. Machala. Ecuador.
86. Romero Rojas, J.A. (2010). Tratamiento De Aguas Residuales, Teoría y Principios De Diseño. Editorial Escuela Colombiana De Ingeniería. Bogotá Colombia. Editorial Escuela colombiana de Ingeniería.
87. Saltos Jiménez A.J. (2017). **Estudio de un sistema de trampas de grasa en la empresa de catering "los almendros" y su incidencia en el cuidado del medio ambiente.** Proyecto de investigación previo a la obtención del título en ingeniero en gestión de alimentos y bebidas. Universidad Regional Autónoma de Los Andes UNIANDES. Facultad de Dirección de Empresas. Carrera de chefs. Ambato-Ecuador.
88. Sánchez Martín, I. D. L. A. (2008). Manual Auxiliar del Constructor. Plaza de la Revolución, Cuba: Editorial Obras. ISBN:978-959-247-064-4.
89. Sánchez Quiros, J. I. (2011). **Uso de trampas de grasas para disminuir la carga contaminante de grasas y aceites emitida a la red municipal de drenaje.** Tesis para optar el título de Ingeniero Químico Industrial. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. Instituto Politécnico Nacional. México D.F.
90. Santo CE, Vilar VJP, Botelho CMS, Bhatnagar A, Kumar E & Boaventura RAR (2012) Optimization of coagulation-flocculation and flotation parameters for the treatment of a petroleum refinery effluent from a Portuguese plant. Chemical Engineering Journal 183: 117–123.
91. Shariati S.R.P., Bonakdarpour B., Zare N. and Ashtiani F.Z. (2011), The effect of hydraulic retention time on the performance and fouling characteristics of membrane sequencing batch reactors used for the treatment of synthetic petroleum refinery wastewater, Biores. Tech., 102, 7692-7699.
92. Sofía, M.C., Estabilidad de las emulsiones acuosas de petróleo: Campos eléctrico y magnético, 2006.

93. Sofia, M.C., J.F. Hernández, *et-al.* Efecto del tratamiento magnético en emulsiones de petróleo Mesa 30 con diferentes emulgentes. *Tecnología Química*, Vol 29 N° 3. 2010.
94. Soliz Rodríguez. J.G. (2014). **Diseño de un sistema de tratamiento de aguas residuales de retroecuator terminal Riobamba.** Tesis de grado en opción Ingeniero Químico. Escuela superior de politécnica de Cimbrazo. Facultad de Ciencias, Escuela de Ingeniería Química. Riobamba. Ecuador.
95. Sun X, Wang C, Li Y, Wang W & Wei J (2015) Treatment of phenolic wastewater by combined UF and NF/RO processes. *Desalination* 355: 68–74.
96. Sun X. Hwang JY. Huang X. Li B. (2009). Petroleum Coke Particle Size Effect on the Treatment of EAF Dust Through Microwave heating. *J. Mater. Characterisation Eng.* 8(4):249-259.
97. Sun Y., Zhang Y. and Quan X. (2008), Treatment of petroleum refinery wastewater by microwave-assisted catalytic wet air oxidation under low temperature and low pressure, *Separ. Purific. Tech.*, 62, 565-570.
98. T.D. Reynolds, P.A. Richards. *Unit Operations and processes in Enviromental Engeneering*, PWS Publications Co., Boston, USA, 1996.
99. Tang, S.F., Liu, F., 2006. *J. Oil Gas Technol.* 28, 131–133.
100. Tansel B and Pascual B. (2011) Removal of emulsified fuel oils from brackish and pond water by dissolved air flotation with and without polyelectrolyte use: Pilot-scale investigation for estuarine and near shore applications. *Chemosphere* 85: 1182–1186.
101. Teichert. Sebastián., Carrasco. Felix., Platzer. Werner. *Estudio de tecnología de tratamiento de aguas residual y concentración en la industria.* Informe CSET. 2017. Chile.
102. Unión Cuba petróleo. *Índices de Perdidas para el año dos mil diecinueve de entidades subordinadas a la Unión Cuba Petróleos.* Resolución 149. La Habana. (2019).
103. Valdez Iriarte, C. W. (2011). *Tratamiento Físico Químico de residuos oleosos.* Tesis para optar el título profesional de Ingeniero en Petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería del Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. Lima, Perú.
104. Van Le T, Imai T, Higuchi T, Doi R, Teeka J, Xiaofeng S & Teerakun M (2012) Separation of oil-in-water emulsions by microbubble treatment and the effect of

- adding coagulant or cationic surfactant on removal efficiency. *Water Science & Technology* 66: 1036–1043.
105. Villarreal Rosales, W. H. (2015). **Diseño para la implementación del sistema de tratamiento de aguas residuales en el estadio de la Universidad Técnica del Norte, Cantón Ibarra provincia Imbabura**. Tesis de Grado previo a la obtención del título de: Ingeniero en Recursos Naturales Renovables, Universidad Técnica del Norte, Facultad de Ingeniería en Ciencias Agropecuarias y Ambientales. Carrera de Ingeniería en Recursos Naturales Renovables. Ibarra.
  106. Villegas Abad, Luis Antonio. 2017. **Evaluación de riesgos en la operación de una planta de tratamiento de agua de producción para posos Inyectores**. Tesis para optar por título de Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional de Piura. Facultad de Ingeniería de Minas, Escuela profesional de Ingeniería de Petróleo. Piura. Perú.
  107. Wan, T., 2007. *Oil Gasfield Surf. Eng.* 26, 26-27.
  108. Wang B., Yi W., Yingxin G., Guomao Z., Min Y., Song W. and Jianying H. (2015), Occurrences and behaviors of Naphthenic Acid in a petroleum refinery wastewater treatment plant, *Environ. Sci. Technol.*, 49, 5796-5804.
  109. Wang Y., Wang Q., Min L., Yingnan Y., Wei H., Guangxu Y. and Shaohui G. (2016), An alternative anaerobic treatment process for treatment of heavy oil refinery wastewater containing polar organics, *Biochem. Eng. J.*, 105, 44-51.
  110. Weber WJ, Van Vliet BM. Synthetic adsorbents and activated carbon for water 515 treatment: Overview and experimental comparisons. *J Am Water Works 516 Assoc.* 1981;73(8):420-6.
  111. Yasin G, Bhangar MI, Ansari TM, Naqvi SMSR, Talpur FN (2013). Quality and Chemistry of Crude Oil. *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels* Vol.4(3), pp. 53-63. Available online at [http://www.academicjournals.org/JPTAF.J. Pet. Technol. Altern. Fuels 3\(3\):29-35](http://www.academicjournals.org/JPTAF.J. Pet. Technol. Altern. Fuels 3(3):29-35).
  112. Yavuz Y., Koparal A.S. and Ogutveren U.B. (2010), Treatment of petroleum refinery wastewater by electrochemical methods, *Des.*, 258, 201-205.
  113. Yu, L., Han, M., He, F., (2013). A review of treating oily wastewater. *Arabian Journal of Chemistry*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.arabjc.2013.07.020>.
  114. Yuliwati E., Ismail A.F., Matsuura T., Kassim M.A. and Abdullah M.S. (2011), Effect of modified PVDF hollow fiber submerged ultrafiltration membrane for refinery wastewater treatment, *Des.*, 283, 214-220.

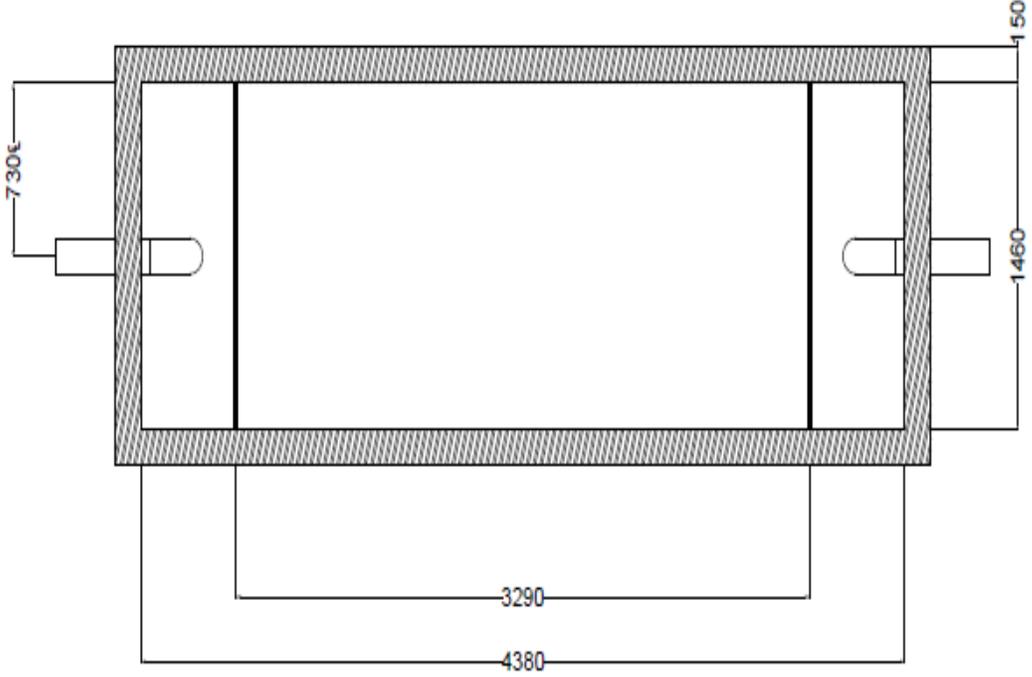
115. Zhao X., Wang Y., Ye Z., Borthwick A.G.L and Ni J. (2006), Oil field wastewater treatment in Biological Aerated filter by immobilized microorganisms, *Process Biochem.*, 41,1475-1483.
116. Zhu, D.H., Zheng, Z.H., 2002. *Environ. Prot. Petrochem. Ind.* 25, 16-18.
117. Zlokamik. M. *Scale up in Chemical Engeniering*. 2da Edition. Wiley-VCH. Verlag Gmbh & Co. KGaA,Weinheim. 2010.
118. Zou X.L. (2015), Treatment of heavy oil wastewater by UASB–BAFs using the combination of yeast and bacteria, *Environ, Tech.*, 36(18), 2381-2389.

**Anexos.**

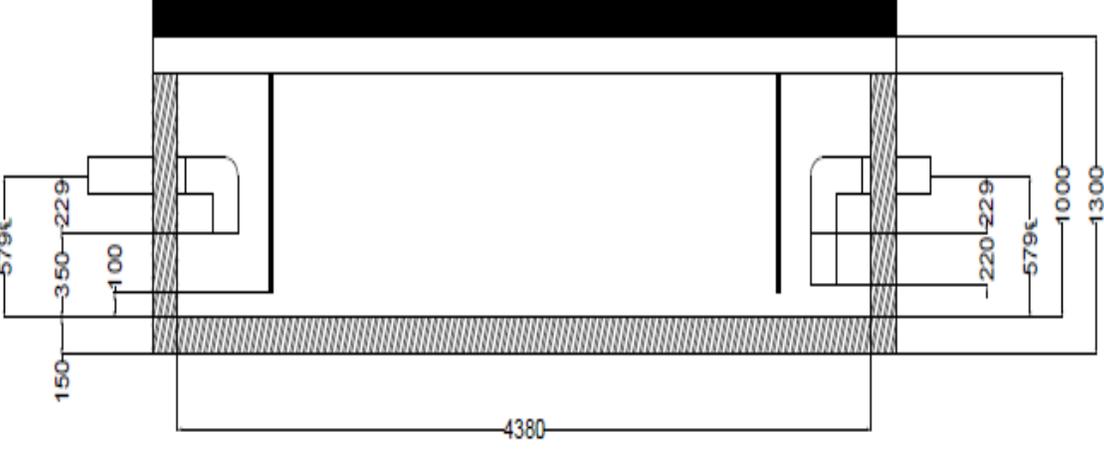
**Anexo 1: Grupos para combustibles según su clasificación.**

Grupo	Producto	Densidad en (kg/m <sup>3</sup> )	
Grupo 1	Petróleo Combustible.	995,9	
	Petróleo Crudo Nativo Occidente PCN-O	995,9	
	Petróleo Crudo Nativo Centro PCN-C	998,7	
	Petróleo Crudo Nativo 650	992,24	
	Petróleo Crudo Nativo 1100	995,9	
	Petróleo Crudo Nativo 1400	999,4	
	Petróleo Crudo Importado	965,9	
	Diésel Marino IFO 180	991,0	
	Diésel Marino IFO 380	991,9	
	Grupo 2	Diésel Regular	815,0
		Diésel Especial	815,0
Grupo 3	Avigas	700	
	Gasolina	700	
	Queroseno A	750	
	Queroseno B	750	
	Turbo Combustibles Jet A-1	775	
	Nafta industrial	770	
	Nafta solvente reductora viscosidad	700	
	Nafta de lavado utensilios.	700	

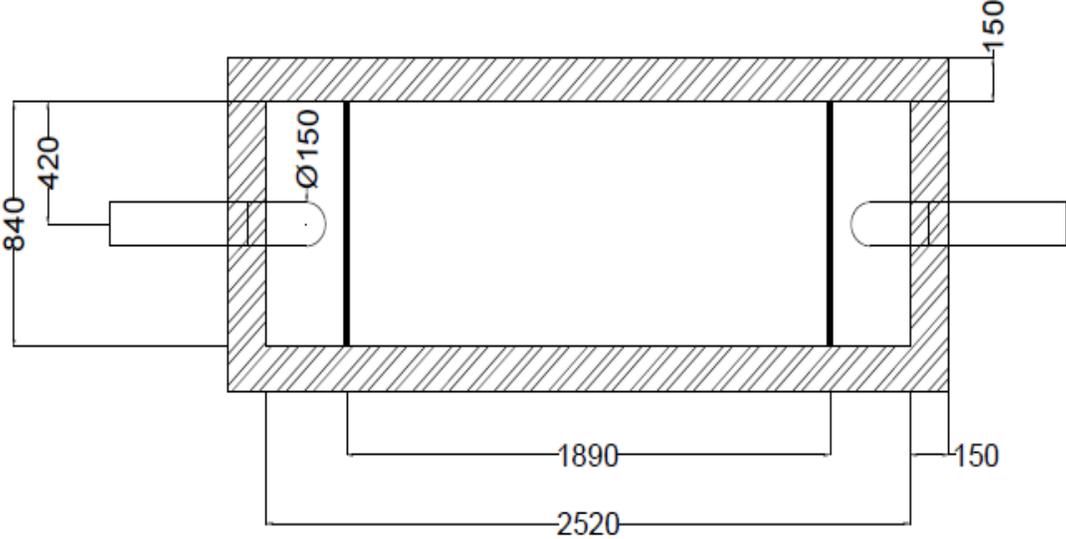
Anexo 2. Figura del Separador de Drenaje de Tanque.  
Vista Superior del Separador.



Vista Frontal del Separador



**Anexo 3. Figura del Separador de Drenaje de Laboratorio.  
Vista Superior del Separador.**



**Vista Frontal del Separador.**

