

Universidad de Los Andes.  
Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería Química.  
Departamento de Química Industrial y Aplicada.  
Mérida- Venezuela.

**“CONSTRUCCION DE UNA PLANTA DE ESTABILIZACION Y  
DESHIDRATACION DE CRUDO EXTRAPESADO PARA LA  
REFINACION EN VENEZUELA”**

**Química Industrial I.**

**Prof. Ing. Ronald Márquez.**

**Autores**

- Rico Leidy CI 18 577 758
- Rodríguez Jessika. CI 20 432 124
- Rodríguez Romauro. CI 19 752 255
- Vargas Kemberlhy. CI 19 593 355
  - Vielma Gerardo. CI

Mérida 2012

**INTRODUCCIÓN**

## **GENERALIDADES**

El petróleo es un recurso relevante en Venezuela, representa la industria principal y está entre las más importantes a nivel mundial. Se caracteriza químicamente como una mezcla de hidrocarburos tales como metano, propano, butano, ciclo hexano, aromáticos entre otros. Además Gas, agua, sales, compuestos azufrados y algunos metales como níquel y vanadio.

Materia prima que une habilidades y conocimientos de diversas especialidades técnicas y científicas, por ejemplo: la Química Industrial y la Ingeniería Química, donde en un esfuerzo mancomunado la detectan, extraen, tratan e industrializan; para un buen aprovechamiento y así contribuir en la rentabilidad de la nación.

Ahora bien, de las etapas enunciadas surge el empeño de analizar las distintas fases que intervienen en el tratamiento del crudo pesado o extra pesado que se produce en la faja del Orinoco, ya que una vez extraído del pozo precisa acondicionarlo antes de alimentarlo a las refinerías; para ello existen métodos de deshidratación y estabilización de crudo que permiten eliminar los gases y agua que los afectan.

De allí el interés de realizar un proyecto que llevará por título "CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE ESTABILIZACIÓN Y DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO PARA LA REFINACIÓN EN VENEZUELA". Cuyo propósito es obtener un crudo estabilizado, deshidratado y desalado en la contribución del desarrollo eficaz de los procesos en Venezuela. La investigación es de campo.

El estudio conducirá a formular recomendaciones en el acondicionamiento de la materia prima, en cualquiera de las fases de los procesos, apuntando al mejor desempeño y calidad del logro, que sea satisfactorio al inversionista extranjero y nacional.

## **JUSTIFICACIÓN**

El petróleo es un producto natural no renovable, lo conoce el mundo como su principal fuente de energía, las más extendidas: la producción de gasolina y la termoelectricidad, entre otras. Elementos significantes en el consumo masivo del hombre, por ello el cuidado en el tratamiento de este valioso recurso.

Venezuela en su devenir económico depende de los ingresos petroleros. Produce, exporta y refina petróleo para obtener diferentes combustibles y productos, de allí la refinación del petróleo requiere de métodos efectivos para su procesamiento y conversión en productos.

Cabe resaltar que el crudo extraído del yacimiento está acompañado de componentes que causan problemas en el manejo posterior del mismo; como el agua que disminuye los °API del petróleo, además de que contiene sales inorgánicas que pueden ocasionar corrosión o obstrucción en los equipos utilizados por la refinería y el gas asociado al crudo que ocasiona problemas en el transporte de flujo.

Por consiguiente el trabajo tendrá especial interés en aplicar los procesos de deshidratación y estabilización del crudo, obteniendo un producto limpio, libre de gas y con un mínimo de agua, cumpliendo así con las normas nacionales e internacionales establecidas; requisitos que deben emplearse para que el petróleo

sea utilizado en cualquier refinería, en óptimas condiciones para la industrialización, que satisfagan la demanda en el beneficio de las necesidades.

El plan propuesto formula recomendaciones como aporte en la mejora de las etapas del proceso de tratamiento del crudo, hacia la búsqueda de evitar problemas posteriores en la producción de sus derivados. Así como el de activar un mejor desempeño como profesionales comprometidos en el quehacer hacia el beneficio socioeconómico del país.

## **FORMULACIÓN DE OBJETIVOS**

### **Objetivo General.**

- Construir una planta estabilizadora y deshidratadora de crudo pesado y extrapesado.

### **Objetivos Específicos.**

- Investigar las características donde se origina la muestra en estudio.
- Analizar las propiedades de la muestra de crudo.
- Estudiar los procesos de estabilización, deshidratación y desalación del crudo señalado.
- Realizar balances de materia y energía de la planta.
- Plantear recomendaciones sobre los factores que intervienen en los procesos de deshidratación y estabilización de la materia prima sujeta a investigación.
- Generar ideas innovadoras que permitan mejorar el proceso de estabilización y deshidratación de este tipo de crudo en específico.

## **CAPITULO I**

### **1. REVISION BIBLIOGRAFICA**

#### **1.1 ORIGEN**

Desde sus inicios la explotación del petróleo ha tenido importantes repercusiones en el país y en el mundo, no solo como negocio internacional integrado, también en los cambios que ha ocasionado en la sociedad, es por ello que desde los principios de esta revolución petrolera, los químicos, geólogos e ingenieros se han dedicado a estudiar e investigar elementos y procesos importantes como el origen, constitución, característica, desplazamiento, así como la ubicación del petróleo en cuencas sedimentarias.

### **1.1.1 Teorías de la Formación del Petróleo.**

Existen distintas teorías del origen del petróleo tales como:

#### **1.1.1.1 Teorías Inorgánicas:**

Proponen que la formación del petróleo se lleva a través de reacciones químicas que no involucran agentes vegetales o animales, y por lo general se dan entre minerales como calcio, hierro, aluminio y otros elementos que se encuentran a grandes profundidades, y que al reaccionar con el agua forman carburos.

Otra teoría de este tipo se fundamenta en la formación de petróleo a partir de carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ) y sulfato de calcio di hidratado ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ), los mismos se encuentran abundantemente en la naturaleza y son capaces de generar los compuestos presentes en el crudo, sin embargo, no fue convincente el proceso químico que se planteo.

#### **1.1.1.2 Teorías Orgánicas:**

Estas teorías se basan en la sedimentación de residuos animales y vegetales, que generan procesos químicos bacterianos o de descomposición que dan origen a la formación de petróleo. Los argumentos de esta teoría se pueden encontrar en la teoría vegetal y del carbón.

La teoría vegetal se refiere a la formación de petróleo a partir de plantas terrestres, las cuales poseen los ingredientes necesarios, que a condiciones adecuadas de descomposición, presión y temperatura permiten la formación del carbón.

Existe otra teoría que establece que resultados como los obtenidos en el laboratorio al destilar carbón lignítico y bituminoso, se pueden lograr en la naturaleza cuando grandes cantidades de carbón son sometidos a presiones y temperaturas adecuadas. [1]

## **1.2 HISTORIA DEL PETROLEO EN VENEZUELA**

El petróleo desde tiempos muy remotos ha sido documentado por el hombre, en ellos se menciona al mismo como componente en la vida religiosa, medicinal y la más importante en la económica.

Con la explotación de este hidrocarburo se extiende la era del kerosene (1859-1900), a su vez el desarrollo de la máquina de combustión interna (a comienzos del siglo XX), estos fueron los detonantes que promovieron la evolución de la industria petrolera.

En Venezuela el primer hallazgo de petróleo (“Oro Negro”) se realizó en el año 1913, y el primer pozo explotado fue en el Lago de Maracaibo en el año 1917.

El inicio de la industria petrolera fue en 1922 con el pozo barroso n° 2 en el yacimiento la Rosa, al borde del lago de Maracaibo. Para esta innovación se necesito la construcción de plantas de tratamiento y refinación de crudo, esto se llevo a cabo mediante proyectos evaluados por ingenieros de Japón y Estados Unidos, junto con ellos se capacito nuevo personal. [4]

A mediados de los años 60 y 70 se discute sobre la nacionalización del petróleo, siendo el 29 de Agosto de 1975, bajo el mandato de Carlos Andrés Pérez, que se decreta la ley que reserva al estado venezolano la industria y el comercio de los hidrocarburos, quedando así la industria petrolera nacionalizada, pero entra en vigencia el 1° de Enero de 1976, en este mismo año Venezuela pasa a formar parte de los países exportadores de petróleo (OPEP).

A través de los años la producción de Venezuela ha ido aumentando, en la actualidad se encuentra entre uno de los principales países productores de petróleo. [3]

### **1.3 EL PETROLEO Y SUS CARACTERISTICAS**

La palabra petróleo deriva del latín pretroleum: petra: piedra y óleum: aceite. Desde el punto de vista químico el petróleo es conocido como una mezcla de hidrocarburos con diferentes puntos de ebullición, que viene junto con azufre, oxígeno, nitrógeno y algunos metales como vanadio y níquel. El mismo puede encontrarse en la naturaleza en yacimientos en estado sólido, líquido o gaseoso. [1].

### 1.3.1 Composición Química del Petróleo.

El crudo está conformado por diversos componentes como carbono e hidrogeno los cuales convierten al mismo en un material combustible. El petróleo tiene una amplia gama de compuestos los cuales se subdividen en cuatro grupos:

- *Parafinas:* Son compuestos orgánicos de cadenas hidrocarbonadas largas, ramificadas y de gran estabilidad (familia de alcanos). También son denominados como compuestos saturados.
- *Olefinas:* están constituidos por compuestos insaturados (alquenos y alquinos lineales y ramificados).
- *Aromáticos:* la estructura principal es el benceno o anillos aromáticos.
- *Asfáltenos:* son sustancias de alto peso molecular. [2]

### 1.3.2 Características del petróleo:

El petróleo tiene características físicas y químicas que permiten identificar los tipos de crudo por simple inspección, entre ellas se encuentran:

- **Color:** Durante algún tiempo se califico al petróleo como una mezcla de color negro, esto se refuta por medio de la refracción de la luz, en los cuales se aprecian los colores verdes, amarillos con tonos de azules, rojo marrón y negro.

- **Olor:** Los Crudos livianos tienen un olor aromático muy similar al de la gasolina y el kerosene; el petróleo que contiene gran cantidad de azufre tiene un olor fuerte y desagradable (como huevo podrido), y los que poseen sulfuro de hidrogeno producen vapores irritantes y tóxicos.
- **Densidad:** Es una propiedad que permite relacionar la fluidez del crudo con respecto al agua, mediante esta se representa la gravedad especifica o los grados °API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute). El petróleo se califica de acuerdo a los grados °API en:

*Livianos (30-40 °API):* Generalmente se encuentra a grandes profundidades (> 1800mts) a condiciones de elevada presión y temperatura, poseen moléculas parafinicas de bajo peso molecular.

*Medianos (20-30 °API):* A diferencia del crudo liviano contiene moléculas parafinicas de alto peso molecular.

*Pesados (10-20 °API):* Este tipo de hidrocarburos yace a pocos metros de la superficie terrestre y están constituidos por asfáltenos.

*Extrapesados (8-10 °API):* Es formado principalmente por asfáltenos y moléculas parafinicas de alto peso molecular.

- **Viscosidad:** Es una de las características más importantes para el manejo y transporte de los hidrocarburos, pues indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno; puede variar entre 0.2-2 poise.
- **Punto de Ebullición:** esta temperatura puede variar de acuerdo al tipo de crudo. [2].

#### 1.4 PROCESOS DE ACONDICIONAMIENTO DEL PETRÓLEO

Al extraer el crudo de los yacimientos se obtiene una mezcla de agua, gas, petróleo, y algunas sales, es por ello que se plantean procesos de

acondicionamiento que consisten en separar estos componentes para que el petróleo cumpla con las especificaciones que exige el mercado y la refinería. Para lograr dicha separación la mezcla es sometida a procesos de estabilización y deshidratación de crudo, eliminando los gases y agua presente.

#### **1.4.1 Estabilización del Petróleo**

Petróleo, gas y agua forman una mezcla que es sometida a procesos de destilación, generando de esta manera un petróleo estabilizado (libre de gas). El gas retirado puede ser empleado en la recuperación secundaria o bien puede enviarse a la refinería donde es destilado para producir gas natural y gasolina natural. El proceso de estabilización se lleva a cabo en varias etapas de destilación flash que separa el gas del crudo mediante reducciones de presión.

Luego el agua y el petróleo son enviados por medio de líneas de bombeo a un sistema de recolección denominado patios de tanque, donde son sometidos a tratamiento de deshidratación y desalación. [5]

#### **1.4.2 Deshidratación de Petróleo**

El petróleo tiene compuestos indeseables como azufre, gas, agua entre otros; en esta parte del proceso se desea eliminar el agua, dicha agua contiene sales inorgánicas que puede provocar corrosión y/o obstrucciones en los equipos utilizados, además de aumentar los °API; por lo cual se desea obtener un producto de alta calidad que cumpla con las especificaciones establecidas ( $\leq 1\%$  de agua en crudos pesados y para crudos livianos  $\leq 0,5\%$ ), mediante un proceso de deshidratación en el cual se elimina el agua asociada al crudo. El agua se halla en forma libre o de emulsión; la primera es el agua producida por el pozo, separándose esta fácilmente del crudo por efecto de la gravedad. La segunda está

íntimamente combinada con el crudo, las gotas de agua están dispersas en el petróleo, en un sistema complejo que necesita otros métodos para la extracción del agua presente en el crudo. [6]

#### **1.4.2.1 Emulsiones.**

La emulsión consiste en la dispersión de finas gotas de agua en petróleo, el tamaño de partícula puede ser inferior a 15 micras, coexistiendo estos como dos líquidos distintos pues son inmiscibles entre sí, lo cual dificulta su separación por la gravedad; la velocidad que tienen estos líquidos cuando pasan a través del medio poroso (en yacimiento) no es lo suficiente para formar esta mezcla, no obstante existen agentes que favorecen su formación. [7]

#### **1.4.2.2 Formación de las emulsiones.**

Los agentes que favorecen la formación de emulsiones son los siguientes:

1. La presencia de dos líquidos inmiscibles; es decir; que sean insolubles entre sí pues no son químicamente iguales.
2. Una agitación suficiente para dispersar las gotas de agua en el petróleo, esto se logra mediante la perturbación de la mezcla agua-crudo a través de las tuberías y equipos de producción (bombas, arrastre por gas, válvulas de expansión, entre otras).
3. Un agente emulsificante, el cual es un compuesto presente en el crudo (desde el pozo) como lo son, asfáltenos, resinas, arcillas entre otros o que proviene de métodos térmicos y químicos empleados como técnicas de recuperación; estos

componentes estabilizan la fase dispersa al crear una película elástica y resistente que envuelve la gota. [6]

#### 1.4.2.3 Separación de emulsiones.

Debido a la gran área interfacial formada en las emulsiones, estas se comportan como sistemas termodinámicamente inestables, formándose el área interfacial por la presencia de gran cantidad de gotas en la fase de inmiscibilidad, por otro lado la presencia de agentes emulsificantes crea películas entre las dos fases con propiedades características, logrando la estabilidad de la emulsión. En este sistema coexisten dos presiones que se resisten constantemente una a la otra:

- La presión capilar se relaciona con la tensión interfacial (energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles) favoreciéndose el contacto entre las gotas ocurriendo la separación de las dos fases.
- La presión de separación se rige por la repulsión eléctrica (las gotas tienen cargas) y repulsión estérica (película interfacial).

Para romper la estabilidad es necesario que la presión capilar sea mayor que la presión de separación. El proceso de ruptura de la emulsión consiste en el acercamiento de la gota a la interface plana, debido a las fuerzas de empuje, cuando la presión de separación decrece, reduce la película del agente emulsificante produciendo la floculación. También ocurre la variación de la tensión interfacial con el demulsificante, la velocidad de este es mayor que los

surfactantes naturales, dominando las fuerzas de Van der Waals y ocurriendo la coalescencia (unión de varias gotas) de agua. [5]

#### 1.4.2.4 Factores que influyen en la estabilidad de una emulsión.

La estabilidad de las emulsiones es controlada por una serie de propiedades y/o factores, entre las cuales se encuentran:

*Tipo de crudo:* los asfáltenos es un agente emulsificante, el mismo se encuentra en gran proporción en los crudos pesados.

*Tensión Interfacial:* estudios realizados señalan que esta propiedad disminuye con el tiempo y que se necesitan varias horas de contacto para obtener un valor constante.

*Viscosidad del crudo:* Luego de que las gotas del agua floculan y sedimentan; la velocidad de sedimentación debe ser lo suficientemente alta, para que ocurra la separación de las dos fases, dicha velocidad está regida por la ley de Stokes:

$$V_s = \frac{2 * r^2 * g * \Delta \rho}{9 \mu}$$

La viscosidad tiene un rol importante en dicha ley pues a menor viscosidad mayor velocidad de sedimentación, este factor puede variar de acuerdo de la temperatura ya que la viscosidad es función de la temperatura.

*Temperatura:* es una propiedad que tiene una gran influencia en la ruptura de la estabilidad, al aumentar la temperatura disminuye la viscosidad, la adsorción de surfactantes naturales y tensión superficial.

*Concentración de agua :* cuando el contenido de agua en el crudo es bajo , se dificulta mas su separación debido a la distancia existente entre las partículas de agua , afectando directamente a la tensión interfacial , evitando así la coalescencia de las gotas .

*Edad de la emulsión:* a través del tiempo la interface absorbe el surfactante y aumenta la rigidez de la película que cubre la gota, incrementándose los agentes emulsionantes por oxidación, fotolisis , evaporación o por acción de las bacterias , este periodo puede llevarse a cabo entre 10 y 20 horas .

*Ph:* al suministrar ácidos o bases inorgánicos ocurren cambios drásticos en la formación de películas en asfáltenos y resinas estabilizando la emulsión; ajustando el ph se puede lograr la disminución de la rigidez en la película e incrementar las tenciones interfaciales.

*Tamaño de la gota:* La velocidad de sedimentación depende del radio de la gota, a mayor tamaño de la gota, mayor será su velocidad de sedimentación. [5], [6]

### **1.4.3 Procesos Industriales de Deshidratación**

La deshidratación petrolera puede realizarse mediante dos técnicas como:

- *Deshidratación Química:* Se hace uso de un demulsificante encargado de desestabilizar la emulsión formada entre el agua y el crudo.

- *Deshidratación Electrostática*: Se emplea un campo eléctrico que permite formar coalescencia de las gotas presentes en la emulsión, logrando la separación de las fases. [5]

#### **1.4.3.1 Deshidratación Química:**

La deshidratación química es una etapa que persigue eliminar el agua que se encuentra inmersa dentro del petróleo o viceversa, para llevar a cabo este proceso se hace uso de la denominada “Química Deshidratante”, que consiste en añadir un surfactante sintético que posee una gran capacidad demulsificante, de este modo se logra desplazar el emulsificante y su película ocasionando la coalescencia de las gotas de agua. [8]

### **Surfactantes**

Los surfactantes son sustancias que poseen la capacidad de modificar la tensión interfacial, y cuyas moléculas comprenden una parte polar o hidrofílica (afín al agua) y una parte no polar o hidrofóbica (afín al aceite), los mismos logran satisfacer su doble afinidad al encontrarse al límite de una fase agua-aceite, pues la parte polar se encuentra inmersa en el agua y la parte apolar inmersa en el aceite, logrando desplazar parcial o totalmente los surfactantes naturales.

Los surfactantes pueden ejercer dos tipos de efectos

- Inhibir la formulación de la película.
- Debilitar la película y tornarla compresible. [8]

### **Clasificación de los surfactantes:**

Los surfactantes tienen diversas aplicaciones en cuanto a su uso, entre las cuales se encuentran: jabones, detergentes, emulsionantes, bactericidas, inhibidores de corrosión, humectantes entre otros; la mayoría de los surfactantes poseen varias de estas propiedades a la vez, es por ello que la

clasificación de los surfactantes se realiza de acuerdo a su tipo de moléculas, específicamente al tipo de disociación de las mismas en solución, entre ellas tenemos:

- **Surfactantes anionicos:**

Cuando el surfactante se encuentra en solución acuosa se disocia en un anfifilo y un catión, esto por lo general es un metal alcalino o un amonio cuaternario. Los surfactantes anionicos se destacan en detergentes como alquilbencenos sulfonatos, jabones o sales de ácidos carboxílicos grasos, espumantes como el lauril ester sulfato.

- **Surfactantes no anionicos:**

Este surfactante se comporta de forma contraria al anionico, es decir, al estar en solución acuosa no forman iones, este hecho ocurre debido a que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados como alcohol, tiol, ester y éter; del mismo modo son compatibles con los demás tipos de surfactantes y pueden integrarse en formulaciones complejas.

- **Surfactantes cationicos:**

Los cationicos se caracterizan por disociarse en un catión anfifilo y un anión generalmente de tipo halogenado. Estos son empleados en aplicaciones especiales donde la carga positiva del anfifilo produce ventajas como en enjuagues o emulsiones asfaltenicas, donde se destaca un grupo amino cuaternario. [9]

#### **1.4.3.1.1 Procesos Industriales de Deshidratación Química.**

En este tipo de proceso se busca el acercamiento de las gotas de agua presentes en el crudo, mediante la utilización de un surfactante, cuya finalidad es modificar las propiedades del emulsificante o eliminarlo disminuyendo el espesor de la capa que rodea la gota de agua.

Este proceso se puede llevar a cabo a través de:

- *Un tratamiento rápido:* Esto evita que la emulsión envejezca, además no permite que la película formada por el emulsificante se torne rígida.
- *Calentamiento:* Este método permite desorber el emulsificante y también favorece la sedimentación pues reduce la viscosidad.
- *Introducción de Agente Demulsificante:* los mismos modifican la tensión interfacial.

Por lo tanto el proceso de deshidratación se lleva a cabo efectivamente al aplicar estos métodos juntos. La inyección del demulsificante debe efectuarse lo antes posible después de extraído del pozo o directamente en el fondo del pozo, evitando así la formación de la emulsión antes de llegar al equipo de separación; este tratamiento es difícil de aplicar en la práctica, pues se hace complicado dosificar la cantidad apropiada de surfactante sin modificar las propiedades del pozo, además se requiere de un gran número de bombas. Es por ello que para fines prácticos debe inyectarse el surfactante en un lugar estratégico facilitando su dosificación.

Una vez inyectado el demulsificante la emulsión es enviada a un tanque, donde se separa el agua por acción de la gravedad debido a que la densidad del agua es mayor a la del petróleo. [5]

### **Prueba de la Botella**

Es el método empleado para seleccionar el demulsificante adecuado a ser empleado en la deshidratación química. La prueba se lleva a cabo agregando una muestra de la emulsión de crudo en una botella graduada, para posteriormente añadir cierta cantidad del demulsificante; la botella se deja en reposo luego se ser tapada y agitada para favorecer el mezclado, observándose después de un tiempo la separación del agua.

Después de separadas las fases la capa de crudo se centrifuga, para lo cual es necesario agregar un solvente capaz de disminuir la viscosidad al disolver los hidrocarburos sólidos, favoreciéndose de este modo la separación de las fases; el solvente empleado en esta etapa debe ser el adecuado de lo contrario puede causar errores en los resultados.

Al finalizar la centrifugación se puede determinar la cantidad de agua libre, así como el % de agua residual y sedimentos presentes en el crudo deshidratado, siendo este el criterio que permite evaluar el rendimiento del demulsificante. [5]

#### **1.4.3.2 Deshidratación Eléctrica:**

Una de las formas más efectivas de lograr la separación de las emulsiones de agua en petróleo es mediante la aplicación de campos electromagnéticos; dado que el alto voltaje empleado hace que las gotas de agua se alarguen en forma elíptica y posean cargas positivas y negativas que causan atracciones entre ellas,

lo que genera colisiones que permiten la formación de gotas más grandes. Este efecto se logra de forma prácticamente instantánea.

La fuerza de atracción entre las gotas se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$F = \frac{K \times E^2 \times d^6}{S^4}$$

Donde:

F= Fuerza de atracción entre las gotas.

K=Constante eléctrica del sistema.

E= Gradiente de voltaje.

d = diámetro de gota promedio.

S=Distancia entre gotas.

Al analizar esta ecuación se puede notar que para favorecer el acercamiento entre las gotas se requiere un aumento tanto en el gradiente de voltaje, como en el diámetro de las gotas además de que se debe disminuir la distancia entre ellas. [6]

#### **1.4.3.3 Desalación del Petróleo:**

La desalación consiste en retirar las sales orgánicas que permanecen en el crudo deshidratado, las cuales al no ser retiradas causan corrosión, taponamiento y

envenenamiento de catalizadores en la producción, transporte y refinación del crudo, estas sales por lo general son cloruro de sodio y calcio.

Un factor de interés en la producción de crudo, corresponde al tratamiento de la corrosión, que se produce en las tuberías encargadas del transporte del mismo; dicha corrosión es producida por el contenido de gases ácidos como el sulfuro de hidrogeno y anhídrido carbónico los cuales son componentes significativos en los yacimientos de petróleo y gas de aproximadamente un 5%, además del agua freática la cual tiene un contenido de impurezas (sales) y del oxígeno disuelto el cual es considerado la principal fuente de corrosión. Por otro lado la temperatura, la presión, la susceptibilidad del metal y la velocidad de la alimentación colaboran con este fenómeno.

Por tanto surge la necesidad de aplicar técnicas adecuadas para la inhibición de la corrosión en las tuberías, tales como: el uso de químicos los cuales se adaptan a las regulaciones ambientales o bien implementar el uso de recubrimientos, los cuales son películas generalmente orgánicas que se forman entre el medio corrosivo y la superficie metálica. [11]

En el mismo orden de ideas, la desalación del crudo se logra al agregarle agua fresca con un bajo contenido de sal, resultando ser esta una de las limitantes del proceso, debido a que se hace difícil encontrar agua fresca en un campo petrolero, por lo que se emplea el reciclaje para mejorar el proceso.

Es importante resaltar que los procesos de deshidratación y desalación siempre van juntos, por lo que en muchas ocasiones las dos etapas se denominan deshidratación de crudo. [5]

## **1.5 EQUIPOS IMPORTANTES PARA LA ESTABILIZACION Y DESHIDRATAACION DE CRUDO.**

El acondicionamiento del crudo luego de ser extraído del pozo es de vital importancia, ya que de esto depende la calidad del mismo y por tanto el éxito de su comercialización hacia la industria refinadora.

En cuanto a la deshidratación del crudo, se observa cierta problemática para asegurar su calidad, ya que separar el agua del aceite producido requiere de la aplicación de técnicas de recuperación tales como; térmicas o químicas, que estimulan la emulsión y ayudan a separar el crudo del agua. Dichas técnicas están representadas en muchos casos por los equipos empleados en el proceso, los cuales varían dependiendo del tipo de crudo y tienen diversos grados de éxito.

Cuando existe un exceso de producción de gas en la corriente de entrada, se ve afectado el rendimiento del proceso, por ello se recomienda instalar un separador de dos fases aguas arriba, esto elimina parte del gas y reduce las turbulencias. Estos equipos deben protegerse contra la corrosión debido a su constante exposición con el agua salada.

Otros equipos presentes en el proceso, son los Tanques de Lavado, comunes en aplicaciones de uso intensivo de crudo, estos tanques son tratadores de flujo vertical atmosférico, los cuales poseen una cámara de separación de gas interna, su altura por lo general es superior a los tanques clarificadores de agua o de los que transportan los derivados del crudo, ya que aprovechan la elevación para permitir el flujo por gravedad hacia los equipos más bajos. Además poseen un diámetro superior a los calentadores, donde se elaboran esparcidores con el fin

de crear un flujo uniforme de la emulsión y así sacar el máximo provecho a la sección transversal.

La emulsión fluye de un separador a un calentador donde se separa gas liberado como resultado del calentamiento. El nivel del agua está controlado por un equipo automático. El aceite se acumula en la parte superior mientras que el agua fluye a través de una pierna desde la parte inferior hacia un tanque clarificador. Estos tanques de lavado no poseen calefactores, pero es posible instalar serpentines de calefacción en la corriente de entrada, con el fin de liberar la mayor cantidad de gas en el arranque. La altura de la pierna controla la interfaz aceite-agua dentro del recipiente.

En el mismo orden de ideas los Tratadores de Flujo Vertical, consisten en un tanque cilíndrico, donde se tratan los refuerzos internos para establecer un patrón de flujo, el cual es más eficiente en la separación por gravedad de flujo vertical y está menos sujeto a un cortocircuito.

La emulsión agua-aceite sigue la trayectoria de flujo entre los deflectores, la separación se lleva a cabo en aéreas de flujo rectas; turbulencia con altas velocidades evita la separación en las esquinas, donde el flujo cambia de dirección. Además de la separación por gravedad, la emulsión se debe recoger un cierto tiempo para que se rompa. La capa de emulsión puede crecer mucho más gruesa en el extremo de salida del tratador que en la entrada.

Por otro lado están los Calentadores, encargados de elevar la temperatura del líquido antes de entrar en el tanque de lavado, existen calentadores indirectos y directos los cuales tienen una cáscara y un tubo de fuego.

En los Calentadores Indirectos el aceite fluye a través de tubos que se sumergen en agua, a su vez es calentado por un tubo de fuego. El calor puede ser suministrado por un medio fluido de calefacción, vapor o calentadores eléctricos de inmersión. Deben mantener una temperatura constante por periodos largos de tiempo; son más seguros que los directos, los puntos calientes son poco probables si se controla el contenido de calcio en el agua. Su principal desventaja es que requieren varias horas para llegar a la temperatura deseada luego de estar fuera de servicio.

En los Calentadores Directos el aceite fluye a través de un distribuidor de entrada y se calienta directamente por una caja de fuego. El calor puede ser suministrado por un medio fluido de calefacción, vapor o calentador eléctrico. Llegan rápidamente a la temperatura deseada y tienen una eficiencia de 75 a 90%. Su uso se recomienda cuando hay un gas combustible disponible y el volumen de aceite requiere un alto tratamiento. Son más peligrosos y requieren un equipo especial de seguridad.

Existen Recuperadores de Calor Residual, por lo general intercambiadores que captan el calor de compresores, turbinas, generadores y motores de gran tamaño. Los mismos se utilizan para transferir el calor a un medio fluido, que a su vez se utiliza para calentar la emulsión.

Los equipos de Tratamiento de Calentadores son una gran mejora, ofrecen manejo de condiciones como la viscosidad. La gravedad API, las tasas de flujo alto y bajo, la corrosión... son menos costosos al principio y poseen mayor eficiencia, sin embargo son más complicados ofrecen menos espacio de almacenamiento para los sedimentos básicos y son más sensibles a los productos

químicos, su tiempo de retención es mínimo y la corrosión interna de tuberías es muy común. A la larga requieren de mayor inversión.

Hay dos tipos de tratadores de calentadores, los verticales y los horizontales. El primero es el más utilizado cuando se tiene un solo pozo tratador, este consta de varias secciones, tales como la separación de gases, la calefacción, el agua de lavado, las cuales se fusionan con las secciones de sedimentación. El proceso es el siguiente: el fluido entrante llega a sección de separación de gas, y este es re-direccionado mediante tuberías de gas, el separador debe tener un extractor de niebla. Mientras que el líquido fluye a un tratador donde existe un tiempo de retención para estabilizar el agua libre. se minimiza la cantidad de gas combustible necesario para calentar la corriente líquida y el lavado con agua ayuda a la coalescencia de las gotas inmersas en el aceite, las cuales se depositan en el fondo. La corriente líquida debe recircularse en el tanque de lavado y así provocar una mayor separación, para ello se emplea una válvula que controla el flujo. El gas que se genera al pasar por el calefactor es capturado en la condensación, el que no condense fluye a la sección de separación.

En el tratador vertical el gas sube a través de la sección de coalescencia, si se produce mucho gas puede provocar turbulencias y trastornos para inhibir la unión. Es importante mencionar que las burbujas arrastradas por el gas atraen material radioactivo, es por ello que se deben mantener en la sedimentación,

El segundo tipo corresponde a los tratadores de calentamiento horizontal, usados en corrientes de flujo de pozos múltiples. Consta de las secciones de calefacción, lavado y una cámara de almacenamiento de crudo. Los flujos de entrada pasan por el calefactor y el agua de lavado, donde se retira el gas y los materiales más pesados se van al fondo, mientras que los livianos, gas y crudo

fluyen por la parte superior. El gas libre pasa a través de un bucle ecualizador. Al pasar por el tanque de lavado se separa el agua libre. La interfaz aceite-agua se controla por una válvula de descarga o una sonda de resistencia. El calor se suministra por intercambiadores antes de entrar al tratador, esto disminuye el tiempo de residencia ya que su principal función es retirar el gas de la emulsión antes de desembocar en la sección de coalescencia.

Existen equipos de Tratamiento de Calentadores Electroestáticos que no son más que calentadores de flujo horizontal que se le añade una rejilla electroestática en la sección de coalescencia. Siguen una trayectoria similar, salvo que en la red electroestática se incluyen las gotas de agua.

La sección electroestática contiene dos o más electrodos, uno colocado en tierra y el otro suspendido. La intensidad del campo electroestático se controla por el voltaje aplicado y el esparcimiento de los electrodos. El uso de un campo eléctrico es mucho más eficaz cuando la viscosidad es inferior a los 50 Cp, la diferencia de densidad aceite-agua es mayor a 0,001 y la conductividad eléctrica de la fase de hidrocarburos no exceda 6,1 mho/cm.

El sistema de control eléctrico que suministra energía a los electrodos consiste en un sistema de transformadores (solo o trifásico), el electrodo primario se conecta a una fuente de energía de baja tensión y el secundario se diseña para que la tensión sea de la magnitud deseada.

El aceite y las pequeñas gotas de agua al entrar en la sección de coalescencia y viajar hacia la rejilla electroestática se ionizan y chocan, provocando un movimiento de atrás hacia delante. Cuando mayor es el movimiento de las gotas, se provoca una ruptura en la membrana del agente emulsionante y se establece fuera de la emulsión.

Debido a la colisión forzada, se requiere menor temperatura y por tanto el uso de menos combustible que en el calentador convencional. El tiempo en el campo eléctrico se controla por la separación de los electrodos y la configuración del buque.

Se debe garantizar la eliminación del gas antes de que la emulsión pase por la red eléctrica. El vapor en el área de los electrodos se satura con agua, lo cual le proporciona alta conductividad que aumentará aún más debido al contenido de sal en el agua, esto eleva el consumo de energía eléctrica. Se debe tener cuidado con posibles cortos circuitos en la red de electrodos o el transformador. [10]

## **CAPITULO II**

### **2. METODOLOGIA**

El proceso de deshidratación y estabilización de crudo pesado (Merey) propuesto por Deshoil CA consta de:

- Un múltiple al que se le inyecta química deshidratante (surfactante) a través de una bomba neumática, la misma es usada para controlar el flujo de demulsificante por hora o día. Sus dimensiones son aproximadamente 50cm de largo y 20cm de ancho.
- Tres separadores bifásicos verticales, que se encargan de retirar el gas, estabilizando así el crudo. Las dimensiones de estos equipos son aproximadamente 3 m de diámetro y 8 m de altura, los tres dispositivos

deben ser iguales. Debido al flujo de alimentación se emplean 7 módulos de separación (3 separadores por cada modulo). La cantidad de gases que salen de los trenes de separación son bajas, es por ello que son usados como fuente de energía para la planta al ser quemados.

- Seis tanques de almacenamiento, donde ocurre una separación por gravedad del crudo y el agua libre. Las dimensiones de estos equipos son de aproximadamente 9m de altura y 106 m de diámetro.
- Una bomba de pistón de desplazamiento positivo con cavidad progresiva, que se encarga movilizar el crudo desde el tanque hacia el horno. Se debe hacer uso de aproximadamente 10 bombas para manejar dicho caudal.
- Cuatro hornos, que sirven como medio de calentamiento para disminuir la viscosidad del crudo y mejorar la liberación de agua. Las dimensiones de estos equipos son aproximadamente 10m de largo y 20m de alto.
- Dos tanques de lavado, en este equipo ocurre el proceso más importante en la deshidratación del petróleo. La alimentación del equipo se hace pasar por un difusor, que permite que las gotas de crudo sean uniformes y pequeñas para que tengan mayor contacto con el agua dulce, y así separar la mayor cantidad de agua asociada al crudo. Solo se hace uso de dos tanques pues en los mismos no se almacena el producto, ellos son dispositivos de corriente continua. Las dimensiones son aproximadamente 9m de altura y 106 m de diámetro.
- Dos desaladores que permite eliminar como su nombre lo indica las sales que vienen con el crudo, para llevar a cabo este proceso se alimenta agua fresca y una nueva cantidad de demulsificante para evitar la formación de

posibles emulsiones. Las dimensiones de este dispositivo son aproximadamente 15m de largo y 3m de diámetro.

- Seis tanques de almacenamiento, donde se acumula el producto final (crudo deshidratado) que luego será enviado a la empresa de refinación. Las dimensiones de estos equipos son de aproximadamente 9m de altura y 106 m de diámetro.

### **CAPITULO III**

#### **3. DISCUSIONES Y RESULTADOS**

En la búsqueda de evitar problemas posteriores en la producción de los derivados del crudo, la empresa Deshoil C.A creó una planta estabilizadora y deshidratadora de crudo pesado como es el caso del crudo merey, procedente de los yacimientos ubicados en Monagas; en esta planta se acondiciona el crudo, eliminando los componentes indeseados del mismo, como el gas, el agua y las sales. Para tal fin, se hizo uso en primer lugar de un surfactante, que busca romper las emulsiones de agua en petróleo, formadas generalmente por la alta agitación que se produce en los procesos de extracción del crudo, ya sea que éste avance de forma natural hacia la superficie o por medio de los diferentes métodos de recuperación; el surfactante se inyecta cerca de la salida del pozo para evitar la estabilización de la emulsión o el aumento de ésta durante la trayectoria a los equipos. También se hizo uso de separadores bifásicos verticales en los que se elimina el gas presente evitando así los problemas en el transporte de flujo ocasionados por la presencia de gases; la contaminación ocasionada por la emisión de gases disminuye quemándolos y utilizándolos de esta forma como fuente de energía en la planta. Para eliminar el agua presente en el crudo que disminuye los °API y además contiene sales que causan corrosión en los equipos,

se hace uso de tanques de almacenamiento, hornos y tanques de lavado donde se trata de manera adecuada el crudo para eliminar dicha agua. Para retirar las sales que quedan en el crudo deshidratado y que causan corrosión, obstrucción y envenenamiento de los catalizadores usados en la producción, transporte y refinación del crudo se hace uso de desaladores. Finalmente el crudo libre de gas, agua y sales es enviado a tanques de almacenamiento para luego ser enviado a las plantas de refinación.

### **3.1 INNOVACIÓN AL PROCESO**

El proceso de deshidratación y estabilización de crudo es la etapa de mayor importancia a nivel industrial, pues allí se prepara la materia prima a usar en las refinerías; el mejoramiento de dicho proceso conlleva a elevar su rendimiento y la calidad del producto.

Deshoil C.A propone para la innovación de este proceso, la implementación de un nuevo surfactante que permita demulsificar mayor cantidad de agua en menor tiempo, y además sea accesible a nivel comercial, así como el uso de un tanque de lavado que disminuya los costos.

#### **3.1.1 Justificación de la Innovación**

En base a las experiencias presentes en el artículo publicado por la revista Energy&Fuels, se analizó la relación que existe entre las concentraciones de asfáltenos contenidos en el crudo, con respecto a la cantidad de demulsificante que debe ser añadido para lograr una separación efectiva agua-aceite. En el mismo orden de ideas se conoce que, cuando la concentración de asfáltenos supera las 1000ppm la concentración de demulsificante se mantiene constante, debido a que

el mismo interacciona solo con la capa superior del asfalteno. Un factor de interés para clasificar los surfactantes es el HLB el cual mide el equilibrio hidrófilo-lipófilo, mientras este aumenta la concentración de surfactantes disminuye.

Los surfactantes comerciales analizados para el tratamiento de crudos medianos-pesados son familias de copolímeros de bloque del polietileno polipropileno, conocido como óxido de etileno de la serie Pluronisc de Basf , vendidos como PE-4300, PE-6800, PE9400 y etiquetados como CP-1750-14, CP-800-21, CP-4600-19 respectivamente, donde el primer número indica el peso molecular y el segundo el HLB.

Los resultados de este artículo se muestran en la [figura n](#) (exhibe la concentración de asfáltenos vs concentración de demulsificante) y la tabla 26 (presenta la concentración, HLB, peso molecular y tiempo del demulsificante), en ellas se aprecia un desplazamiento vertical el cual indica que el más hidrófilo tiene mayor rendimiento, es decir, se requiere menor concentración de demulsificante, en este caso, se puede decir que CP- 4600-19 es 4 veces mejor que CP-1750-14, ya que la cantidad requerida para alcanzar una mejor formulación es 4 veces menor.

En la tabla 26 puede observarse que a medida que aumenta el HLB disminuye la concentración de demulsificante, sin embargo puede apreciarse que no sucede lo mismo con el tiempo, esto permite decidir cuál es el mejor tensoactivo a emplear que consuma menor cantidad de surfactante y logre la separación en menor tiempo, siendo este el CP- 4600-19, el cual tiene un peso molecular e hidrofilia intermedios, que es lo que se desea. De este modo se evitan dificultades al solubilizar el surfactante en el crudo. [\[12\]](#)

Otra propuesta que realiza Deshoil CA es sustituir el tanque de almacenamiento número I y la bomba de pistón de desplazamiento, por un tanque de lavado a la salida de los separadores, dicho tanque contribuye con el proceso de deshidratación pues acelera la floculación.

De igual modo se reducen los costos para la obtención de los equipos, ya que solo se usa el tanque de lavado, en cambio si se opera con el proceso original se necesitaran aproximadamente seis (6) tanques de almacenamiento. Además se necesita mayor consumo de energía para hacer funcionar las bombas.

### **3.2 BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA**

#### **3.2.1 BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA DEL PROCESO**

**Tabla 1. Composición de la corriente F**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.33	46985.163
Agua	0.4	56951.713
Sal	0.17	24204.478
Gas	0.1	14237.928
Corriente total	1	142379.282

- El primer separador tiene una eficiencia ( $\eta$ ) del 30% con respecto al gas

Masa de gas en  $F * 0.3 = G1$

$G1 = 4271.378$  ton/día de gas

**Tabla 2. Composición de la corriente S1**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3402	46985.163
Agua	0.4124	56951.713
Sal	0.1753	24204.478
Gas	0.0722	9966.549
Corriente total	1	138107.903

- El segundo separador tiene un eficiencia (n) del 40% con respecto al gas

Masa de gas en  $S1 * 0.4 = G2$

$G2 = 3986.619$  ton/día de gas

**Tabla 3. Composición de la corriente S2**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3503	46985.163
Agua	0.4246	56951.713
Sal	0.1805	24204.478
Gas	0.0446	5979.929
Corriente total	1	134121.283

- El tercer separador tiene una eficiencia del 76.3% Con respecto al gas

G3= 4563.248 ton/día de gas

**Tabla4. Composición de la corriente S3**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3627	46985.163
Agua	0.4396	56951.713
Sal	0.1868	24204.478
Gas	0.0109	1416.681
Corriente total	1	129558.035

En las tablas anteriores se observa la disminución progresiva de la cantidad de gas asociado al crudo.

G4= 1416.681 ton/día de gas

$G=G1+G2+G3+G4$

G= 14237.928 ton/día de gas

- En el primer tanque se separa el 10% del agua de S3

Agua en S3\*0.1=A

A= 5695.171 ton/día de agua

**Tabla 5. Composición de la corriente B**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3837	46985.163
Agua	0.4186	51256.542
Sal	0.1977	24204.478
Corriente total	1	122446.183

En el primer tanque de almacenamiento se elimina todo el gas contenido en S3, de esta forma se obtiene un crudo estabilizado.

- El tanque de lavado tiene una eficiencia del 99.07% con respecto al agua

Agua en B\*0.9907=Wr

Wr= 501781.899 ton/día de agua

**Tabla 6. Composición de la corriente N**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.6556	46985.163
Agua	0.0067	474.646
Sal	0.3377	24204.478
Corriente total	1	71664.287

En esta tabla se observa la cantidad de agua libre eliminada en el tanque.

- W es el agua agregada para desalar el crudo

W= 80000 ton/día de agua

R=W+B

**Tabla 7. Composición de la corriente R**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3098	46985.163
Agua	0.5306	80474.646
Sal	0.1596	24204.478
Corriente total	1	151664.287

- El agua agregada en W sale en S
- El desalador tiene una eficiencia de 99.997% con respecto a la sal en B

**Tabla 8. Composición de la corriente S**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Agua	0.7677	80000
Sal	0.2323	24203.864
Corriente total	1	104203.864

**Tabla9. Composición de la corriente C**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.9899	46985.163
Agua	0.00001277	474.646
Sal	0.01	0.606

Corriente total	1	47464.555
-----------------	---	-----------

En la tabla anterior se observa la composición del crudo estabilizado, deshidratado y estabilizado.

°API= 11.8    g.e= 0.987

Corriente C= 302451 barriles/día

**Balance de energía en la bomba:**

$Q-W= \Delta H$     asumiendo q la bomba es adiabática

$Q=0$

**Tabla 10. Variables de la bomba**

Variable	Entrada	Salida
Presión	1 atm	5 atm
Temperatura	30 °C	37.7°C

**Tabla 11. Variación de la entalpia en la bomba**

Compuesto	$\Delta H$ (Toncal)
Crudo	313625.963
Sal	38912.780
Agua	394675.373

--	--

W= -747214.125 toncal

Potencia requerida por la bomba= 36.209KW

**Balance de energía del horno:**

Q-W=ΔH en el horno no hay trabajo

W=0

**Tabla 12. Variables del horno**

Variable	Entrada	Salida
Presión	5 atm	5 atm
Temperatura	37.7 °C	93 °C

**Tabla 13. Variación de la entalpia en el horno**

Compuesto	ΔH (toncal)
Crudo	2299923.729
Sal	260598.449
Agua	2831923.946

**Calor requerido en el horno:** 5392446.124 ton cal

### 3.2.2 BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA DEL PROCESO CON INNOVACIÓN

**Tabla 14. Composición de la corriente F**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.33	46985.163
Agua	0.4	56951.713
Sal	0.17	24204.478
Gas	0.1	14237.928
Corriente total	1	142379.282

El primer separador tiene una eficiencia (n) del 30% con respecto al gas

**Masa de gas en F \*0.3 = G1**

G1= 4271.378 ton/día de gas

**Tabla 15. Composición de la corriente S1**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3402	46985.163
Agua	0.4124	56951.713
Sal	0.1753	24204.478
Gas	0.0722	9966.549
Corriente total	1	138107.903

El segundo separador tiene un eficiencia (n) del 40% con respecto al gas

Masa de gas en S1\*0.4= G2

G2= 3986.619 ton/día de gas

**Tabla 16. Composición de la corriente S2**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3503	46985.163
Agua	0.4246	56951.713
Sal	0.1805	24204.478
Gas	0.0446	5979.929
Corriente total	1	134121.283

- El tercer separador tiene una eficiencia del 100% Con respecto al gas

G3= 5979.929 ton/día de gas

$$G=G1+G2+G3$$

G= 14237.928 ton/día de gas

**Tabla 17. Composición de la corriente S3**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.3667	46985.163
Agua	0.4444	56951.713
Sal	0.1889	24204.478
Corriente total	1	128141.354

El primer tanque de lavado tiene una eficiencia de 75% con respecto al agua

Agua en  $S3 \cdot 0.75 = W1$

$W1 = 42713.785$  ton/día de agua

**Tabla 18. Composición de la corriente M**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.5500	46985.163
Agua	0.1667	14237.928
Sal	0.2833	24204.478
Corriente total	1	85427.569

En esta tabla se observa la eliminación de agua libre y cierta cantidad de agua asociada al crudo.

El segundo tanque de lavado tiene una eficiencia del 99.33%

Agua en  $M \cdot 0.9933 = W2$

$W2 = 14143.769$  ton/día de agua

**Tabla 19. Composición de la corriente T**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.6591	46985.163

Agua	0.0013	94.159
Sal	0.3346	24204.478
Corriente total	1	71283.8

W el agua que se le agrega a la corriente para desalarla

W= 80000 ton/día de agua

P=W+T

**Tabla 20. Composición de la corriente P**

Componente	Fracción en masa	Ton/día
Crudo	0.3106	46985.163
Agua	0.5295	80094.159
Sal	0.1599	24204.478
Corriente total	1	151283.8

El desalador tiene una eficiencia del 99.997%

El agua agregada en W es la misma agua en S

**Tabla 21. Composición de la corriente S**

Componente	Fracción en masa	Ton/día
Agua	0.7677	80000
Sal	0.2323	24203.9
Corriente total	1	104203.9

**Tabla 22. Composición de la corriente C**

<b>Componente</b>	<b>Fracción en masa</b>	<b>Ton/día</b>
Crudo	0.9979	46985.163
Agua	0.002	94.159
Sal	0.0000127	0.578
Corriente total	1	47079.9

En la tabla anterior se observan las composiciones del crudo, no obstante la del agua es menor debido al empleo de la innovación.

°API= 11.8      g.e= 0.987

Corriente C=300000 barriles/día

### **Balance de energía en el horno**

$Q-W=\Delta H$       asumiendo que en la caldera no hay trabajo

$W=0$

**Tabla 23. Variables en el horno**

<b>Variable</b>	<b>Entrada</b>	<b>Salida</b>
Presión	5 atm	5 atm

Temperatura	30 °C	93 °C

**Tabla 24. Variación de la entalpia en el horno**

Compuesto	$\Delta H$ (Toncal)
Crudo	2718091.680
Sal	301192.g56
Agua	896989.464

Q requerido en la caldera = 3916273.8 ton cal.

### 3.3 BALANCE DE COSTO

#### 3.2.1 Proceso sin Innovación

- Costo de barril de crudo: 117 \$
- Costo del crudo alimentado: 38.61\$
- Costo del barril de surfactante: 73953.49 \$
- Surfactante inyectado por barril de corriente: 0.00006289 barril
- Barriles de crudo en F: 299396.322barriles
- Barriles de crudo producido: 302451 barriles
- Surfactante empleado en la alimentación: 57 barriles
- Barriles en R: 966427barriles

- Surfactante empleado en R: 62 barriles
- Surfactante total empleado: 119barriles
- Inversión en surfactante:  $119*73953.49\$ = 8800465.31\$$
- Inversión en crudo:  $299396.322*38.61 = 11559691.99\$$
- Ganancias en crudo:  $302451*(117*0.9899) = 35029360.653 \$$
- Ganancia neta:  $35029360.653\$ - 8800465.31\$ - 11559691.99\$ = 14669203.353\$$

### 3.2.2 Proceso con Innovación

- Costo de barril de crudo: 117\$
- Costo del crudo alimentado: 38.61\$
- Costo del barril de surfactante: 73953.49 \$
- Surfactante inyectado por barril de corriente: 0.00006289 barril
- Barriles de crudo en F: 299396.322barriles
- Surfactante empleado en la alimentación: 57 barriles
- Barriles en P: 964003
- Surfactante empleado en P: 61 barriles
- Surfactante total empleado: 118 barriles
- Inversión en surfactante:  $118*73953.49 = 8726511.82\$$
- Inversión en crudo:  $38.61\$*299396.322 = 11559691.99$
- ganancias en crudo:  $300000*(117*0.9979) = 35026290 \$$
- ganancia neta:  $351026290 - 8726511.82 - 11559691.99 = 14740086.19\$$

## CAPITULO IV

#### **4. CONCLUSIONES**

Deshoil CA al analizar los datos del crudo Merey proveniente del oriente del país, específicamente del estado Monagas, logró determinar que el mismo es un crudo pesado ( $^{\circ}$ API 11,8) con alta concentración de agua. El estudio de los procesos de estabilización y deshidratación de petróleo permitieron obtener los conocimientos necesarios para seleccionar la planta adecuada y darle el mejor tratamiento al producto.

Una vez analizados los procesos, se recomendó el uso de mejores surfactantes (CP-4600-19) que hicieron posible una desestabilización eficiente de la emulsión agua- crudo, y que pueden encontrarse fácilmente a nivel comercial. Además se generó una idea innovadora en cuanto al proceso, que implicó la sustitución de dos equipos como bombas y tanques de almacenamiento por un tanque de lavado que garantizó la rentabilidad económica y una mejor separación de agua asociada en el crudo, como se observó en los balances de materia, energía y costos.

Se construyó una planta estabilizadora y deshidratadora de petróleo pesado en Venezuela, que permitió extraer 99.8% de agua del crudo original, contribuyendo con el proceso pues además se eliminaron gran cantidad de sales presentes, evitando daños en el proceso y obteniendo un producto con las especificaciones establecidas en el mercado.

#### **CAPITULO V**

#### **5. BIBLIOGRAFIA**

[1] Barberii, E. (2001). El Pozo Ilustrado. Caracas: Fonciéd, pág. 37-44.

[2] Gini, C. (1963). Tecnología del Petróleo. Buenos Aires: Florida, pág. ,16,40 .

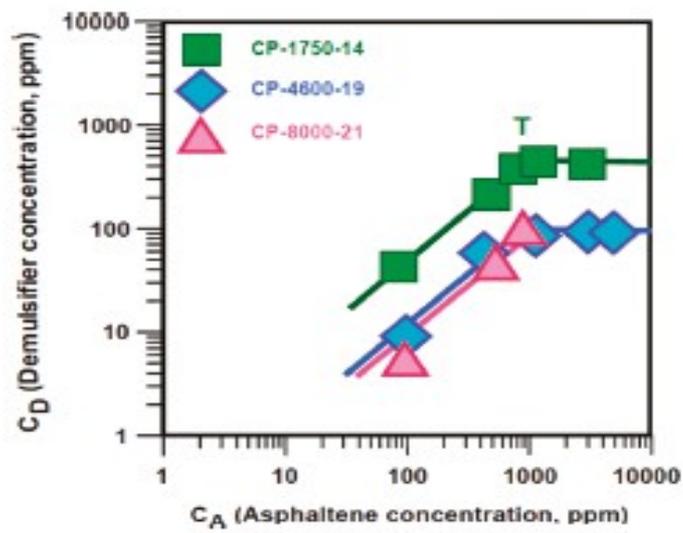
- [3] Petróleo LXXV (1976) Caracas: Universales.
- [4] Geología del Petróleo. (1973) .Argentina: EUDEBA.CS.E.M
- [5] Díaz, M ( ) El Petróleo. Mérida –Venezuela.
- [6] Salager, J. Cuaderno FIRP S853-PP. Deshidratación de Crudo Principios y Tecnologías.
- [7] Sánchez, J (1984). Separación de crudo pesado emulsionado en aguas de producción mediante flotación. Revista técnica INTEVEP, pág. 41-45.
- [8] Salager, J (1987). Bases fundamentales del papel de la química deshidratante: influencia de la formulación fisicoquímica sobre la estabilidad de una emulsión. Revista técnica INTEVEP, pág. 3-15.
- [9 ] Salager , J . Cuaderno FIRP S301-PP .Surfactantes.
- [10] Stewart, M (2009). Emulsions and oil treating equipment, selection, sizing and troubleshooting. London: El Sevier, pag. 1-30.
- [11] Ecopetrol (2007) .Materiales de ingeniería. Colombia, pág. 47,53,54,65,67.
- [12] Pereira, J (2010) Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 4. Estimation of the Demulsifier Surfactant Performance To Destabilize the Asphaltenes Effect. Energy&Fuels.

## CAPITULO VI

### ANEXOS

Figura N° 1. Diagrama del proceso. Deshoil CA

Figura N° 1. Diagrama del proceso con Innovación. Deshoil CA.



**Figura N° .** Gráfica de Concentración de Demulsificante Vs Concentración de Asfaltenos con tres Copolímeros de Bloque en el Crudo Hamaca diluido con Ciclohexano.

**Tabla N° 25 .**Características del Crudo según

Muestra	Gravedad API° 60°F	% P/P Carbón Conradson	% P/P Asfaltenos.	Viscosidad Dinámica		
				40° C	50° C	60°C
Merey	11,8	8,16	14,51	6610	2660	1316

**Tabla N° 26.** Características Básicas y Formulación Óptima para diferentes Demulsificantes con Crudo Hamaca diluido en ciclohexano en CA: 500ppm [12]

demulsifier	HLB	MW	C <sub>b</sub> (ppm)	t <sub>500</sub> (min)
CP-1750-14	14 <sup>a</sup>	1750	220	10
CP-4600-19	19 <sup>a</sup>	4600	55	6
CP-8000-21	21 <sup>a</sup>	8000	42	40
extended nonionic	6 <sup>b</sup> -11 <sup>c</sup>	1836	150	5
extended ionic	39 <sup>b</sup> -20 <sup>c</sup>	1140	50	4
SM-15	15 <sup>a</sup>	1310	100	62

**Tabla N°27.** Factor de Caracterización.

Muestra	Kop (atm)	Kop(vacio)
Merey	10,03	