



UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA-MECÁNICA
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**ESTUDIO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA
ELECTRODESHIDRATADORA.**

**Trabajo final en opción al título Académico de
Especialista en Tecnología de refinación de petróleo.**

Autor: Ing. Adalberto Zitto Periaña.

Tutor : Esp. Ramiro Rodriguez Tabares.

Cienfuegos
2012

“Todos y cada uno de nosotros paga puntualmente su cuota de sacrificio consciente de recibir el premio en la satisfacción del deber cumplido, conscientes de avanzar con todos hacia el Hombre Nuevo que se vislumbra en el horizonte.”

Ernesto Guevara

Agradecimientos

Agradecimientos

A mi esposa:

A ti, Eneida por permitirme conocer el mundo de un modo distinto y enseñarme que el mismo está lleno de colores y matices.

A mis familiares:

Por estar siempre cuando los necesité y permitirme ser miembro de una familia tan unida.

A mis profesores:

Por enseñarme tantas cosas que me han servido para ser un profesional comprometido con mi profesión, sobre todo a mi tutor Ramiro por apoyarme tanto en mi tesis.

A mis amigos:

Por permitirme conocer qué es la amistad, sobre todo en los momentos difíciles.

Resumen

Resumen

Resumen

Esta investigación se realiza por la necesidad que tiene el departamento técnico de evaluar el funcionamiento de la desaladora de manera tal que contribuya en el proceso de toma de decisiones al respecto de la misma. Tiene por título: Estudio del funcionamiento de la Electrodeshidratadora y persigue como objetivo general determinar los parámetros operacionales que garanticen la operación eficiente de la misma para el crudo actualmente corrido en la refinería: "Camilo Cienfuegos". Para ello se utilizaron diferentes técnicas: Observación directa, entrevista oral, revisión de documentos, de igual manera se realizaron pruebas de campo y análisis de laboratorio que contribuyeron a lograr tal propósito.

Hoy no se utiliza la desaladora en todo su potencial, solo se drena el agua que pueda traer el crudo. Se expone que el crudo corrido presenta el % de sales en parámetros (menor de 5mg/l) por lo que no es necesario hacer uso de la misma. Sin embargo, este crudo tiene pH alto (básico) que ocasiona problemas de corrosión en los condensadores de tope de las torres T-101 y T-102 pues el material utilizado en las mismas es LATON (sensible a pH básico). Además el crudo procesado actualmente no trae declarado explícitamente su composición por lo que los altos valores de pH, hasta el momento, no tienen explicación, de ahí la importancia de determinar las condiciones de operación para su tratamiento y posterior procesamiento, es decir: determinar los valores óptimos de agua de lavado, la correcta preparación del desemulsionante y la utilización eficiente de la desaladora, constituye una premisa para esta organización.

Realizando pruebas de laboratorio se demuestra que lavando el crudo al 6% de agua y preparando el desemulsionante correctamente en el bloque de reactivos (siguiendo metodología propuesta) el pH disminuye a los valores permisibles y se atenúan los problemas de corrosión existentes. Esto, de conjunto con la propuesta de utilización del agua sulfúrica de los tambores de tope y los condensados de vapor como agua de lavado (su uso conllevaría un ahorro anual por concepto de agua de lavado de \$ 48 384) constituyen los principales aportes de la presente investigación.

Índice

Índice

	INTRODUCCIÓN	1
1	CAPÍTULO I. ESTUDIO BIBLIOGRÁFICO	7
1.1	Origen del petróleo.....	7
1.2	Composición y caracterización de los crudos del petróleo.....	8
1.2.1	<i>Productos del Petróleo</i>	8
1.2.2	<i>Propiedades que definen la calidad de un crudo</i>	9
1.3	Deshidratación de crudos.....	12
1.3.1	<i>Formación de las emulsiones agua en petróleo</i>	12
1.3.2	<i>Agentes emulsionantes</i>	13
1.3.3	<i>Propiedades involucradas en la estabilidad de la emulsión</i>	15
1.3.4	<i>Cómo prevenir la formación de la emulsiones</i>	18
1.3.5	<i>Mecanismo de ruptura de la emulsión</i>	18
1.4	Métodos de tratamiento.....	23
1.4.1	<i>Acción de la química deshidratante</i>	24
1.4.2	<i>Acción del campo eléctrico</i>	26
1.5	Aspectos prácticos y tecnológicos.....	29
1.5.1	<i>Aplicación del mapa de formulación</i>	29
1.5.2	<i>Pruebas de botella</i>	32
1.5.3	<i>Medición de la estabilidad</i>	34
1.5.4	<i>Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes</i>	36
1.5.5	<i>Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos</i>	37
1.6	Equipos utilizados en el proceso de electrodeshidratación.....	38
1.6.1	<i>Indicadores de calor y coalescedores electrostáticos</i>	38
1.7	<i>Conclusiones derivadas del análisis bibliográfico</i>	42
2	CAPÍTULO II: MATERIALES Y METODOS	43
2.1	Materiales y métodos.....	43
2.2	Desalación eléctrica en el refinado de un crudo.....	44
2.3	Descripción del proceso tecnológico en la etapa de electrodeshidratación.....	45
2.4	Estudio a diferentes % de agua de lavado.....	48
2.5	Consideraciones de diseño.....	49
2.6	Eficiencia de mezclado.....	50
2.7	Conclusiones parciales.....	52
3	CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA DESALADO	53
3.1	Estudio a diferentes % de agua de lavado.....	58
3.2	Estudio de la acción del desemulsionante.....	60
3.3	Acción corrosiva del desemulsionante. Preparación correcta.....	63
3.4	Aprovechamiento de condensados de vapor y agua sulfhídrica.....	65
3.5	Conclusiones parciales.....	71
4	CONCLUSIONES GENERALES	72
5	RECOMENDACIONES	73
6	BIBLIOGRÁFICAS	74
7	SIMBOLOGÍA	76
8	ANEXOS	77

Introducción

Introducción

INTRODUCCIÓN.

Unos 90 países producen petróleo, pero tan sólo un puñado de ellos genera el grueso de la producción mundial. En 2010, la producción mundial de petróleo asciende a 87.32Mb/d de las que aproximadamente 34.50Mb/d o sea el 39.50 por ciento, proceden de 13 países de la OPEP (Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, República Islámica del Iran, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Zona neutral, Angola, Ecuador y Venezuela). Los principales países productores de petróleo que no pertenecen a la OPEP son, entre otros, los Estados Unidos, México, Dinamarca, Noruega, el Reino Unido, la Federación de Rusia, China y Viet Nam.

El petróleo satisface un 50 por ciento de las necesidades totales de energía. Este no es solamente una materia prima esencial para más de 2000 productos finales, sino que también se utiliza en los medios de transporte, la calefacción, etc. La capacidad mundial de refinación de petróleo ha aumentado paulatinamente hasta alcanzar alrededor de 87.7 millones de barriles diarios de los que 43 millones, o sea un 53 por ciento, se refinan en países de la OPEP (**Annual Statistical Bulletin**).

El consumo actual en el mundo es de 87.3 millones de barriles diarios y de ellos un poco más de 34 millones son extraídos por los miembros de la Organización de países productores de Petróleo (OPEP).

En estos tiempos de altos precios del petróleo en el mundo (93.98 USD/b en el 2011) se precisa de la colaboración de todos, con un uso racional, para continuar con nuestro desarrollo económico y social.

El petróleo es un líquido negro, viscoso, oleaginoso, inflamable que se encuentra a 3 ó 4 Km de profundidad. Es una mezcla de diferentes sustancias denominadas hidrocarburos. Los hidrocarburos son los constituyentes más importantes en el petróleo crudo. Estos se presentan en forma de estructuras parafínicas, nafténicas, o aromáticas y de ligeras moléculas gaseosas (alcanos C1-C4), ceras pesadas o materia asfáltica. El resto de los constituyentes son compuestos orgánicos sulfurados, nitrogenados y oxigenados, también está compuesto por agua, sal y un número de componentes metálicos tales como vanadio (V), níquel (Ni) y sodio (Na).

Aunque las concentraciones de carbono e hidrógeno varían ligeramente en límites entre 82-87 % peso de carbono y entre 10-14 % peso de hidrógeno, las concentraciones individuales de los diferentes compuestos determinan las propiedades físicas del crudo que son altamente variables y dependientes del origen de este.

La refinación en Cuba depende de la importación de petróleo con características fisicoquímicas específicas debido a que el crudo cubano no presenta la calidad requerida para su procesamiento en las instalaciones que existen actualmente lo que obliga a mezclar crudo importado con petróleo crudo cubano.

Los productos que se obtienen en las refinerías cubanas son los siguientes: Gas licuado regular, Naftas y Solventes, Gasolina motor regular y especial, Queroseno, Diesel, Petróleos combustibles (Fuel Oil), Diesel marinos (Búnker), Cementos asfálticos y Asfaltos diluidos.

La Refinería de Petróleo "Camilo Cienfuegos", ubicada al norte de la bahía de Cienfuegos, es una de las grandes inversiones que se iniciaron con la colaboración de la desaparecida Unión Soviética, en la actualidad esta refinería se encuentra laborando como una empresa Mixta con la petrolera Venezolana PEDEVESA. Dentro de la misma se encuentra la Planta Combinada que está compuesta por tres sectores, siendo estos divididos en secciones:

En el Sector 1:

- La Sección 100 (destilación atmosférica).
- La Sección 400 (finales ligeros).
- La Sección 600 (hornos)

En el sector 2:

- La Sección 200 (hidrofinación y reformación de la nafta.)
- La Sección 600(hornos).
- La Sección 700 (compresores).

El sector 3:

- La Sección 300 (hidrofinadora de diesel, planta merox, caldera recuperadora y la planta de amina).

El crudo o petróleo crudo es de poco uso práctico en su estado natural. Su estructura molecular está formada por cadenas de Carbono e Hidrógeno, además contiene elementos considerados impurezas como el azufre, oxígeno, nitrógeno y ciertos metales que deben ser removidos.

Estas impurezas causan una variedad de problemas tales como envenenamiento de catalizadores, degradación del color, depósitos de sedimentos, niebla y consisten de tales componentes como ácidos nafténicos, resinas, mercaptanos y sulfuro de hidrógeno, los cuales son solubles en el petróleo.

Los diversos tipos de petróleo crudo contienen proporciones diferentes de productos, por tanto donde es posible hacerlo, se prefieren los tipos de petróleo que han de rendir de manera más económica los productos requeridos.

Si varía la demanda o se cambia el tipo de petróleo crudo empleado, quizás sea necesario hacer modificaciones en la planta elaboradora.

En dependencia del tipo de petróleo crudo y sus características requiere de un pre tratamiento para la disminución de impurezas, agua y contaminantes en unidades diseñadas al efecto.

De acuerdo a las normas existentes el crudo se define en condiciones de explotación en una refinería si en su contenido existe no más de 0.1 % de agua, ya que el agua presente en el crudo puede dar lugar a problemas de inestabilidad operacional en las columnas de destilación atmosférica, no más de 40 mg de sales, ya que el cloruro de las sales presentes en el crudo puede hidrolizarse en presencia de agua a temperaturas entre 200 °C y 250 °C para formar HCL y ocasionar problemas de corrosión en el tope de las columnas de destilación atmosférica. En las refinerías el crudo debe recibirse con bajo contenido de sales según las normas existentes para la industria. En las destilaciones primarias de refinación las sales no deben sobrepasar los 5mg/l. Por eso es necesaria una profunda desalación porque cuando se realiza la destilación primaria del crudo, las sales disueltas en él producen una alta corrosión en los aparatos tecnológicos de las plantas influyendo en la vida útil de los mismos lo que provoca mayor cantidad de reparaciones.

El fuel oil en el cual se deposita una gran cantidad de sales, presente en los crudos de gran cantidad de azufre provoca un aumento en la corrosión lo cual da lugar a que se anticipe el deterioro del sistema de horno y del equipamiento que lo compone, haciendo también influencia negativa en las bombas.

Las sales de arsénico las cuales se quedan implícita en la destilación primaria que son las que posteriormente forman parte de la materia prima de alimentación en los procesos catalíticos causan un efecto negativo en los catalizadores que son de un alto precio.

Por eso es fundamental el proceso de electrodeshidratación (Proceso Físico-Químico) para eliminar agua y sales. Hoy existe ineficiencia en la extracción de sales y agua en el proceso de electrodeshidratación de nuestra refinería.

Antecedentes del trabajo:

La etapa de desalación eléctrica no está siendo aprovechada al máximo en la refinería por las siguientes razones:

- El contenido de sales que está trayendo el crudo es generalmente por debajo de 5 mg/l, parámetro que se acepta para el proceso de refinación.
- Rotura en el aislamiento eléctrico de las parrillas de EDH en la segunda etapa de desalación.
- Alto consumo de electricidad.

Las irregularidades en el funcionamiento de los EDH ha ocasionado daños en el proceso que son de difícil valoración (Inestabilidad en el comportamiento del pH, arrastre de agua y sólidos, etc.), pero sin dudas afectan de forma significativa la eficiencia del mismo.

Fundamentación de la situación problemática:

Basados en el bajo contenido de sales que generalmente trae implícito el crudo se ha creado la tendencia de no emplear los Electro deshidratadores como esta normado en la filosofía de operaciones de la Planta y no se a realizado un estudio de las consecuencia negativas que provoca la no remoción del agua, los sedimentos y otras sustancias que trae el crudo y que no aparecen de forma explícita en los informes de ensayo que se realizan al crudo cuando lo recibimos

Problema Científico:

¿Cómo es posible garantizar la operación eficiente de la Electrodeshidratadora?

Hipótesis:

Si se dosifica correctamente el Desemulcionante, se emplea el % de agua requerido será posible eliminar mayor cantidad de sales y otras sustancias regulando los valores del pH de forma eficiente.

Objetivo General:

Determinar los parámetros operacionales que garanticen la operación eficiente de la Electrodeshidratadora.

Objetivos Específicos:

1. Evaluar el estado actual de la operación en la Electrodeshidratadora.
2. Caracterizar las corrientes en la Desaladora.
3. Determinar los parámetros operacionales para el funcionamiento eficiente de la Desaladora.
4. Determinar la dosis de desemulcionante a utilizar.
5. Evaluar la incorporación de los condensados de la planta y el agua sulfhídrica de los tambores de tope de la T-101 y T-102 a la operación de la Desaladora.
6. Evaluar la factibilidad técnica económica.

Recursos utilizados:

Se utilizara la recolección y análisis de datos, análisis de laboratorio, simulación del proceso.

Resultados Esperados:

Mayor eficiencia en el proceso de desalado, disminuir los gastos operacionales.

Evaluación económica:

Se realiza la valoración económica correspondiente sobre la base de ahorro de agua y desemulcionante, así como la disminución de la corrosión por los efectos de la regulación del pH y el uso óptimo del desemulcionante.

Descripción de la estructura del trabajo:

Se realiza un estudio de la bibliografía existente y de los trabajos relacionados con el funcionamiento de la desaladora. Posteriormente para determinar la dosis de desmulcionante optima se simula el funcionamiento de la misma aplicando diferentes dosis. Para determinar el % de agua de lavado se emplearan variantes que incluyan todos los rangos posibles señalados en las bibliografías consultadas. Cada variante contara de tres muestras para minimizar los posibles errores.

Se realiza un estudio de la cantidad de condensado que se obtiene en la planta y la factibilidad de llevarlos hasta el Tambor de alimentación de agua a la desaladora, así como el costo de dicha operación. Realizar un estudio de factibilidad para emplear el agua sulfhídrica proveniente de los tambores de tope de la T-101 y la T102. Después de realizar el despojamiento del H₂S en un tambor con un serpentín de vapor, calcular la cantidad de vapor necesario para el proceso de despojamiento. Realizar estudio para determinar el grado de corrosión del desmulcionante a altas concentraciones.

Capítulo 1

Capítulo 1

CAPÍTULO I. ESTUDIO BIBLIOGRÁFICO.

1.1 Origen del petróleo.

El origen del material conocido como “petróleo” data desde hace entre 30 y 180 millones de años a causa del depósito en los fondos marinos de restos orgánicos, animales y vegetales, plancton, algas, etc., Esta enorme cantidad de materia orgánica no se pudo transformar totalmente mediante la acción de las bacterias en condiciones aerobias, por el pobre oxígeno en el fondo oceánico; lo que se produjo fue un lento proceso de transformación química en condiciones anaerobias a altas temperaturas y presiones que con el pasar de los años acabaron por originar una mezcla sumamente compleja de hidrocarburos desde el metano (CH_4) hasta moléculas con más de 100 átomos de carbono. *(Muñecas, M.A. 2005)*

Con el paso del tiempo, este material migró desde su lugar original de formación, a través de rocas porosas, hasta otros lugares impermeables donde quedó atrapado formando grandes bolsas, en que se produjo una segregación por densidades: agua en la parte inferior; petróleo, líquido viscoso de aspecto negro y oscuro, en la parte intermedia; y gas en la parte superior. Algunos yacimientos solo contienen gas en forma del denominado Gas natural, compuesto fundamentalmente por hidrógeno y metano.

Los yacimientos pueden localizarse en tierra y bajo el mar a diferentes profundidades que pueden llegar a varios miles de metros. Los procedimientos de extracción varían según el tipo y condiciones del pozo. *(Lluch, J. 2000).*

El petróleo se des gasifica al ser extraído del yacimiento: primero de forma natural debido al cambio de presión y, posteriormente, en columnas estabilizadoras que separan por cabeza la fase gas y, por fondo, el líquido al que se denomina “ crudo de petróleo”, apto ya para su transporte y almacenamiento en tanques. *[Parkash, S. 2003]*

1.2 Composición y caracterización de los crudos del petróleo.

Debido a este origen tan diverso del petróleo, ya sea por organismos de los procesos naturales inicialmente existentes como por las condiciones del proceso de transformación, los crudos de petróleo presentan una enorme variedad.

Desde el punto de vista químico, se encuentran diferencias de estos en cuanto a composición hidrocarbonada, propiedades físicas y presencia de impurezas y heteroátomos. Los principales elementos químicos de los crudos son los indicados en el Anexo 1.1.

Los crudos de petróleo también pueden clasificarse en función del tipo de cadenas orgánicas hidrocarbonadas predominantes, que serían: parafinas (alcanos C_nH_{2n+2}), naftenos C_nH_{2n} y aromáticos C_nH_n (Ver Anexo 1.2). Asimismo, el peso molecular medio de las cadenas que componen los crudos es sumamente variable, desde las más simples (parafinas ligeras) hasta las más complejas (compuestos aromáticos polinucleares), sumamente refractarias y difíciles de procesar. [Muñecas, M.Á. 2005]

La proporción de hidrocarburos ligeros a pesados tiene un impacto muy importante en el precio del crudo, ya que guarda relación directa con el costo de tratamiento y el rendimiento de los productos finales de gasolinas, gasóleos, etc que se obtienen en la refinería.

En varios lugares del mundo son reconocidos diferentes crudos de referencia: en Europa es el Brent del Mar del Norte, mientras que en Estados Unidos es el West-Texas. Los crudos más pesados son: Irán Pesado, Maya, Merlín etc. Los que tienen un precio de mercado inferior.

1.2.1 Productos del Petróleo.

Básicamente la tecnología permite la obtención industrial de tres categorías de productos combustibles:

Gases a presión y temperatura ambiente.

- Gas natural
- Gas de Refinería
- Propano (comercializado como líquido)
- Butano (ídem)

Líquidos.

- Motonaftas
- Aeronaftas
- Queroseno (Kerosén), Solventes Industriales
- Combustibles para aviones a reacción (Jet Fuel)
- Gas oil
- Diesel oil
- Fuel oil

Sólidos.

- Coque de petróleo

El gas natural no es un producto propio de la refinación en las denominadas refinerías, pero su obtención está vinculada a operaciones de estabilización y destilación en unidades próximas a los centros de producción, similares a las operaciones de una refinería. Estas plantas llamadas de recuperación de gases, o compresoras, son diseñadas específicamente para tratar el material disponible en su zona de influencia, o sea la producción local de gases y gasolina asociada al petróleo.

En lo que respecta a los productos líquidos en su mayoría son mezclas de las distintas corrientes provenientes de las unidades de operaciones y procesos de la refinería. Las mezclas se optimizan para lograr la calidad que el productor pretende, con el menor costo final.

1.2.2 Propiedades que definen la calidad de un crudo.

Una serie mínima de propiedades permiten un conocimiento básico, primario, de la calidad de un crudo, se trata de su densidad, contenido en azufre y curva TBP. El conocimiento de estas propiedades permite una diferenciación entre los crudos en términos de ligero o pesado según el valor de API, rendimientos en destilación mediante su curva TBP y el contenido en azufre que permite una primera valoración de sus dificultades de procesamiento. [Lluch, J. 2000].

La densidad de un crudo es un indicador de su composición hidrocarbonada. En general se mide en grados API definidos por la fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{SpGr_{60/60^{\circ}F}} \quad (1.1)$$

La densidad en °API se define a partir de la densidad relativa, peso específico 60/60°F que se refiere al cociente entre la densidad del crudo a 60 °F (15.5 °C) y la del agua también a esa temperatura.

Físicamente, la densidad API da una idea de la composición más o menos ligera de un crudo, que será más ligero cuanto mayor es su °API, con mayor proporción de destilados ligeros y por lo tanto más favorable para la obtención de productos destilados de mayor valor añadido como gasolinas y gasóleos mediante un esquema de refino simple, mientras que un crudo con menor °API, más pesado, necesitará de un esquema de refino más complejo que incluya procesos de conversión para obtener los mismos destilados. Los crudos ligeros están en el rango de 43 a 30 °API, y los pesados de 23-10 °API. La determinación de la densidad se realiza mediante el ensayo normalizado ASTM-D1298 o ensayo equivalente en otras normas nacionales o internacionales.

El contenido en azufre de un crudo es otro factor importante, ya que se trasladará casi en su totalidad a los productos de refino, que están sometidos a fuertes restricciones de calidad respecto a su contenido. Será necesario eliminarlo de forma adecuada mediante una serie de procesos industriales que encarecen la operación, por esta razón, los crudos de bajo azufre necesitarán unos procesos más suaves y normalmente su valoración en el mercado será superior al de alto azufre. El azufre puede presentarse como ácido sulfhídrico y mercaptanos en fracciones más ligeras, como sulfuros cíclicos y tiofenos en las fracciones intermedias y como moléculas aún más complejas en las fracciones pesadas. Una terminología que a veces se presta a confusión, clasifica a los crudos en dulces y agrios en función de su contenido en azufre, inferior al cero punto cinco % para los primeros y superior al dos % para los segundos. El resto serían intermedios. En cualquier caso, los compuestos de azufre, además de tóxicos y corrosivos, provocan el envenenamiento de los catalizadores del refino, por lo que se eliminan en reactores de HDS (hidrodesulfuración). [*Muñecas, M.Á. 2005*]

Los rendimientos de las diferentes fracciones que se pueden obtener del crudo son muy importantes, y estos rendimientos vienen dados por la curva de destilación, que se puede obtener experimentalmente en el laboratorio siguiendo normas estándar ASTM.

El mejor método es la medida de lo que se conoce como curva TBP (Punto inicial de ebullición) según el método ASTM D-2892-03 , que emplea una columna de fraccionamiento de 14 a 18 platos teóricos, con una relación de reflujo de cinco : uno y que permite la destilación de productos hasta una temperatura final equivalente (AET) de 400 °C. La temperatura final equivalente se utiliza para referir los datos obtenidos a presiones por debajo de la ambiente a la destilación a 760 mm Hg.

A presión atmosférica a partir de los 400 °C, los crudos empiezan a transformarse químicamente y a coquizarse, lo que falsearía los resultados obtenidos. Por tanto para continuar el proceso de destilación hasta agotar los compuestos volátiles del crudo es necesario disminuir la presión y es la destilación a vacío, la norma de referencia es la ASTM D-5236. En la figura del Anexo 1.3 muestra tres curvas típicas (atmosférica) para estos crudos con propiedades totalmente diferentes: un crudo ligero Brent, 38 °API, y un crudo pesado Maya, 20 °API y Arabia Ligero, 33 °API. [*Muñecas, M.Á. 2005*]

Una gran ventaja de disponer del dato de destilación TBP es que permite segregar cortes de productos y obtener cantidad suficiente de cada uno de ellos (cero punto dos-cero punto cinco litros) como para caracterizar sus propiedades. Otra ventaja de este tipo de destilación es que pueden obtenerse fracciones con intervalo de ebullición muy estrecho, determinar sus respectivos rendimientos, caracterizarlas por separado (determinado, por ejemplo azufre en cada corte) luego proceder a recombinarlas y determinar las propiedades de la mezcla. Esto permite una gran flexibilidad y margen de maniobra que no es posible de hacer en la unidad industrial, pero que es de suma utilidad para la optimización de la operación.

Otra forma rápida de clasificar un crudo se basa en el cálculo del factor de Kuop o factor de caracterización de Watson, definido como:

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{TBP_m}}{SpGr_{60/60} \text{ } ^\circ F} \quad (1.2)$$

Donde TBP_m es la temperatura media de ebullición del crudo en ° Rankine, y el peso específico se obtiene a 60/60 al igual que para los °API. Los valores de Kuop de los crudos oscilan entre los 12-13 para crudos parafínicos, 10.5-11.5 para los nafténicos. y menor que 10.5 los aromáticos. [*Dawe, R.A. 2000*]

Otra serie de parámetros que son fundamentales en el crudo por ejemplo para su transportación, almacenamiento y trasiego son: la viscosidad, el punto de congelación o vertido, el punto de inflamación. En función de las condiciones de procesamiento son importantes tener en cuenta: el contenido de sales, el contenido de aguas, sedimentos y metales así como la acidez y corrosión.

1.3 Deshidratación de crudos.

La **deshidratación de crudos** es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la Figura 1.1

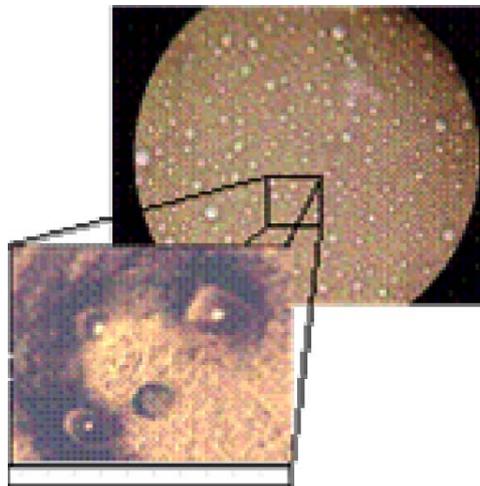


Figura 1.1: Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.

1.3.1 Formación de las emulsiones agua en petróleo.

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos.

La fase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad en el agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son **macro-emulsiones W/O** con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μm .

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El **A&S** es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que **A&S** también es llamada Agua y Sedimento Básico (**A&SB**).

Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper.

En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada **agua libre**.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extrapesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro.

En este trabajo, la palabra “**agua**” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

1.3.2 Agentes emulsionantes.

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

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

Los **surfactantes naturales** se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos.

Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días.

Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electrocoalescencia.

La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Aumenta la tensión interfacial. Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.
- Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla. En la Figura 1.2 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

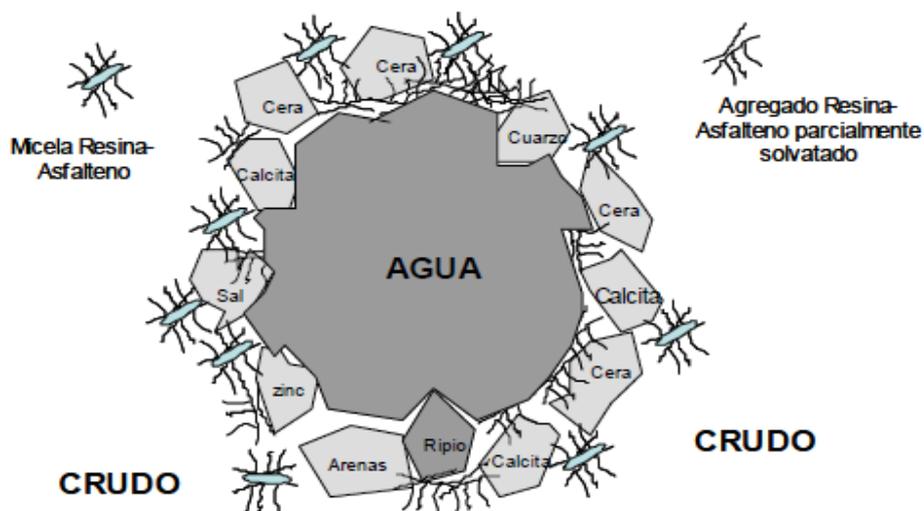


Figura 1.2: Representación grafica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.

1.3.3 Propiedades involucradas en la estabilidad de la emulsión.

- El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades (Salager 1987 a):
- **Tensión interfacial.** Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.
- A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas y asfaltenos.
- **Viscosidad de la fase externa.** Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión.
- **Tamaño de la gota.** Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.
- **Relación de volumen de fases.** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.
- **Temperatura.** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de la temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no – aniónicos.
- **pH.** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite.

- Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.
- **Envejecimiento de la interface.** A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- **Salinidad de la salmuera.** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua
- favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.
- **Tipo de aceite.** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.
- **Diferencia de densidad.** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.
- **Presencia de cationes.** Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

1.3.4 Cómo prevenir la formación de la emulsiones.

Las emulsiones se forman en el aparataje de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos recomiendan inyectar el surfactante a fondo de pozo para prevenir la formación de la emulsión.

Las recomendaciones anteriores no siempre son posibles lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación (Salager 1987 a).

1.3.5 Mecanismo de ruptura de la emulsión.

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys y Davies en 1971 estas etapas se reducen a tres:

➤ **Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas:**

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las **leyes de Stokes** (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, ecuación 1.3) o de **Hadamard** (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 1.4), pero sí son menores de 5 μ m está presente el movimiento Browniano.

$$V_S = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s r^2 \quad (1.3)$$

$$V_H = V_S \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad (1.4)$$

Donde:

V_S = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm^3).

g = aceleración de gravedad (cm/s^2).

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

η_e = viscosidad de la fase externa (cp).

η_i = viscosidad de la fase interna (cp).

f_s = factor de Stokes ($1/\text{cm.s}$)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensen. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados (Salager 1987 a), para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación (1.3), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la Figura 1.3 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

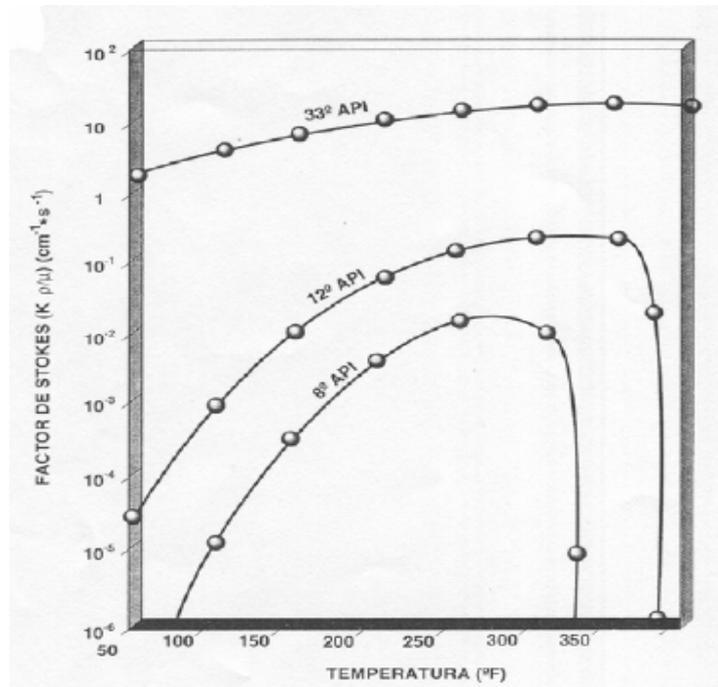


Figura 1.3: Variación del Factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.

➤ **Etap 2. Drenaje de la película**

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una **película intergota**, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micra o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å.

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye.

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, Figura 1.4 (a), (b).

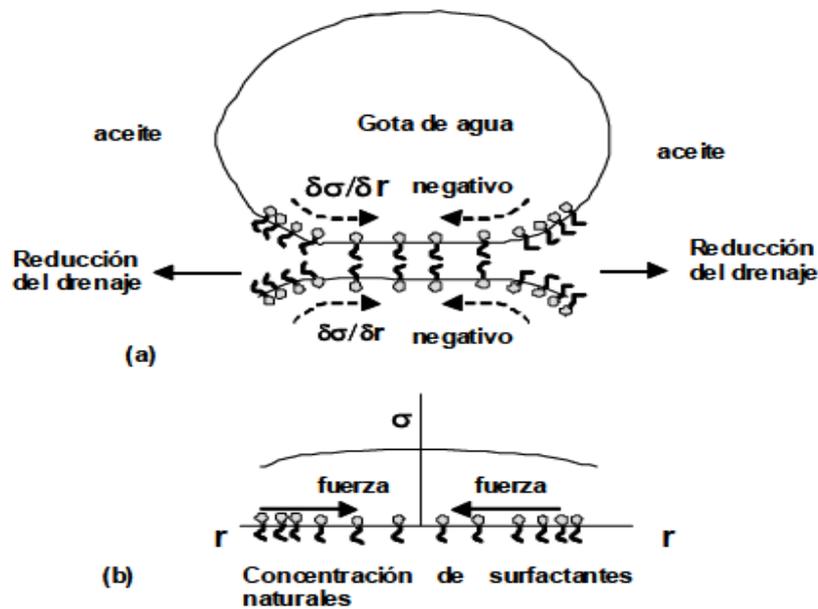


Figura 1.4: Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales (a). Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada (b).

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de desmenuzantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, Figura 7 (a), (b).

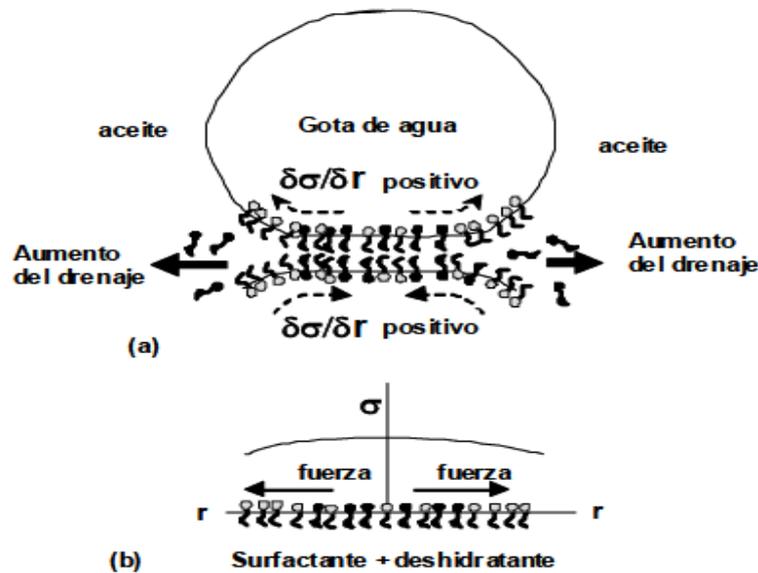


Figura 1.5: Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película (a). Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada (b).

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionante en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia.

Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica (Salager 1987 b).

➤ Etapa 3. Coalescencia

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra).

También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación (Vold y Groot 1962), fuerzas capilares con filtros coalescedores (Spielman y Goren 1962) o fuerzas electrostáticas (Cottrell y Speed 1911).

1.4 Métodos de tratamiento.

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O.

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado.

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida.

1.4.1 Acción de la química deshidratante.

Diferentes estudios (Salager 1987a) han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsionantes está asociado a la formulación óptima del sistema ($SAD = 0$, siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante).

La formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante para la fase acuosa y para la fase oléica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación (salinidad, , temperatura, entre otras) sobre el equilibrio hidrofílico/lipofílico entre el surfactante y su ambiente físico-químico (Salager 1999, Salager et al., 1979 a,b,c).

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra-baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica.

Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (modelo de los surfactantes naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (modelo agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable (Salager 1987 b). La formulación óptima es independiente de la concentración de surfactante y de la cantidad de la fase media, el surfactante es atrapado en una microemulsión.

Por lo general, los desemulsionantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes.

Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas. En la tabla 1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones W/O.

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de SAD = 0.

Tabla 1.1: Historia del uso de los deshidratantes.

Período	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1.000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado
1930	1.000	Sulfonatos de petróleo, ésteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
Desde 1935	100 – 500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100	Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas p-alquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30 – 50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
Desde 1976	10 – 30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5 - 20	Poliesteramianas y sus mezclas

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, N° 3, pp. 334-338.

1.4.2 Acción del campo eléctrico.

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{q_1 \cdot q_2}{4\pi\epsilon_0 x^2} \quad (1.5)$$

Donde q es la carga de la gota, x es la distancia entre los centros de las gotas y ϵ_0 la permitividad de la fase continua. La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico. Para una gota cargada por contacto directo con un electrodo, la fuerza resultante se reescribe:

$$F = \left[\frac{\pi^2}{6} \right] 4\pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon_0 E^2 \quad (1.6)$$

Siendo ϵ_{oil} la constante dieléctrica relativa del crudo y E el campo eléctrico.

Esta fuerza ocasiona que la gota cargada migre hacia el electrodo de carga opuesta y se inicie entonces el contacto con otras gotas, permitiendo la coalescencia. Para dos gotas polarizadas de igual tamaño alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F = 3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_0 E^2 \frac{d^6}{x^4} \quad (1.7)$$

En un campo D.C. (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga, dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua.

En el caso de corriente continua (A.C.), una gota cargada tenderá a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como: ionización, adsorción preferencial de iones a la interfase (doble capa eléctrica) o transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica (Burriss 1977).

En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes D.C. sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua (Burriss 1977). Este principio se esquematiza en la Figura 1.6, donde se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente.

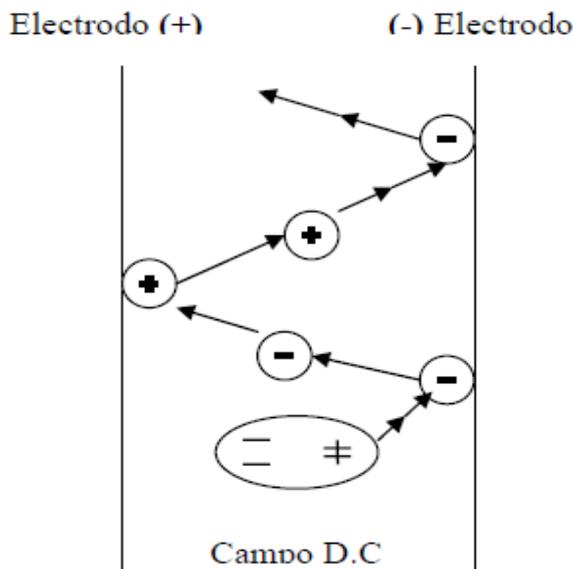


Figura 1.6: Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.

A medida que la gota entra en el alto gradiente D.C. entre los electrodos, éste le induce una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria.

Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales D.C. retienen a las gotas de agua hasta que sean lo suficientemente grandes como para sedimentar.

Considerando lo anteriormente expuesto para un sistema de una emulsión W/O con miles de gotas de agua. Las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente) tenderán a colisionar entre sí, por lo cual la coalescencia ocurrirá más rápido. Este fenómeno también hace que gotas en medios más viscosos colisionen, y es necesario altas temperaturas.

Otro ejemplo, es el perfil corriente-voltaje obtenido en la deshidratación electrostática de una emulsión agua en crudo aplicando un campo eléctrico D.C. de 1.000 Voltios/cm y una dosificación de 100 ppm de química deshidratante (resina fenol formaldehído), (Ver Figura 1.7). Se observa que inicialmente la corriente aumenta de manera considerable, luego alcanza un máximo y después disminuye hasta valores cercanos a cero.

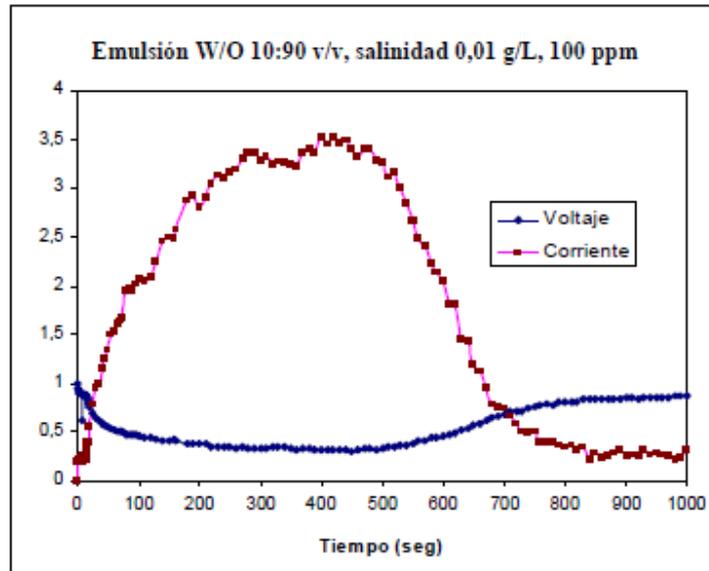


Figura 1.7: Perfil intensidad de corriente-voltaje en función del tiempo durante la deshidratación electrostática de una emulsión de agua en petróleo crudo.

Taylor (1988) encontró que la forma de tales perfiles puede explicarse de la siguiente manera:

- Un periodo inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadena como si fuera un rosario;
- Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión;
- Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo;
- Una región caracterizada por una conductividad altamente errática, eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua de la emulsión debido al progreso de coalescencia entre las gotas.

Taylor (1988) sugirió lo siguiente: el proceso inicial es capacitivo, resultando quizás de la conducción superficial en las gotas de agua que se tocan, más que de la conducción a través de las gotas. Esta fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad de la fase aceite, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado.

En la última región la conducción ocurre a través de las gotas (coalescencia), y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje aplicado y la presencia de aditivos químicos; a mayor voltaje o mayor concentración de química, más rápida es la deshidratación. En la Figura 1.8 se ilustra esquemáticamente el proceso de electrocoalescencia.

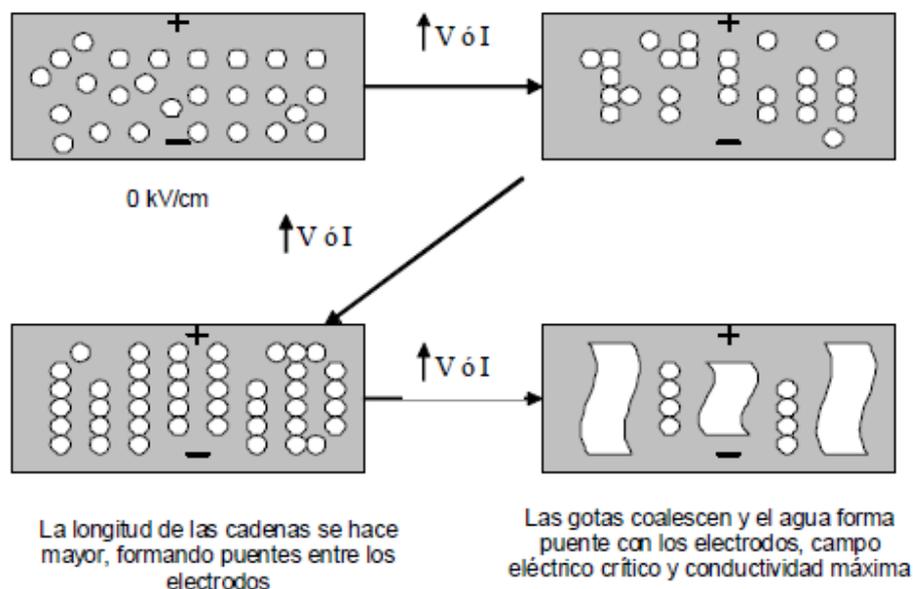


Figura 1.8: Esquema de un proceso de electrocoalescencia.

1.5 Aspectos prácticos y tecnológicos.

1.5.1 Aplicación del mapa de formulación.

En la historia de un pozo ocurre en general un aumento paulatino del porcentaje de agua producida. Uno de los problemas más severos es el aumento de viscosidad de las emulsiones W/O con el contenido de agua, el cual provoca problemas de bombeo y de reducción de la producción.

Para encontrar solución a este problema conviene estudiar la influencia de las variables de composición conjuntamente con la de la variable generalizada de formulación SAD ó HLD. A tal efecto se usan sistemas modelos compuestos por un ternario surfactante-aceite-salmuera. Tales sistemas poseen dos variables independientes de composición, las cuales se expresan en general, como la concentración de surfactante y la relación agua-aceite WOR (Salager 1987a).

La concentración del surfactante tiene una influencia general bien definida (Anderéz 1984).

Debajo de una cierta concentración “crítica” no hay suficiente surfactante en el sistema para estabilizar una emulsión. Al contrario, el WOR tiene un efecto más difícil de entender, ya que éste se combina con el de la formulación.

Se sabe (Becher 1977; Lissant 1974) que un aumento del contenido de agua de una emulsión W/O (formulación SAD > 0) termina siempre por invertirse en una emulsión O/W cuando el porcentaje de agua llega a 70-80%.

El mapa bidimensional de formulación-composición (por ejemplo, SAD-WOR) es extremadamente útil para explicar el papel de la química deshidratante cuando se añade a la mezcla agua-crudo en el fondo de pozo antes de la formación de la emulsión (Salager 1987a).

Para tratar un sistema susceptible de producir una emulsión W/O estable ubicada en B+ ó A+ (SAD > 0) por efecto de los surfactantes naturales, basta añadir un surfactante hidrofílico disuelto en una fase aceite, de manera tal que al combinarse con los surfactantes naturales produzca SAD = 0 o SAD levemente negativo, como se muestra en la Figura 1.9, caso 1. En tales condiciones, se obtendrá una emulsión W/O inestable.

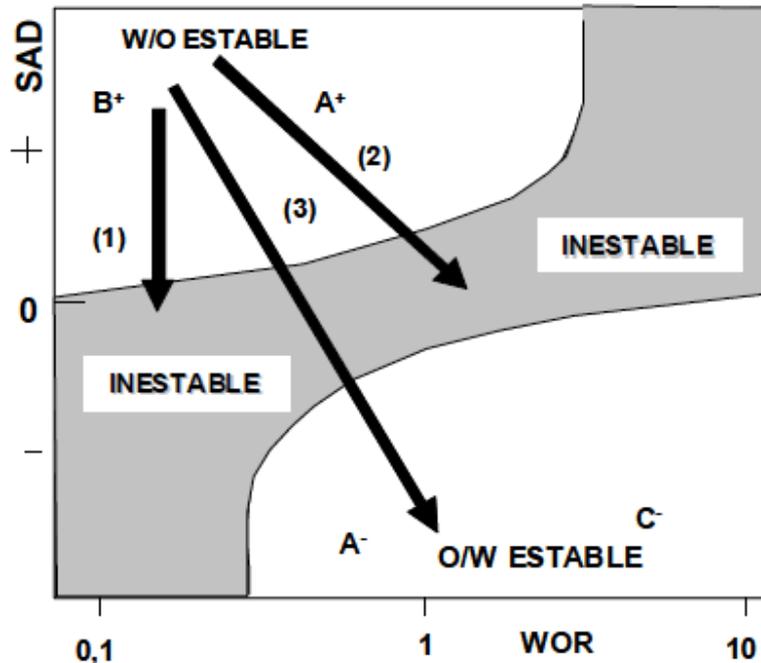


Figura 1.9: Utilización del mapa de formación – WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O (1-Deshidratación, 2-Desalación, 3-Producción de emulsiones O/W estables)

Si al mismo sistema se añade un surfactante hidrofílico disuelto en una cantidad notable de agua, de forma que el SAD resultante sea cero en la frontera A^+ / A^- ó levemente negativo en A^- , se obtendrá una emulsión O/W inestable, Figura 1.9 caso 2. Este puede ser mejor que el caso 1 si el crudo es viscoso, ya que la emulsión W/O puede ser difícil de bombear.

Si se añade un surfactante hidrofílico y agua en cantidades suficientes para producir $SAD < 0$ en la zona A^- , se puede obtener una emulsión O/W estable, Figura 1.9 caso 3, lo que puede ser interesante para ciertos tipos de aplicaciones, como es el caso de transporte de crudos pesados (Grosso et al., 1984) ó la producción de emulsiones combustibles.

En la mayoría de los casos el problema es diferente y consiste en añadir la química deshidratante a una emulsión ya estabilizada por surfactantes naturales. En lo que concierne a la deshidratación, el cambio de B^+ ($SAD > 0$) al límite de B^+ / B^- ($SAD = 0$) ó a B^- ($SAD < 0$ cerca de cero), y el cambio de B^+ ó A^+ al límite A^+ / A^- ($SAD = 0$) ó a A^- ($SAD < 0$) producen esencialmente los mismos efectos que para un sistema pre-equilibrado.

Con el objeto de que la analogía se aplique a sistemas crudo/agua es necesario que se cumpla la regla de mezcla entre los surfactantes naturales y la química deshidratante y, por otra parte, que el agente deshidratante pueda migrar rápidamente a la interfase para combinarse con los surfactantes naturales. Este último requisito implica que el agente deshidratante se incorpore al sistema en un vehículo solvente miscible con la fase externa de la emulsión que se ha de romper (Salager 1987 a).

1.5.2 Pruebas de botella.

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

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte.

La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como **Pruebas de botella**, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

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

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

En la Figura 1.10 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeneiza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo.

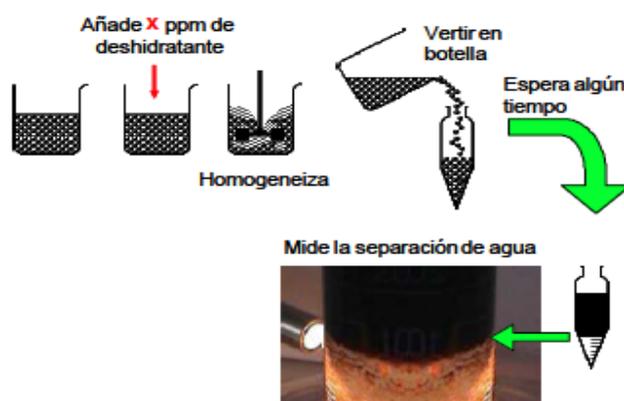


Figura 1.10: Esquemización del procedimiento para la aplicación de la prueba de botella.

Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar $\frac{1}{2}$ ó $\frac{2}{3}$ del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

En la Figura 1.11 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

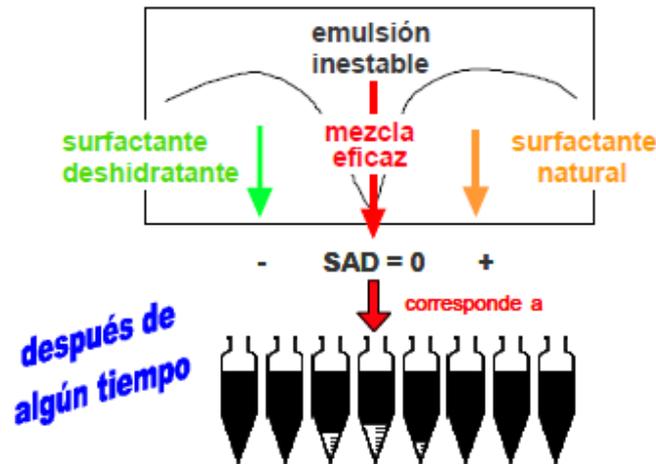


Figura 1.11: Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de la botella en un mapa de estabilidad-formulación.

1.5.3 Medición de la estabilidad.

La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo. Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota en el tiempo. Desde el punto de vista experimental, tal medición implica bien sea que se tome una muestra o que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa.

El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse solo una vez porque altera el estado del sistema.

Por lo tanto, la estabilidad de una emulsión se relaciona en general con el volumen de las fases separadas. Después de algún tiempo, el sistema se separa típicamente en tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas: la interna (coalescida) y la externa (clarificada).

Se ha demostrado recientemente que estos criterios dan resultados satisfactorios cuando se les da una buena interpretación (Salager 1999).

La Figura 1.12 indica la fracción de volumen coalescido en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen, este periodo de iniciación corresponde a la sedimentación de gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas “no se tocan”.

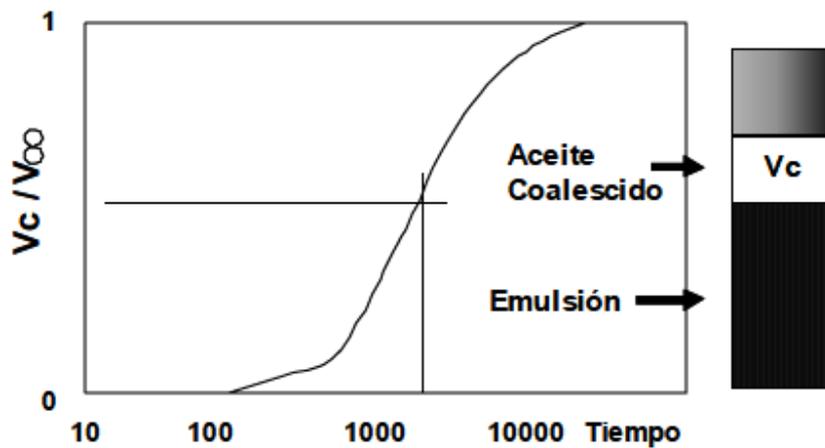


Figura 1.12: Fracción de volumen coalescido o clarificado en función del tiempo.

En realidad, las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre las interfases empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retraso en el proceso de coalescencia.

Cuando las películas intergotas llegan a alcanzar un espesor del orden de 200 Å son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen de fase separado.

Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva, cuya forma sigmoide puede interpretarse como la función acumulativa de una distribución normal o log-normal, lo que no es de extrañar por el carácter aleatorio del proceso de ruptura.

Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad (u otra fracción) del volumen de fase interna, por ejemplo, el tiempo en el cual $V_c/V_\infty = 1/2$ ó $2/3$, siendo V_c el volumen coalescido y V_∞ el volumen total o fijado usado como referencia, como se muestra en la Figura 1.13.

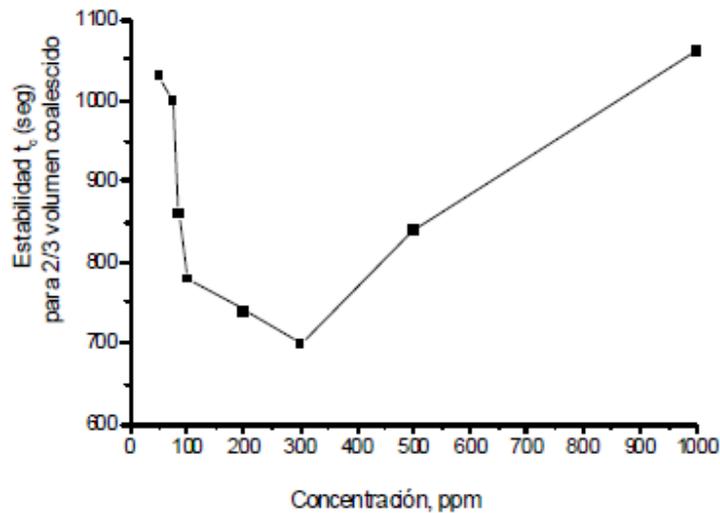


Figura 1.13: Variación de la estabilidad de la emulsión W/O en función de la concentración del deshidratante para la coalescencia de 2/3 del volumen fijado V

1.5.4 Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes.

La adsorción de un surfactante en una superficie gas- líquido o una interfase líquido- líquido produce una reducción de la tensión interfacial, que favorece tanto la deformación y la ruptura de la interfase, como la formación de sistemas dispersos (emulsiones o espumas), o la movilización del petróleo residual en la recuperación mejorada de crudos, entre otros fenómenos de gran interés industrial.

Midiendo la evolución de la tensión interfacial en función del tiempo para sistemas SOW (surfactante-aceite-agua) se puede obtener importante información sobre la cinética de adsorción del surfactante deshidratante y su influencia en la estabilidad de la emulsión.

Los efectos cinéticos más importantes en la ruptura de emulsiones son:

- El producto más eficaz para una formulación SAD = 0 parece ser aquel que se adsorbe más rápido en la interfase para bajar la tensión interfacial (Breen 1995; Goldszal y Bourrel, 2000).
- La transferencia de masa del deshidratante hidrofílico desde el aceite hacia la interfase depende de: a) Su peso molecular y estructura; (b) La fuerza motriz (hidrofilicidad); (c) Calidad de la formulación (tensión interfacial); (d) Presencia de aditivos acelerador de transferencia (Fillous et al., 1999; Salager et al., 2002).

- La eficiencia de una variedad de surfactantes puede ser comparada en función de un nuevo parámetro denominado tiempo característico t_D ($= h^2/D$, h es la profundidad de adsorción y D el coeficiente de difusión; $h = T_{eq}/C_\infty$ siendo T_{eq} la concentración superficial al equilibrio y C_∞ la concentración en el seno de la fase líquida, Ferri y Estebe 2000): Mientras más pequeño es el valor de t_D más rápido se alcanza el equilibrio. Si el coeficiente de difusión varía débilmente para surfactantes de tamaño similar, las diferencias en la velocidad de adsorción pueden ser atribuidas a la profundidad de adsorción; la cual está determinada por las isothermas de adsorción al equilibrio.

1.5.5 Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos.

El estudio de los efectos sinérgicos de los aditivos químicos es de gran importancia en las operaciones de producción en la industria petrolera, lo cual ha recibido recientemente atención debido al incremento de las restricciones ambientales y de los costos de producción en los cuales el uso de aditivos químicos juega un papel importante.

Los aditivos químicos son utilizados para combatir varios problemas operacionales tales como corrosión, presencia de espumas y formación de emulsiones no deseadas. Aunque se ha encontrado que la química puede ser efectiva cuando se usa sola, no hay garantía que tenga un buen rendimiento cuando están presentes como parte de un cocktail de aditivos en la producción de fluidos que entran al separador primario. Poco es conocido acerca de las interacciones entre estos aditivos químicos y sus efectos en la separación de las fases gas/aceite/agua.

Yang et al. (1996) investigaron la manera en la cual los aditivos químicos interactúan y sus efectos sobre la estabilidad de emulsiones con miras a desarrollar estrategias para la reducción del inventario de químicos.

Ambas mediciones de tensión interfacial y presión superficial han sido suficientemente aplicadas para identificar las interacciones químicas y/o los efectos sinérgicos entre los aditivos.

Tales efectos fueron encontrados entre desemulsionantes, inhibidores de corrosión y agentes antiespumantes. Inhibidores de corrosión solubles tanto en agua como en aceite incrementan la estabilidad de la emulsión significativamente. En cambio, los anti-espumantes tienen poca influencia.

Hay evidencias de efectos sinérgicos entre los surfactantes naturales del petróleo crudo. Por ejemplo, fracciones fenólicas puras que se encuentran abundantemente en extractos alcalinos son interfacialmente inactivas, sin embargo, mezclas de fenoles y ácidos carboxílicos exhiben una alta actividad interfacial y en algunos casos las especies apareadas como los carboxifenoles. Indicaciones cualitativas de las interacciones y efectos sinérgicos entre fracciones de asfaltenos y resinas fueron también reportadas por Sjöblom et al. (1992).

Poco se ha encontrado en literatura acerca de los efectos sinérgicos e interacciones químicas entre los aditivos de producción, aunque la importancia de tales efectos sobre la ruptura de emulsiones fue mencionado por Urdhal et al. (1993). Trabajos recientes en el laboratorio FIRP arrojaron evidencias de tales efectos usando mezclas de deshidratantes.

1.6 Equipos utilizados en el proceso de electrodeshidratación.

1.6.1 Indicadores de calor y coalescedores electrostáticos.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

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

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

Coalescedores electrostáticos

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, (Ver Figura 1.14). La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “**Sección de calentamiento**”. La segunda sección es llamada “**Sección central o control de nivel**” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “**Sección de asentamiento**” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite.

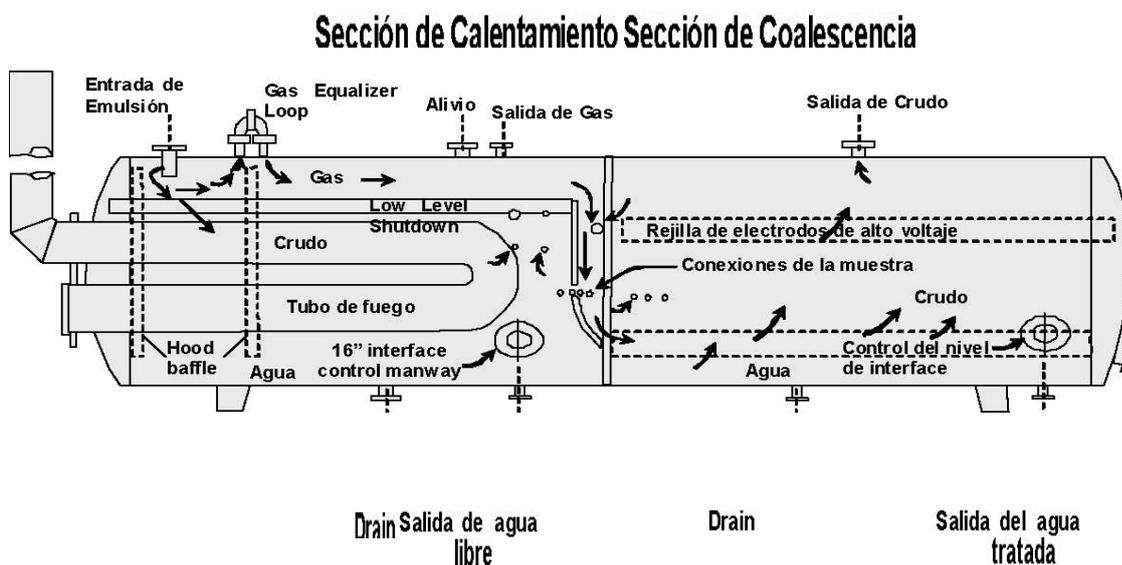


Figura 1.14. Deshidratador electrostático.

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán et al., 1996).

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr. Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kiloVoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

1.7 Conclusiones derivadas del análisis bibliográfico

- En todas las bibliografías consultadas para la elaboración del presente trabajo se atribuye una importancia colosal al proceso de deshidratación del crudo, incluso de aquellos cuyo contenido de sales es extremadamente bajo.
- Con este tratamiento se eliminan sales, residuos orgánicos y minerales lo que trae una mejora significativa del proceso.
- Repercute de forma directa en la calidad de todos los derivados de la destilación, la conservación de los catalizadores, mayor durabilidad de los equipos y aparatos, etc.

Capítulo 2

Capítulo 2

CAPÍTULO II: MATERIALES Y METODOS.

2.1 Materiales y métodos.

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos anteriormente mencionados (adición de desemulsionante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0,2-1 % volumen.

La salinidad de la fase acuosa varía desde 100 ppm hasta la saturación, que es de 300.000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20.000-150.000 ppm (2 a 15 % peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30.000-43.000 ppm (3 a 4,3 % peso) de sales disueltas. El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruro, expresado como cloruro de sodio equivalente por 1.000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles, LMB o en inglés Pounds per Thousand Barrels, PTB).

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refinerías usualmente desalan el crudo de entrada entre 15 y 20 PTB para el caso de refinerías sencillas, en aquellas de conversión profunda las especificaciones pueden ser más exigentes, alcanzando valores de 1 PTB (Layrisse et al., 1984).

2.2 Desalación eléctrica en el refinado de un crudo.

El petróleo que viene de la planta contiene las sales hasta 300mg/l.

El agua contenida en el petróleo (hasta 1% peso) con sales disueltas en la misma, esencialmente con cloruros, es no solamente una impureza innecesaria, sino provoca una corrosión fuerte de los equipos de procesamiento de petróleo y empeora la calidad de los combustibles, inyecta para los procesos catalíticos. Al calentar el petróleo a la presencia incluso de las huellas de agua tiene lugar hidrólisis intenso de cloruros con el desprendimiento del agente fuerte de corrosión del cloruro de hidrogeno. La hidrólisis de cloruros va de acuerdo con las ecuaciones siguientes:



Aumentando la temperatura, la velocidad de hidrólisis de cloruros se aumentará considerablemente. De los cloruros contenidos en el petróleo el que se hidroliza más fácilmente es el MgCl_2 , luego sigue el CaCl_2 y el NaCl_2 se hidroliza con más dificultad en comparación con los citados arriba. Para oprimir la corrosión de cloruro de hidrogeno de los aparatos de ELOU – AT se preveía el suministro de la solución al 1% de álcali de la solución al 2% de cobre – amoníaco (Kroonoks “C”) al petróleo desalado y de la solución al 2% del inhibidor de corrosión a las líneas del reflujo de tope y a las líneas de tope de las columnas de la Unidad AT.

Para extraer sales, todo el petróleo se somete a la desalación. Para ello el petróleo se mezcla con intensidad con el agua dulce en los mezcladores y la emulsión formada del agua en el petróleo se destruye y se dispara en un campo eléctrico de los electrodeshidratadores.

La destrucción más rápida y completa de las emulsiones de petróleo se alcanza al calentar el petróleo con el empleo del reagente efectivo, solución al 2% del desemulsionante. La desalación del petróleo se efectúa por un esquema de dos etapas. El enfriamiento del agua de descarga ELOU se efectúa en el enfriador de aire hasta 55⁰C y luego en el enfriador de agua hasta 40⁰C y el petróleo desalado y deshidratado va a la destilación atmosférica.

2.3 Descripción del proceso tecnológico en la etapa de electrodeshidratación.

El petróleo crudo fluye a la succión de la P-01-101 y es bombeado por dos flujos paralelos a través de los intercambiadores de calor, calentándose a cuenta de regeneración de calor de los productos derivados de petróleo.

A la succión de la bomba de inyecto se suministra la solución al 2% del desemulsionante procedente del bloque de reactivos y parte del agua de lavado desde las P-01-117, 117R. En el flujo de petróleo hasta los intercambiadores de calor está instalado un medidor de flujo.

El primer flujo de petróleo se calienta sucesivamente en los IC 1,2-E 01-101 petróleo -1 reflujo de circulación de la torre T-01-102 e IC 1,2-E-01-104 petróleo –fuel.

El inyecto constante del 1 reflujo de circulación de la torre T-01-102 a los IC 1,2-E-01- 101 se mantiene por un medidor de flujo con la corrección de la temperatura en el plato de salida de la Fr(120-180⁰C) de la columna T-01-102 por medio de un regulador de temperatura.

La distribución del petróleo por los flujos se observa por controladores de flujo.

La temperatura del petróleo a la salida de IC 1,2-E-01-104 es regulada por un regulador cuya válvula está instalada en el desvío del portador de calor.

El segundo flujo de petróleo se calienta sucesivamente en los IC 1,2-E-01-102 petróleo -2^o reflujo circulante de la torre T-01-102 e IC 1,2-E-01-103 petróleo -3^{er} reflujo circulante de la torre T-01-102.

La temperatura del petróleo a la salida de los IC 1,2-E-01-103 es regulada y la válvula está instalada en el desvío del portador de calor.

El suministro constante del 2^o reflujo circulante a los IC 1,2-E-01-102 se mantiene por un medidor de flujo con la corrección de temperatura en el plato de salida de la Fr (180-230⁰C) de la torre T-01-102 por medio de un regulador de temperatura.

El suministro constante del 3^{er} reflujo circulante a los IC 1,2-E-01-103 se mantiene por un medidor de flujo con la corrección de la temperatura en el plato de salida de la Fr (230-270⁰C) de la columna T-01-102 por un regulador de temperatura.

Después de los intercambiadores de calor el petróleo se mezcla con el agua de lavado en los eyectores – mezcladores 1,2-Y-01-101 y fluyen a los electros deshidratadores que operan en paralelo de la primera etapa 1,2 D-01-101. La distribución del petróleo por los flujos que se dirigen a los electros deshidratadores 1,2 D-01-101 se observa por dos controladores de flujo y el flujo de agua que entra a los mezcladores 1,2-J-01-101 también es medido por dos controladores de flujo.

Los electros deshidratadores son aparatos cilíndricos horizontales de 160m³ de capacidad que operan a la temperatura de 120⁰C y a la presión de 1.4 MPa o 14 atm.

El petróleo se introduce a los EDH por debajo a través de los distribuidores que crean un flujo uniforme del petróleo en el campo eléctrico de abajo hacia arriba. En el campo eléctrico de alto voltaje tiene lugar una destrucción de la emulsión artificial, obtenida por medio de mezclar el petróleo con el agua y desémulsionante, así se separa el agua del petróleo.

El petróleo parcialmente desalado y deshidratado a través de los dos distribuidores superiores de los EDH de la primera etapa se dirigen a los EDH de la segunda etapa 1,2D-01-102, ante los EDH de la 2 etapa el petróleo también se mezcla con el agua en los eyectores – mezcladores 1,2-J-01-102, (Ver Anexo 2.1).

La operación de los EDH de la 2 etapa es similar a los de la 1 etapa. En los EDH de la 1 y 2 etapa 1,2-D-01-101 y 1,2-D-01-102 se prevé una señalización de aparición de bolsones de gas, desconectando la tensión eléctrica para los EDH.

El petróleo desalado y deshidratado después de la 2 etapa de desalación eléctrica con una temperatura de 110⁰C – 120⁰C con dos corrientes fluye a los intercambiadores de calor.

La primera corriente se calienta sucesivamente en los IC 1-E-01-105 petróleo desalado Fr (270 – 350⁰C), 1-3-E-01-106 petróleo desalado –fuel La segunda corriente del petróleo se calienta en los IC 2-E-01-105 petróleo desalado Fr 270-350⁰C, 4-6-E-01-106 petróleo desalado –fuel Luego ambos flujos del petróleo calentados y unidos en un solo flujo se dirigen a la columna T-01-101 para la rectificación. Ante los intercambiadores de calor al petróleo desalado se le inyecta la solución al 1% de álcali, procedente del Bloque de reactivos para proteger los aparatos contra la corrosión.

El agua de lavado se inyecta a los EDH en sentido contrario al del petróleo con el fin de mezclar el agua limpia con el petróleo parcialmente desalado. En cada etapa de desalación se prevé la circulación de una parte del agua de drenaje con el objetivo de aumentar la cantidad total del agua para el lavado del petróleo.

Los efluentes salinos del fondo de los EDH de la 1 etapa 1,2-D-01-101 a través de una válvula reguladora de nivel en los EDH fluyen al decantador D-01-109 donde son decantados del petróleo arrastrado.

El agua salada del fondo de los EDH de la 2 etapa 1,2 -D-01-102 a través de una válvula reguladora de nivel en los EDH, fluyen hacia el decantador D-01-108 donde es decantado del petróleo arrastrado.

El petróleo desde la parte superior de los decantadores D-01-108 y D-01-109 es unido en un solo flujo se dirige a través del enfriador de agua E-01-116 con temperatura de 50⁰C a la succión de la P-01-101, 101R.

El agua para el lavado del petróleo procede del 1 sistema de recirculación de agua y se inyecta al tambor D-01-107. El suministro de agua constante al tambor D-01-107 se regula por un medidor de flujo con la corrección en el nivel por el tambor D-01-107 por un regulador de nivel.

Una parte del agua del tambor D-01-107 con la P-01-117,117R es suministrada a la succión de la P-01-101, 101R. La presión adecuada en las líneas de suministro de petróleo arrastrado y de agua de lavado a la succión de la P-01-101, 101R se mantiene automáticamente por medio de un regulador de presión, con la corrección de la presión en el tambor de decantación de petróleo L-01-109 por un regulador de presión.

Otra parte del agua del tambor D-01-107 con la P-01-117, 117R se suministra a los EDH de la 2 etapa para el lavado del petróleo parcialmente desalado. Su flujo se mide por un control de flujo. A dicha agua se le añade el agua salada recirculante procedente del decantador D-01-108. El agua salada de los EDH de la 2 etapa se descarga al decantador D-01-108 de donde una cantidad determinada es suministrada con la P-01-118, 118R a la recirculación a 1,2- D-01-102 y el resto se dirige a los EDH de la 1 etapa para lavar el petróleo crudo.

El inyecto constante de agua de lavado a la 2 etapa de la desalación eléctrica es regulado por un regulador de flujo.

Al agua salada que va para el lavado del petróleo crudo se le añade la solución salina recirculante procedente del decantador D-01-109.

La solución salina de los EDH de la 1 etapa se descarga al decantador D-01-109 de donde una cantidad determinada es suministrada con la P-01-128, 128R a la recirculación al 1,2-D-01-101.

El inyector constante de la solución salina del D-01-109 es regulado por un regulador de flujo.

Para el lavado del petróleo crudo se usa también una cantidad determinada del agua de recirculación proveniente de la P-01-117, 117R, su flujo es controlado por un controlador de flujo.

La cantidad de balance de la solución salina del D-01-109 se enfría en el enfriador A-01-109 de aire y luego en el enfriador de agua E-01-120 y con una temperatura de 40⁰C y presión de 0.3 MPa o 3Kgf/cm² se dirige desde la planta a las instalaciones de tratamiento de agua de la refinería.

Antes de entrar al enfriador E-01-120 a la solución salina se añade el agua sulfhídrica procedente de los tambores de reflujo D-01-103, D-01-104, D-01-106.

El nivel en el decantador D-01-109 se mantiene por medio de un regulador de nivel cuya válvula está instalada en la línea de salida de la solución salina del enfriador de aire A-01-109.

Al pasar los intercambiadores de calor el petróleo calentado, desalado y deshidratado con una T= 225⁰C y P = 6 atm, viene a la rectificación a la torre T-01-101.

2.4 Estudio a diferentes % de agua de lavado.

Dentro de los objetivos a estudiar se encuentra la cantidad de agua e emplear, por dos razones primordiales en primer lugar la eficiencia del proceso de desalado depende de la cantidad de agua que se emplea entre otros factores y en segundo lugar por las exigencias y regulaciones que existen en la actualidad para hacer un uso óptimo de este recurso natural.

En un primer momento se procede a realizar pruebas de laboratorio para ver el efecto de lavar el crudo con agua trabajando la desaladora como está establecido. Se trató de simular las condiciones de la desaladora en el laboratorio. Fue utilizado un embudo separador de 1000 ml y fueron recolectadas muestras de crudo en el toma muestra de la planta, fijándose además un inyector de 500 ml.

Por literatura el agua de lavado debe añadirse del 4-7%. Para tener un resultado más abarcador fue incluido del 3-8% (Ver Tabla 3.2) de los 500 ml a emplear en el embudo separador.

Tabla 3.2: Muestra de ml de inyectado de agua y su correspondiente %.

% de inyectado de agua.	Inyectado de agua en ml.
3%	15 ml
4%	20ml
5%	25 ml
6%	30 ml
7%	35 ml
8%	40 ml

Fuente: Elaboración propia.

El desemulsionante a emplear debe ser 20 g/ton de crudo. Asumiendo el inyectado a planta de 380 m³/h, teniendo la densidad del desemulsionante que es de 1.03g/cm³ se calculó la cantidad a añadir equivalente al 2% de la disolución que se preparo en balón de 100ml con agua destilada. Entonces se utilizo 0.5 ml de esta disolución como inyectado de desemulsionante en los 500ml de crudo a desalar.

2.5 Consideraciones de diseño.

La cantidad de agua requerida en el proceso es una función de la:

- Salinidad del agua emulsionada y del agua fresca.
- Cantidad de agua emulsionada.
- Eficiencia de mezclado.
- Nivel de deshidratación.
- Especificación del contenido de sal en el crudo requerida o PTB.
- Nivel de deshidratación:

Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente es importante reducir el porcentaje de agua del crudo deshidratado para mantener baja su salinidad.

Esto explica el uso frecuente de los tratadores electrostáticos para reducir el porcentaje de agua remanente en el crudo a valores de 0,1-0,15 % volumen, ya que sin el campo electrostático el agua remanente en el crudo varía entre 0,2-1 % volumen. En muchos casos es muy difícil alcanzar valores de 0,5 % de agua sin el uso de los tratadores electrostáticos.

2.6 Eficiencia de mezclado.

Después de la deshidratación el agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el seno del crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción ϕ del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante $(1-\phi)$ del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente “ ϕ ” se considera como la eficiencia de mezclado.

Para la selección de un sistema de tratamiento óptimo de un crudo específico, deben considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, entre los cuales se citan:

- Características de la emulsión.
- Gravedad específica del crudo y del agua de producción.
- Características corrosivas del crudo, el agua de producción y el gas asociado.
- Tendencias a la deposición de sólidos y generación de incrustaciones del agua de producción.
- Volúmenes de fluidos a tratar y contenido de agua en el crudo.
- Tendencias a la deposición de parafinas y asfaltenos del crudo.
- Presiones de operación deseables en los equipos.

Además de los factores antes mencionados para la selección del sistema de tratamiento, los cuales a su vez permiten escoger los separadores electrostáticos en aquellos casos en que las emulsiones esperadas sean de alta estabilidad, por lo que debe considerarse una serie de parámetros básicos asociados a la acción del campo electrostático. Entre estos factores se cuentan (Lowd et al., 1967; Burris 1974, 1978):

- Temperatura de separación.
- Factor de carga (barriles de crudo tratado por día/área de rejilla electrostática), el cual define el tiempo de retención del crudo como la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Voltaje o diferencia de potencial requerida por unidad de longitud de separación de rejillas.
- Factor de velocidad de sedimentación (el cual relaciona las propiedades físicas del crudo y el agua, y representan la fuerza impulsora de la separación gravitacional).
- Especificación del contenido de sal en el crudo requerida o PTB.

La dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante ($1-\phi$) del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente “ ϕ ” se considera como la eficiencia de mezclado.

2.7 Conclusiones Parciales.

- El agua contenida en el petróleo (hasta 1% peso) con sales disueltas en la misma, (esencialmente con cloruros) no es solamente una impureza innecesaria, sino que provoca una corrosión fuerte de los equipos de procesamiento de petróleo y empeora la calidad de los combustibles.
- Es necesario que los EDH trabajen en las dos etapas y de forma permanente.
- Es importante reducir el porcentaje de agua del crudo deshidratado para mantener baja su salinidad.

Capítulo 3

Capítulo 3

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA DESALADORA.

Esta investigación se realiza por la necesidad que tiene el departamento técnico de evaluar el funcionamiento de la desaladora de manera tal que contribuya en el proceso de toma de decisiones al respecto de la misma. La etapa de desalación eléctrica no está siendo aprovechada al máximo en la refinería por las siguientes razones:

- El contenido de sales que está trayendo el crudo es poco, generalmente por debajo de 5 mg/l, parámetro que se acepta para el proceso de refinación.
- Rotura en el aislamiento eléctrico de las parrillas de EDH en la segunda etapa de desalación.
- Alto consumo de electricidad.

Si se toma en cuenta que solo se hace pasar el crudo precalentado en el primer banco de intercambio para drenar el agua por decantación, esto quiere decir que no se está inyectando agua de lavado, por consiguiente no se aplica el campo eléctrico ni se le adiciona el desemulsionante (VAPEN DEMUL 45).

En este sentido se hizo necesario recopilar datos e información que permitiera hacer una evaluación del funcionamiento de la desaladora para emitir posteriormente recomendaciones al respecto. Para ello se utilizaron diferentes técnicas: Observación directa, entrevista oral, revisión de documentos, de igual manera se realizaron pruebas de campo y análisis de laboratorio que contribuyeron a lograr tal propósito.

Se inicia el estudio revisando la densidad del crudo antes y después de los EDH (Ver Figura 3.1) es de señalar que este aspecto no presenta diferencias significativas con relación a lo pactado para que la planta trabaje de forma eficiente. Posteriormente se analiza el comportamiento de las sales de entrada y salida (Ver Anexo 3.1) a los EDH para determinar la cantidad de sales eliminadas al emplear los mismos como decantadores, (Ver Figura 3.2).

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

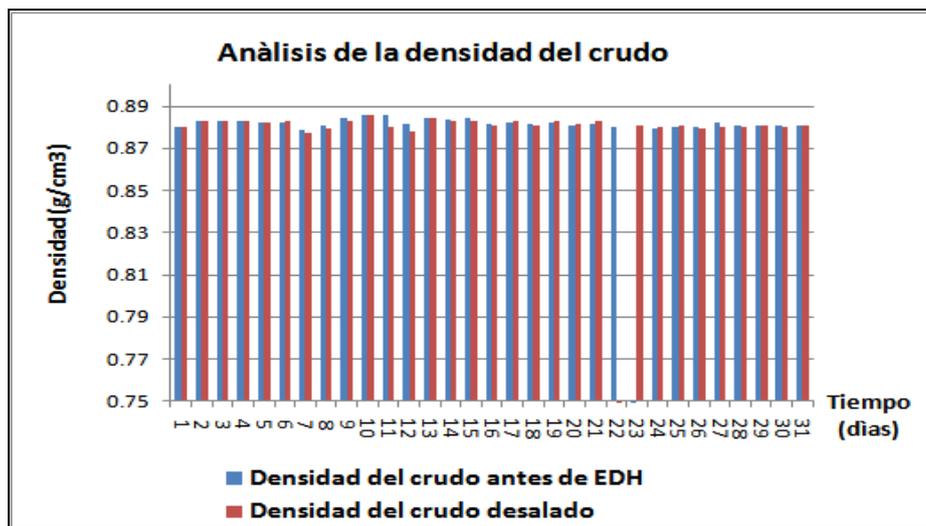


Figura 3.1: Análisis de la densidad del crudo.

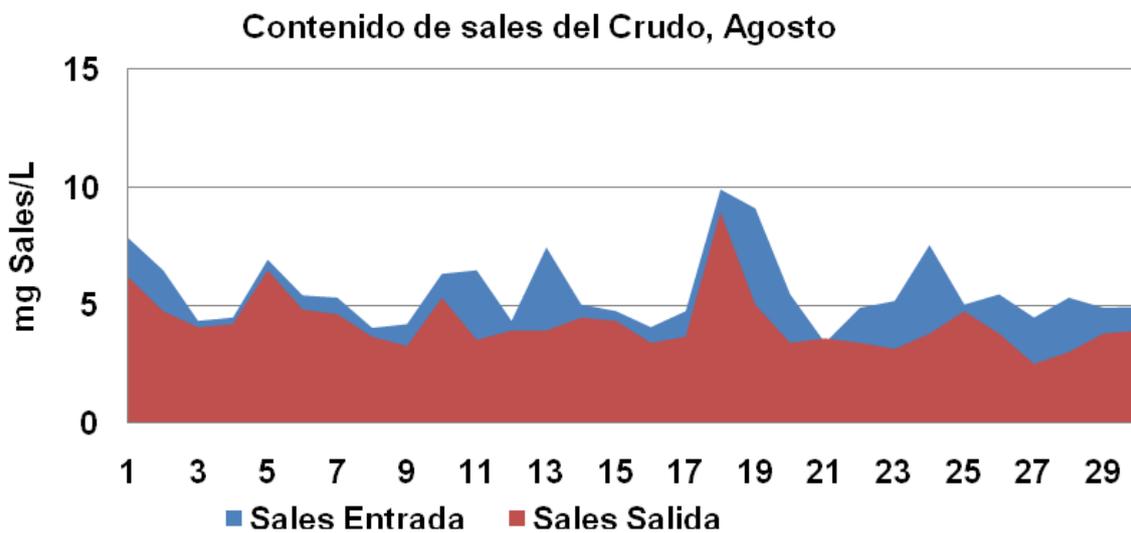


Figura 3.2: Contenido de sales del crudo.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Al analizar el crudo que se está corriendo, pudo observarse que su pH medido en el agua sulfhídrica a la salida de los tambores de reflujos de tope de las torres T-101 y T-102 (Ver Anexo 3.2) es alto (Ver Figura 3.3 y 3.4), este debiera estar entre valores ligeramente ácidos 5.5-6.5 lo que trae consigo una afectación por corrosión en los condensadores de tope de dichas torres pues estas son de material LATON (Cu-Zn) y el cobre es arrastrado perdiendo espesor la lámina, en las Figuras 3.5 y 3.6 corroboran este planteamiento, ya que los resultados de los análisis de laboratorio que especifican sales de Cu a la salida de los tambores de tope que dan por encima de las especificaciones para tal caso, (Ver Anexo 3.3)

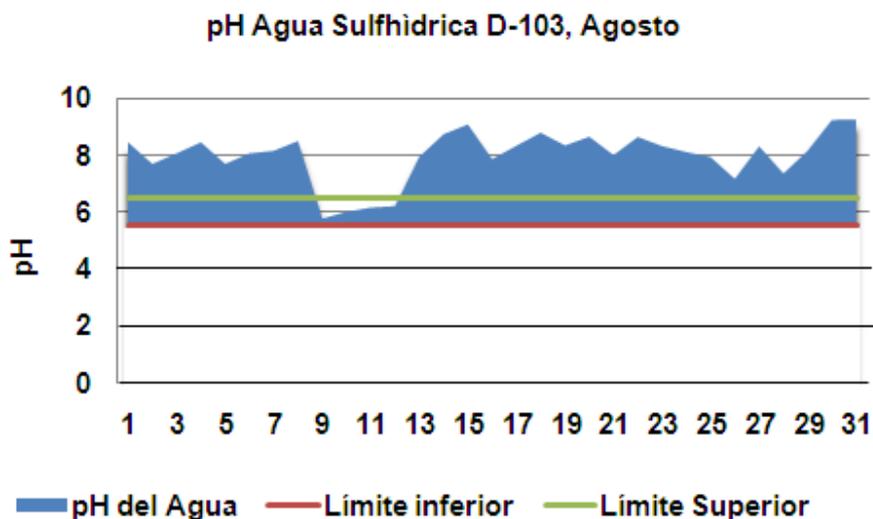


Figura 3.3: pH medido en el agua sulfhídrica a la salida del tambor de reflujos del tope de la torre T-101.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

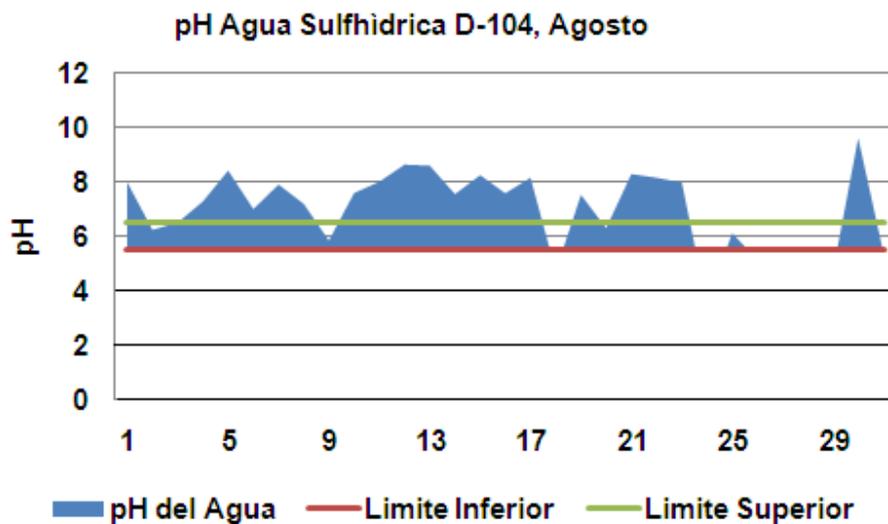


Figura 3.4: pH medido en el agua sulfhídrica a la salida del tambor de reflujó del tope de la torre T-102.

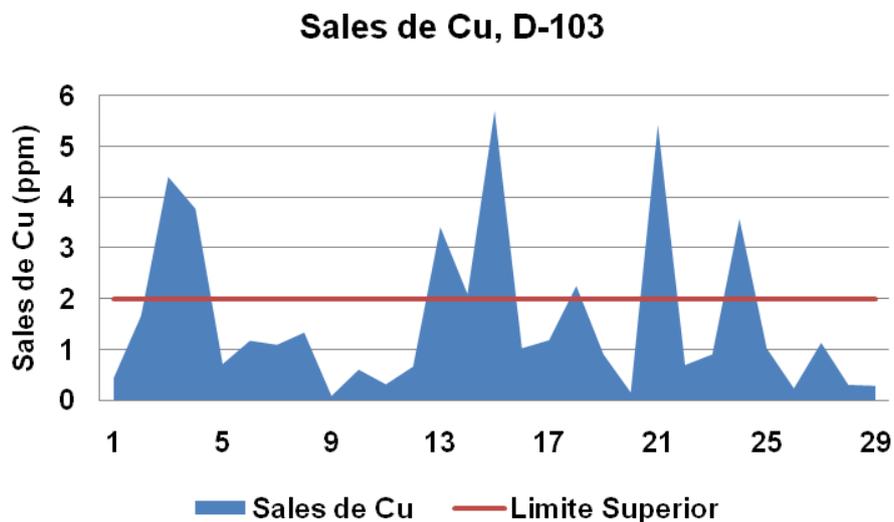


Figura 3.5: Sales de Cu a la salida del tambor D-103.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

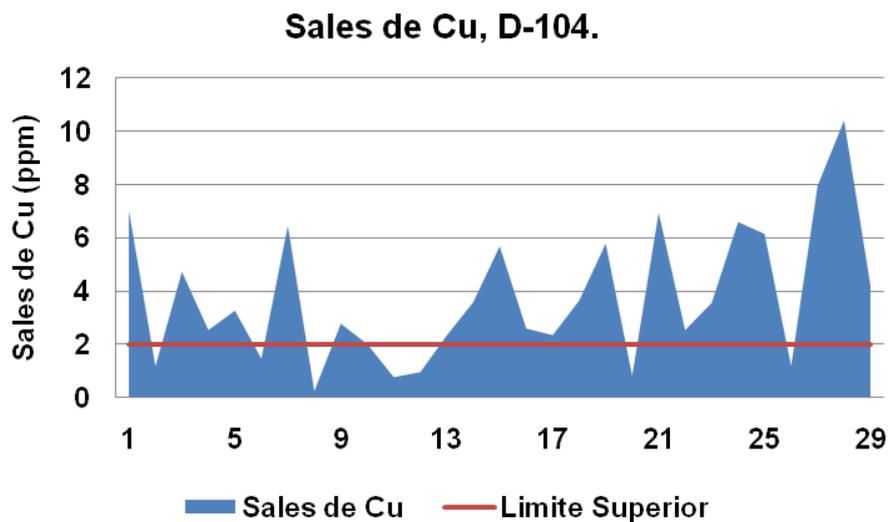


Figura 3.6: Sales de Cu a la salida del tambor D-104.

Es válido señalar que el crudo que se procesa actualmente en la Refinería no trae declarado explícitamente su composición (Ver Tabla 3.1) por lo que los altos valores de pH, hasta el momento, no tienen explicación, de ahí la importancia de determinar las condiciones de operación para su tratamiento y posterior procesamiento, es decir: determinar los valores óptimos de agua de lavado.

La correcta preparación del desemulsionante y la utilización eficiente de la desaladora, constituye una premisa para esta organización.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Tabla 3.1 Informe de ensayo.

INFORME DE ENSAYO

No de Registro:12318	Procedencia: BT- PETION	Fecha: 05/06/2013
----------------------	----------------------------	-------------------

Determinación.	U/M	Método	Resultados Obtenidos	Especificación
Densidad a 15°C	g/cm ³	ASTM D - 1298	0.8934	Reportar
Gravedad a 15°C	°API	ASTM D - 1298	26.8	Reportar
Azufre Total	%m/m	ASTM D - 4294	1.457	Reportar
Agua por Destilación	%v/v	ASTM D - 95	0.1	Reportar
Agua y Sedimento	%v/v	ASTM D - 1795	0.2	Reportar
Contenido de Sales	mg/l	ASTM D - 3230	6.79	Reportar
Otros aspectos a tener en cuenta:				

Por lo antes expuesto no debemos simplemente relacionar el proceso de lavado del crudo con el objetivo de eliminar el contenido de sales implícito en el mismo pues en esta actividad estamos eliminando otras sustancias que están afectando el proceso aguas abajo.

3.1 Resultados del proceso de lavado.

Contando con los medios de laboratorio necesarios, inyector de crudo, agua, disolución de desmenujante se realizaron los análisis determinando sales de entrada a muestra de crudo y sales de salida a crudo desalado así como pH al agua sulfhídrica que separamos drenando las muestras en el embudo separador. Se obtuvieron los siguientes resultados, (Ver Tabla 3.2).

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Tabla 3.2 Resultados del proceso de lavado.

Muestra	H ₂ O %	Sales de Salida mg/l	pH
Patrón			
1	3	3.67	6.96
2	4	3.63	6.24
3	5	3.55	6.00
4	6	3.54	5.75
5	7	3.47	5.32
6	8	3.43	5.27

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Se tomo como valor de sales del crudo a la entrada 4.35 mg/l.

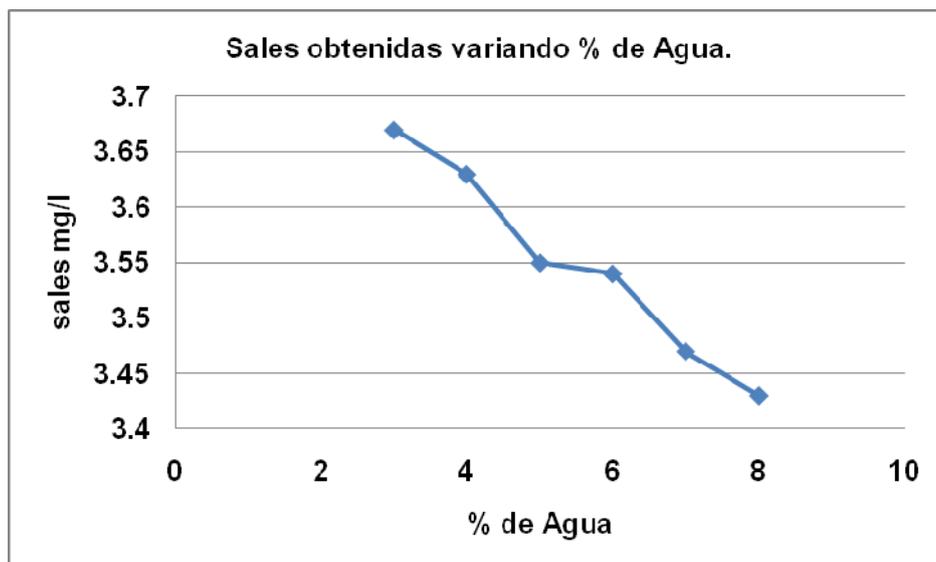


Figura 3.7: Resultados de sales en el proceso de lavado.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

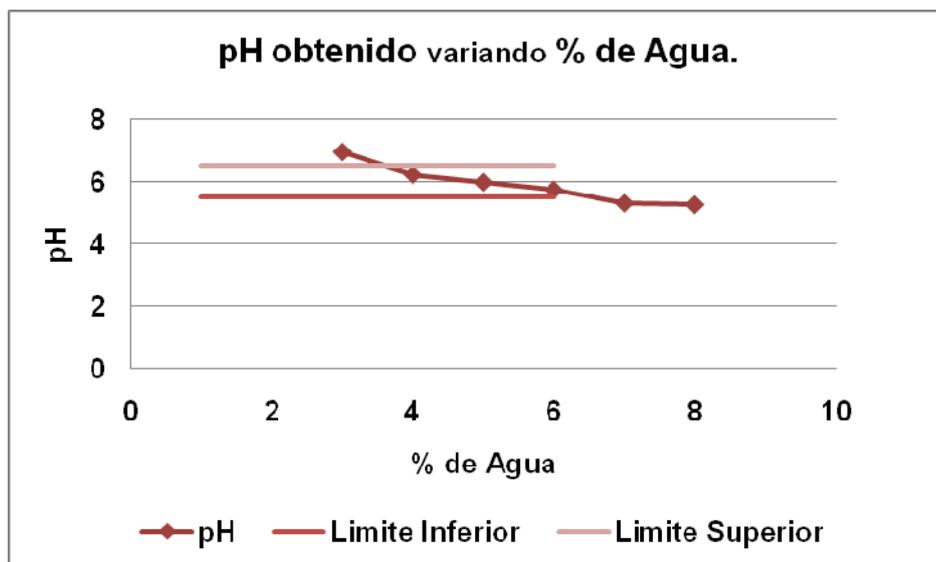


Figura 3.8: Resultados del pH en el proceso de lavado.

Los valores de sales de entrada y salida del crudo se mantuvieron por debajo de la norma de 5mg/l, como puede apreciarse (Ver Figura 3.7) en el efecto de lavado es significativo al disminuir en la muestra el % de sales de entrada a salida. Además puede observarse que el pH (Ver Figura 3.8) se comporta de una forma diferente pues va disminuyendo a medida que aumenta el % de agua añadida, (Ver Anexo 3.4).

En este primer momento se observó que el valor óptimo de % de agua de inyectar a utilizar debe ser 6% de agua ya que el pH se mantuvo en el rango de 5.5-6.5 y se extrajo la mayor cantidad de sales.

3.2 Acción del desemulsionante.

Teniendo en cuenta los resultados de los anteriores análisis se selecciona para probar la acción del desemulsionante las muestras con 5%, 6%, 7% de agua (Ver Tabla 3.3).

A cada una de estas muestras se le realizó análisis de agua por destilación y cantidad de agua separada con las variantes con desemulsionante y sin desemulsionante. Se le realizó agua por destilación al patrón (Ver Figura 3.9 y 3.10). Los resultados fueron los siguientes:

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Tabla 3.3 Resultados de la acción del desemulsionante.

	Patrón	5%		6%		7%	
		<i>Si</i>	<i>No</i>	<i>Si</i>	<i>No</i>	<i>Si</i>	<i>No</i>
Agua separada(ml)		19.0	16.5	21.0	20.5	29.0	28.0
Agua por destilación (%)	0.2	0.3	0.6	0.3	0.5	0.2	0.3

Fuente: Elaboración propia.

**Agua Separada por Decantación con o sin
Desemulsionante**

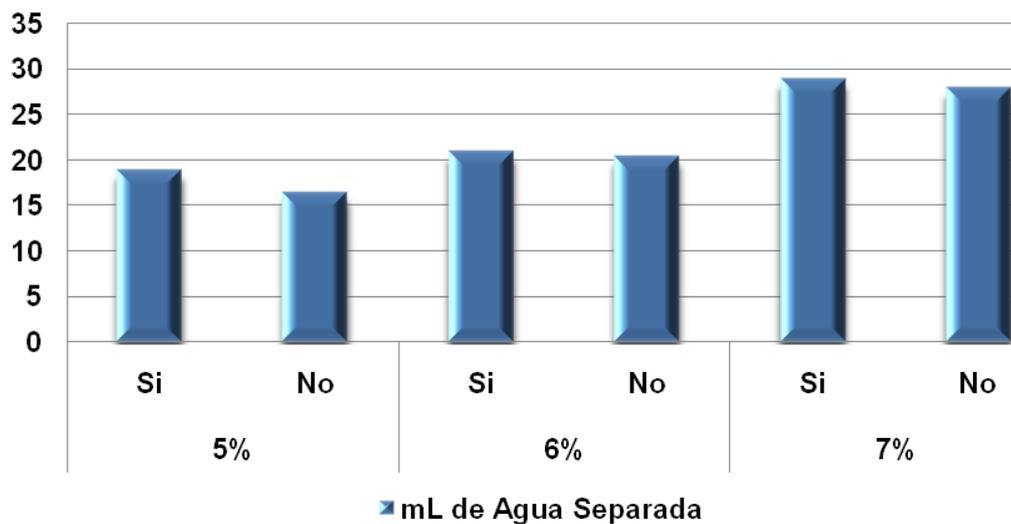


Figura 3.9: Resultados de la acción del desemulsionante.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Agua Separada por Destilación con o sin Desemulsionante

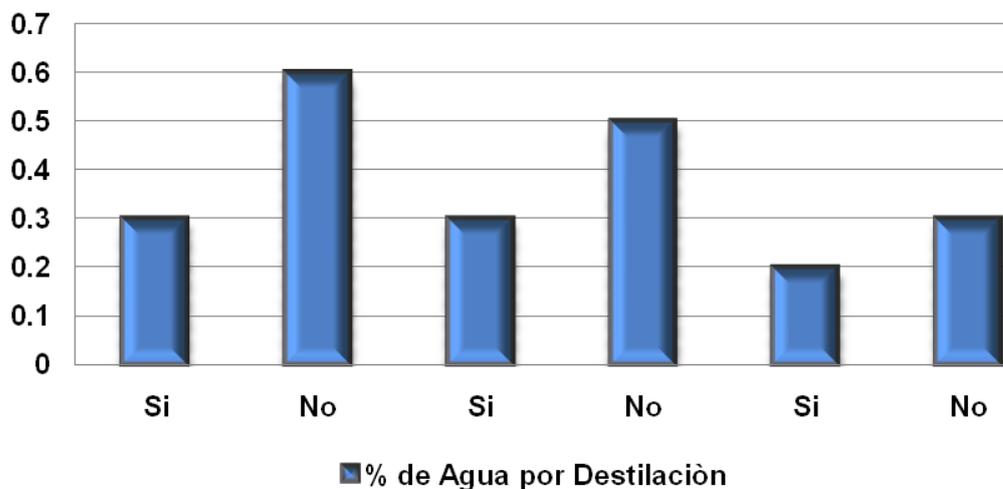


Figura 3.10: Resultados de la acción del desemulsionante

Los análisis demuestran que la cantidad de agua separada es mayor en cada caso cuando se emplea la variante con desemulsionante. El análisis de agua por destilación realizada a cada caso refleja un menor % en la variante con desemulsionante.

Se comporta por encima del patrón pues es imposible en nuestro laboratorio mantener los parámetros de la desaladora.

A partir de estos resultados se demuestra la eficiencia del desemulsionante y como caso óptimo el que se añade 6% de agua, (Ver Anexo 3.5). Es válido aclarar que la concentración del mismo se mantuvo en el valor establecido por la norma(20g/ton de crudo preparado al 2%), pues a esta concentración se muestran resultados eficientes en su función, teniendo en cuenta además su carácter ácido y su costo no siendo recomendable aumentar la misma.



CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

3.3 Acción corrosiva del desemulsionante. Preparación correcta.

En la preparación del desemulsionante se debe ser meticuloso pues un error conllevaría a una variación en su concentración ocasionando graves daños de corrosión si se añade en exceso o ineficiencia en su función si se añade poco.

Para demostrar la afectación por corrosión debido a la incorrecta preparación del desemulsionante se realizó el experimento de exponer dos muestras testigo de acero en disoluciones de concentraciones al 2% y al 20% de desemulsionante arrojando una velocidad de corrosión mayor en el testigo expuesto a la disolución preparada al 20% (Ver Tabla 3.4).

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Tabla 3.4: Acción del desemulsionante frente al acero.

Testigo	C(x)Solución	Long	Ancho	Espesor	Diámetro	Peso(inicial)	Peso(final)	Tiemp exp.	Puesto	Retirado
Tes - G-9699	2%	76.18	12.68	1.63	7.19	11.5438	11.4066665	21	13/11/2009	04/12/2009
Tes - G-9295	20%	76.26	12.74	1.6	7.14	11.29435	10.2746667	21	13/11/2009	04/12/2009
	Área cara	Área lateral	Área Orif.	Área total	Dif de peso	Dp(g/mm2d)	Dp(g/m2d)	DE(m/d)	DE(mm/d)	DE(mm/a)
Tes - G-9699	1850.76192	289.68	36.79985	2177.2453	0.137133	2.9993E-06	2.99927914	3.82074E-07	0.00038207	0.1394569
Tes - G-9295	1863.06683	284.8	35.87136	2183.7381	1.019683	2.2235E-05	22.2354254	2.83254E-06	0.00283253	1.0338764

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se proponen los siguientes pasos para preparar correctamente la disolución de desemulsionante en el bloque de reactivos químicos:

- Añadir 400 L del desemulsionante desde el bidón de 1000 L al tambor D-121.
- Añadir agua hasta el 80% del nivel del tambor.
- Recircular con la bomba P-133, esta mezcla durante 1.5-2 h.
- Adicionar esta solución de desemulsionante al 2% según inyector de crudo.

En la Tabla 3.5 se relaciona la cantidad de desemulsionante a añadir para diferentes inyectos de crudo a la planta.

Tabla 3.5: Desemulsionante a adicionar según inyector de crudo.

Inyector de Crudo	Índice de Consumo	Agente Desemulsionante
m ³ /h	20g/ton	L/h
288		157
300		164
388		212
400		218
444		242

3.4 Aprovechamiento de condensados de vapor y agua sulfhídrica.

Se analiza la posibilidad de aplicar un proceso de tratamiento del crudo en la desaladora más efectivo y económico que el proceso original, efectuando el tratamiento del crudo en la segunda etapa con agua sulfhídrica de recuperación del tope de la Sección -100 y del condensado de vapor de agua de los diferentes equipos de la planta que utilizan vapor y que se recolectan en el bloque de condensados.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

Para el uso del agua sulfhídrica de los tambores de tope es necesario tratarla para eliminar el sulfuro de hidrógeno que se encuentra disuelto en la misma. Para ello se hace necesario instalar un tambor separador con capacidad de 15-20 m³ recuperado de los que han sido desmontados en la planta. El mismo debe contener un serpentín de vapor para lograr separar el sulfuro de hidrógeno. Este se enviará al flare y el agua pasaría al tambor D-107 para ser inyectada a la desaladora.

La cantidad de vapor a utilizar debe ser 1 m³ para lograr la separación del sulfuro de hidrógeno cuya temperatura de ebullición es de 58°C a temperatura y presión estándar ambiente.

Los condensados a utilizar cumplen con los parámetros establecidos ya que su contenido de sales está por debajo de la curva de saturación para su uso en el proceso de lavado en la desaladora. El contenido de sales se muestra a continuación en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Contenidos de sales en función de los flujos de agua sulfhídrica de los tambores de tope y del área del condensado.

EQUIPO	FLUJO	CONCENTRACION DE SALES
D-103; D-104	6m ³ /h	No mayor de 20mg/l
Área de Condensado	10m ³ /h	No mayor de 20mg/l
Agua de Enfriamiento de las bombas del primer sistema	22,5 m ³ /h	150-200mg/l

Fuente: Elaboración propia

Para profundizar en el estudio se coordina con la dirección de la planta y se efectúa una corrida con los EDH trabajando lo más estables posible empleando la dosis de desemulsionante recomendada y el % de agua, se logra suministrar corriente en una sola etapa pues la otra presenta las parrillas con corto circuito y se obtienen los resultados siguientes:

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

En la Figura 3.11 se muestra el contenido de sales en el crudo comportándose en valores admisibles.

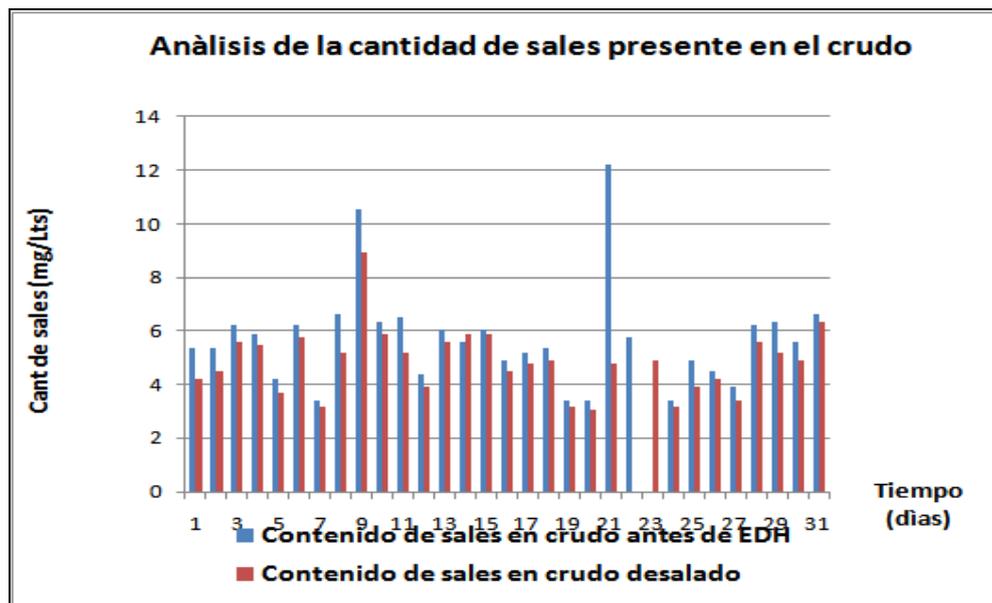


Figura 3.11: Analisis de la cantidad de sales presente en el crudo.

En la Figura 3.12 se muestra el contenido de agua en el crudo donde se puede observar que la mayor parte del mes este valor esta por debajo de la norma a pesar de que los EDH no se encuentran operando en la segunda etapa.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

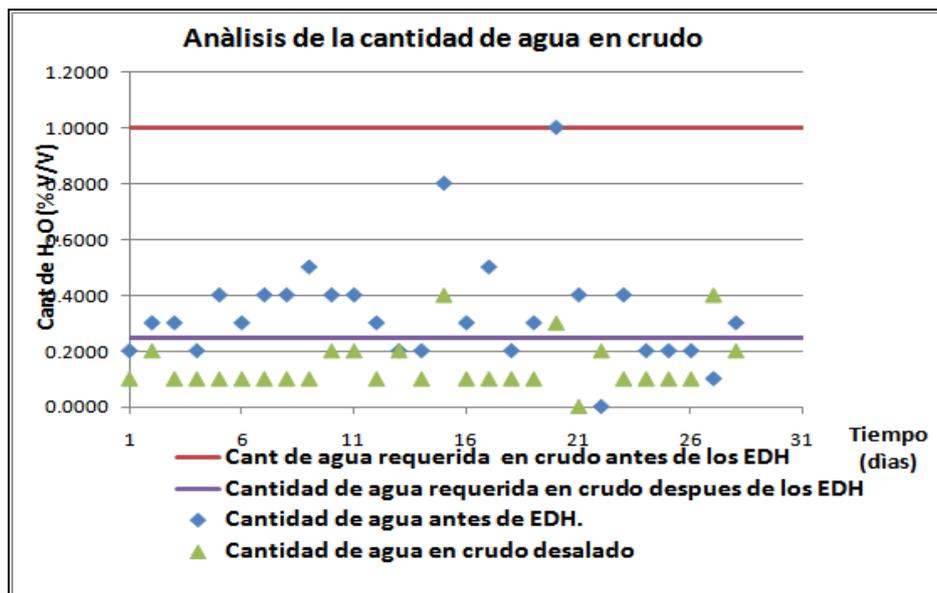


Figura 3.12: Analisis de la cantidad de agua en crudo.

Análisis del PH y sales del D-103:

En la Figura 3.13 se muestra el comportamiento del pH y de la sales del agua sulfhídrica en el tambor D-103 (Ver Anexo 3.6) se observa gran variabilidad del pH pero se logra mantener las sales de hierro y cobre durante todo el mes en los valores permisible, se mantiene la dosificación del inhibidor de corrosión.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

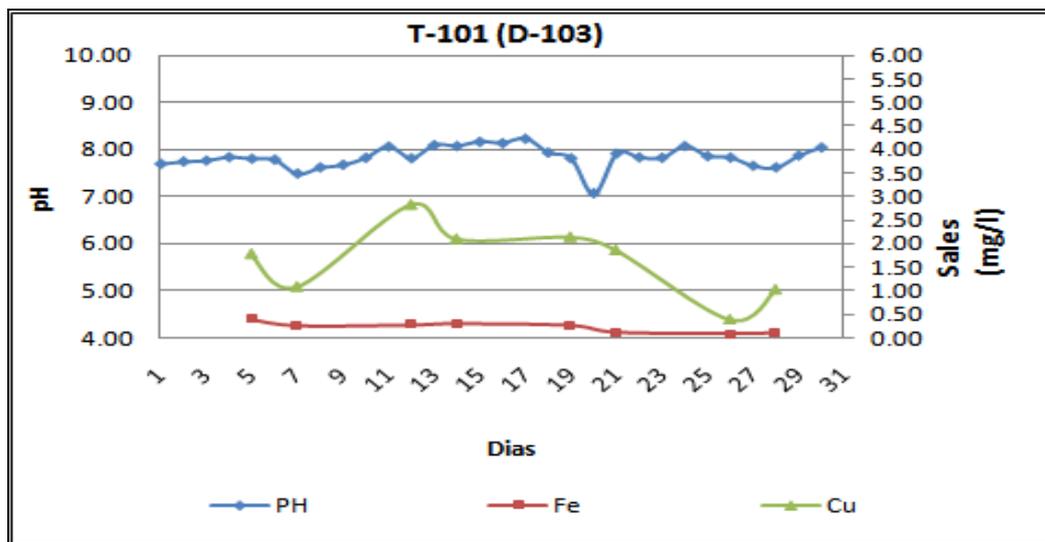


Figura 3.13: Comportamiento del pH y de sales del agua sulfídrica T 101(D- 103)

Análisis del PH y sales del D-104:

En la Figura 3.14 se muestra el comportamiento del pH y de la sales del agua sulfídrica en el tambor D-104 (Ver Anexo 3.6) se observa gran variabilidad del pH pero se logra mantener las sales de hierro y cobre durante la mayor parte del mes en los valores permisible excepto el día 5 donde se ajusta la dosificación del inhibidor de corrosión para mitigar desviaciones.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

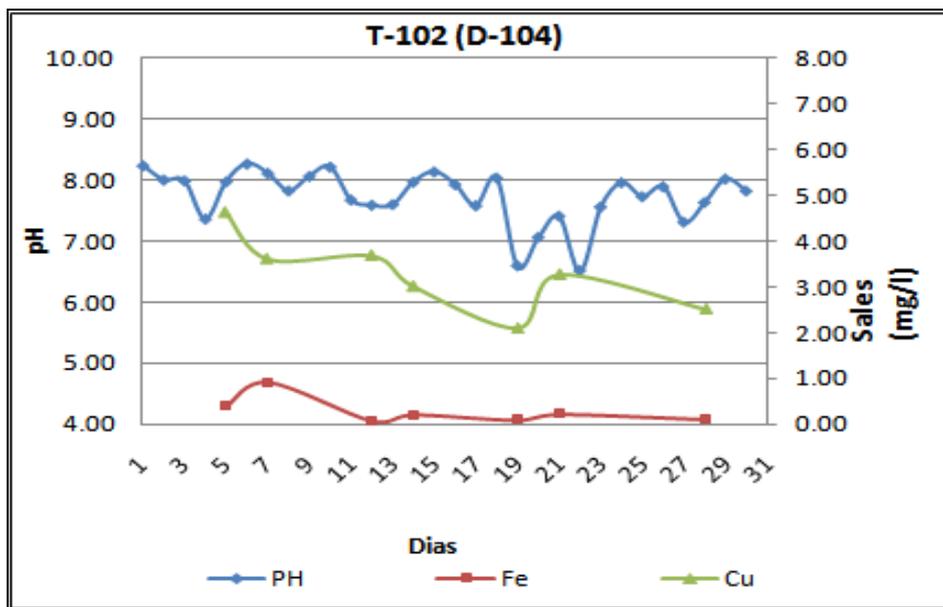


Figura 3.14: Comportamiento del pH y de sales del agua sulfídrica T 102 (D- 104)

El efecto económico que se logra utilizando esta variante es como sigue:

1m^3 de agua (primer sistema) = \$ 0.35

Gasto de los EDH = $18\text{ m}^3/\text{h}$

Reposición de condensados = $16\text{ m}^3/\text{h}$

Costo = $16 \times \$ 0.35 = \$ 5.6$ en una hora.

= \$ 134.4 diario.

= \$ 4032 mensual.

= \$ 48384 anual.

En este sentido puede decirse que utilizando la variante propuesta se disminuyen los costos de agua fresca en el sistema que en los momentos actuales cobra una vital importancia.

CAPITULO III. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA ELECTRODESALADORA.

3.5 Conclusiones Parciales.

- Al analizar el crudo que se está corriendo, pudo observarse que su pH medido en el agua sulfhídrica a la salida de los tambores de reflujo de tope de las torres T-101 y T-102 es alto, este debe estar entre valores ligeramente ácidos 5.5-6.5 lo que trae consigo una afectación por corrosión en los condensadores de tope de dichas torres, pues estas son de material LATON (Cu-Zn) y el cobre es arrastrado perdiendo espesor la lámina
- No debemos simplemente relacionar el proceso de lavado del crudo con el objetivo de eliminar el contenido de sales implícito en el mismo pues en esta actividad estamos eliminando otras sustancias que están afectando el proceso aguas abajo.
- Se demuestra la eficiencia del desemulsionante y como caso óptimo el que se añade 6% de agua, pues a esta concentración se muestran resultados eficientes en su función, teniendo en cuenta además su carácter ácido y su costo no siendo recomendable aumentar la misma.
- En la preparación del desemulsionante se debe ser meticuloso pues un error conllevaría a una variación en su concentración ocasionando graves daños de corrosión si se añade en exceso o ineficiencia en su función si se añade poco.

Conclusiones

Generales

Conclusiones Generales

Conclusiones Generales

Conclusiones Generales

A partir del trabajo realizado se arribaron a las siguientes conclusiones.

1. Los EDH deben trabajar en las dos etapas y de forma permanente.
2. El 6% de agua de lavado resulta adecuado para un buen desalado y control de pH.
3. Aplicar el desemulsionante con una concentración por encima del 2% acelera la velocidad de corrosión en equipos y tuberías.
4. Utilizando los condensados de vapor de los equipos de la planta así como el agua sulfhídrica de los tambores de tope trae un ahorro de 48384 \$/año a la planta.

Recomendaciones

Recomendaciones

Recomendaciones

Recomendaciones

De los resultados obtenidos se recomienda lo siguiente:

1. Poner en marcha las dos etapas de los EDH utilizando el 6% de agua de lavado.
2. Utilizar la metodología propuesta para preparar el desemulsionante.
3. Utilizar el agua sulfhídrica y los condensados de vapor como agua de lavado.

Bibliografía

Bibliografía

Bibliografía

1. Andérez J.M. Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1984).
2. Becher P., Emulsions: Theory and Practice”, Ed. 2, R. Krieger, New York (1977).
3. Breen P.J. ACS Symp. Ser., 615, 268 (1995).
4. Burris D.R. Dual polarity oil dehydration. Petroleum Engineer, August, pp. 31-36 (1977).
5. Cottrell F.G. US Patent 987 114 (1911 a).
6. Cottrell F.G., Speed J.B. US Patent 987 115 (1911 b).
7. Dawe, R.A. “Modern Petroleum Chemistry”. John Wiley & Sons, Nueva York. 2000.
8. Fillous L., et al., J. Surfactants Detergents 3, 303 (1999).
9. Guzmán C., Ramos L.R., Morataya C., Layrisse I. Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electrostática. Revista Visión Tecnológica Vol. N° 3, 35-43 (1996).
10. Layrisse I., Chirinos M.L., Eslava M., Méndez F. Deshidratación y desalación de crudos pesados y extrapesados mediante separadores electrostáticos. VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Dic. 3-6, Caracas (1984).
11. Lissant K.J. (Ed.), Emulsions and Emulsions Technology, Marcel Dekker, New York (1974).
12. Lluch, J Urpí. (2000). Tecnología y Margen de Refino. Curso para CUPET
13. Lowd J.D., Coggins R.W. Dehydration and desalting of crude oil streams in the production field. American Society of Mechanical Engineers, 22nd Annual Petroleum Mechanical Engineerig Conf., Sep. 17-20, USA (1967).
14. Muñecas Vidal, M. Á. “Caracterización y tratamiento del crudo de petróleo”, Ingeniería Química, pág.87-93, Mayo.2005.
15. PARKASH, S. (2003) Refining processes handbook, ELSEVIER.

Bibliografía

16. Salager J.L. Formulación, Composición y Fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del Arte. Parte A: Introducción y conceptos de formulación fisicoquímica. Cuaderno FIRP 747-A, Módulo de enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes, Mérida (1999).
17. Salager J.L. Microemulsions, en Handbook of Detergents – Part A. G. Broze Ed., Surfactant Science Series N° 82, Marcel Dekker, New York, pp 253-302, (1999).
18. Salager J.L. Revista Técnica Intevep, 7(12):3-15, (1987a).
19. Salager J.L. Deshidratación de crudo. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1987b).
20. Salager, J.L., Vásquez, E., Morgan, J. C., Schechter, R.S. and Wade, W.H. “Optimum
21. Formulation of Surfactant/Water/Oil Systems for Minimum Interfacial Tension of Phase Behavior”, Soc. Pet. Eng. J., 107-115 (1979a).
22. Spielman, L. A.; Goren, S.L. Progress in induced coalescence and a new theoretical
23. framework for coalescence by porous media, Ind. Eng. Chem. 62(10):10-24 (1962).
24. Vold, R. D.; Groot, R.C. An ultracentrifugal method for the quantitative determination of emulsion stability, J.Phys.Chem. 66:1969-74 (1962)

SYMBOLOGÍA

SYMBOLOGÍA



SIMBOLOGÍA



EDH----Electrodeshidratadora----Electrodeshidratación.

TBP----Temperatura de Destilación.

Mb/d----Millones de Barriles/Día.

OPEP----Organización de Países exportadores de Petróleo.

Anexos

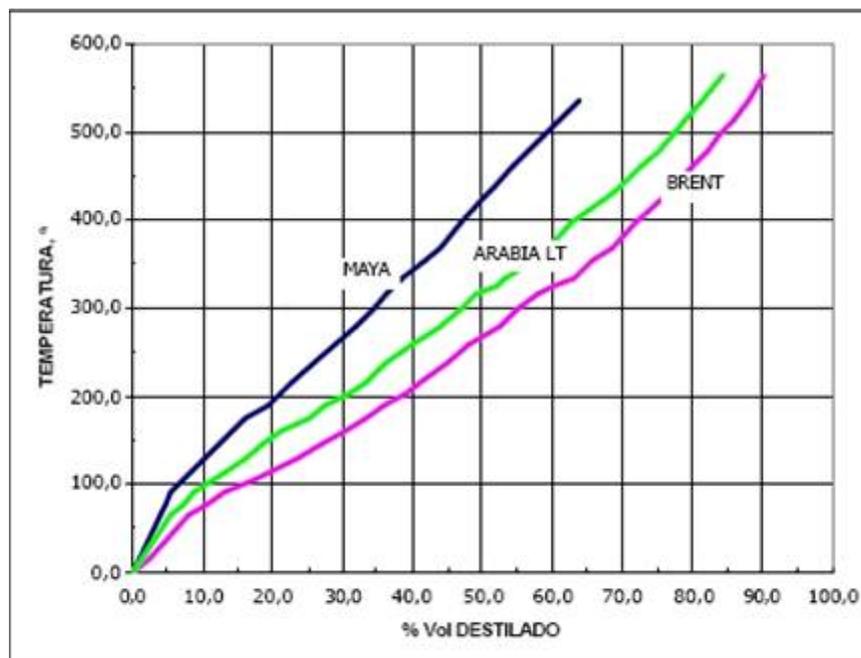
Anexos

Anexo 1.1: Elementos químicos de los crudos.

CRUDOS.	Composición
	% peso
Carbono	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 5
Nitrógeno	0 - 0,2

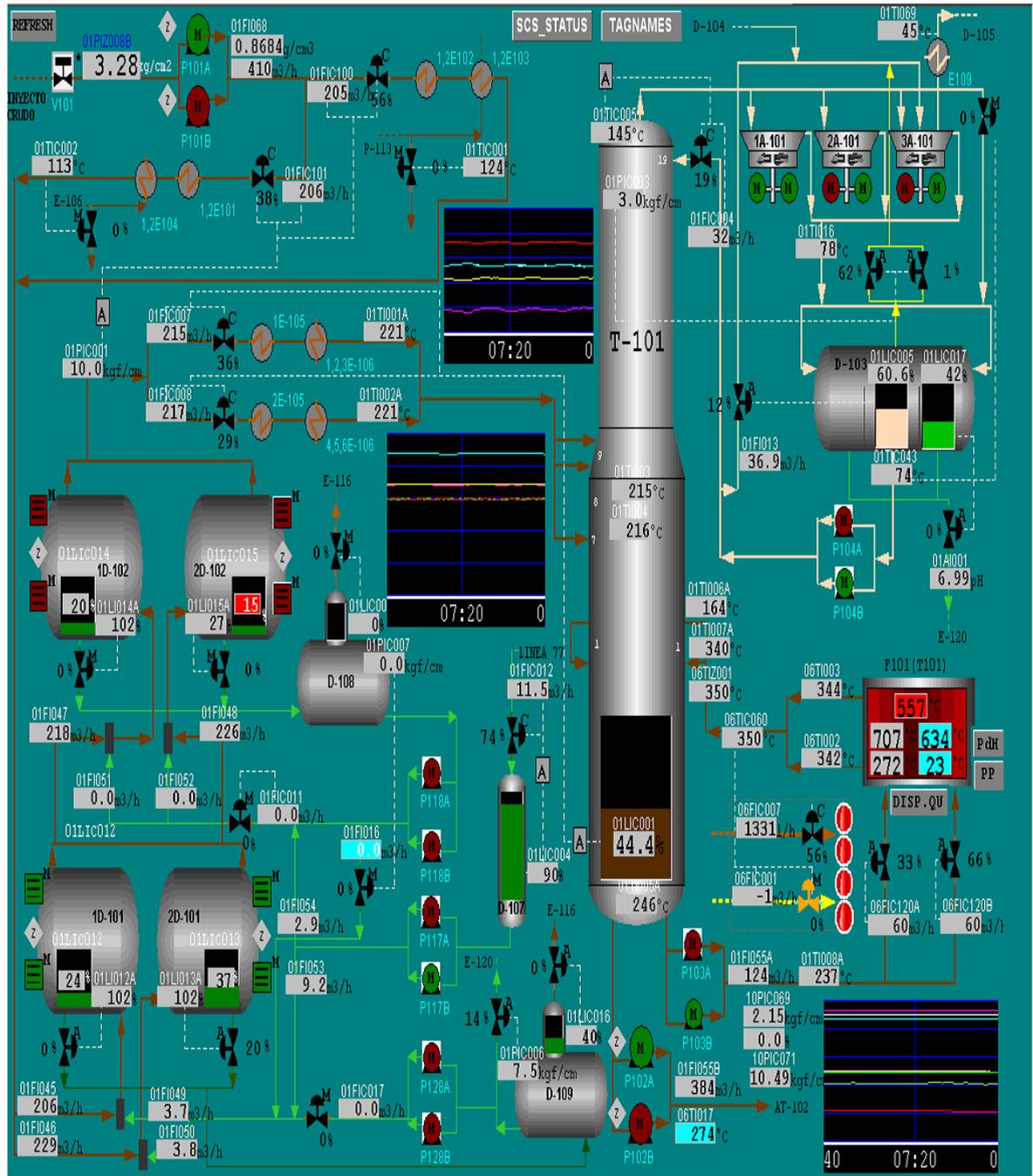
Anexo 1.3: Curvas típicas para tres crudos con propiedades totalmente diferentes: Brent, 38 °API, y Maya, 20 °API, Arabia Ligero, 33 °API.

CRUDO	MAYA	BRENT	ARABIA LIGERO
Densidad, °API	21.44	38.49	33.19
Azufre, % peso	3.17	0.42	1.91
Curva TBP, %Vol a 15 °C			
65	1,24	2,79	1,55
77	3,94	7,94	5,52
90	4,62	10,51	7,45
105	5,47	12,99	8,72
130	7,49	17,82	11,67
145	10,44	23,62	15,99
160	12,29	27,19	18,69
175	14,18	30,49	21,47
190	16,31	33,49	25,07
205	19,44	36,04	27,37
216	21,49	39,09	30,99
240	22,90	41,07	33,14
260	26,11	43,37	36,57
280	28,96	45,19	37,38
299	31,80	48,97	40,87
315	34,49	52,61	44,43
325	36,20	56,15	45,52
335	37,37	61,61	52,22
355	38,79	63,03	53,22
370	41,75	65,75	57,52
398	43,72	68,52	59,68
427	46,96	71,05	62,27
440	50,24	75,91	67,73
460	51,78	77,49	69,77
480	54,14	79,80	72,63
500	56,56	81,98	75,13
515	59,04	84,10	77,58
538	60,92	85,62	79,14
565	63,86	87,85	81,54
		90,34	84,36



ANEXOS

Anexo 2.1: Flujo del proceso tecnológico.

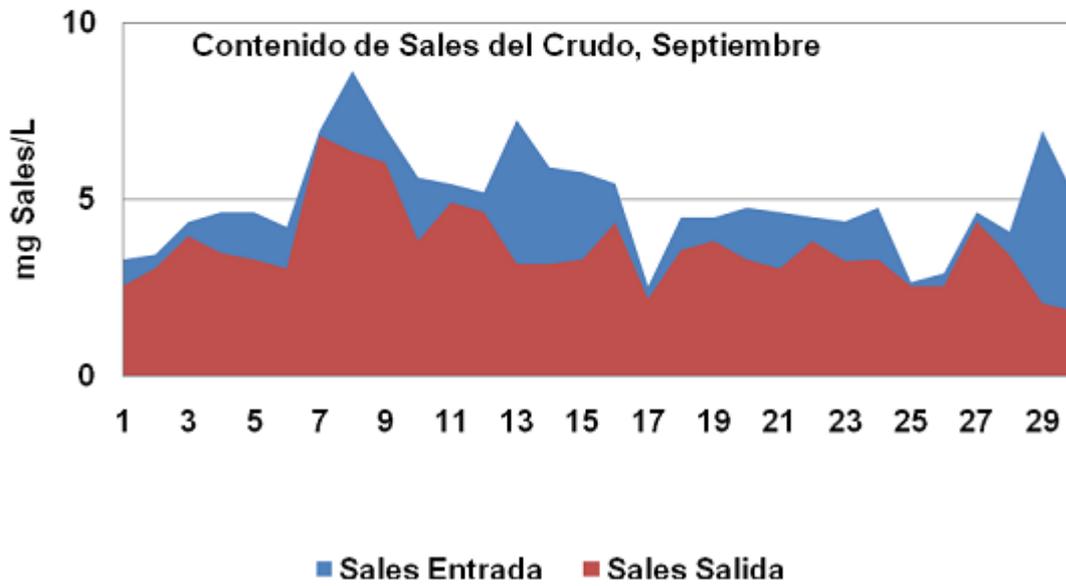
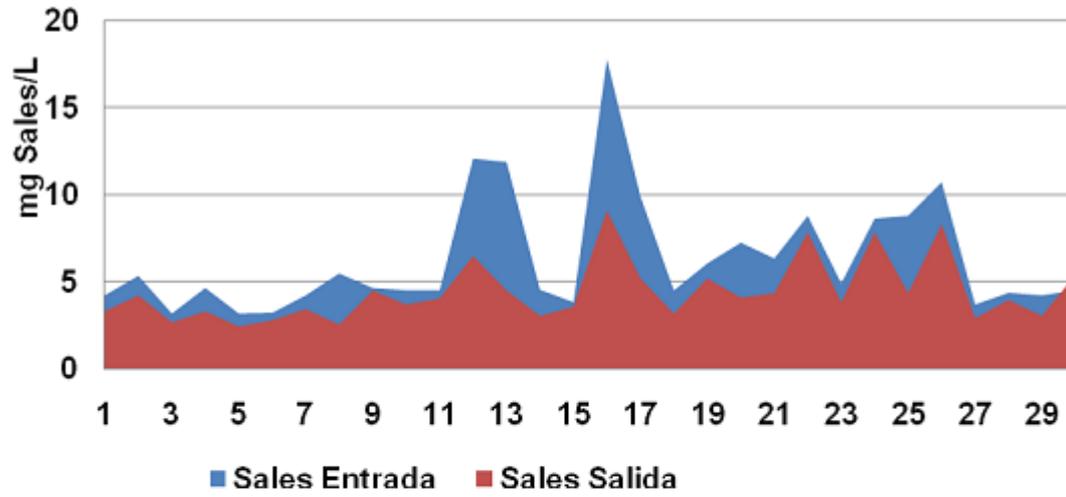


Anexo 3.1: Contenido de Sales en el Crudo.

Dia	Mes: Julio		Mes: Agosto		Mes: Septiembre	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
1	4.21	3.29	7.85	6.2	3.29	2.53
2	5.33	4.21	6.49	4.76	3.43	3.04
3	3.16	2.65	4.35	4.08	4.35	3.95
4	4.63	3.29	4.49	4.21	4.63	3.47
5	3.16	2.41	6.94	6.49	4.63	3.29
6	3.2	2.77	5.43	4.83	4.21	3.03
7	4.21	3.42	5.33	4.63	6.94	6.79
8	5.47	2.53	4.05	3.68	8.63	6.34
9	4.63	4.49	4.21	3.29	7.03	6.03
10	4.5	3.68	6.34	5.33	5.61	3.81
11	4.49	4.03	6.49	3.55	5.43	4.9
12	12.08	6.49	4.35	3.94	5.19	4.63
13	11.89	4.49	7.46	3.94	7.24	3.16
14	4.53	3.03	5.04	4.49	5.9	3.16
15	3.81	3.55	4.76	4.35	5.76	3.29
16	17.8	9.11	4.08	3.42	5.44	4.33
17	9.91	5.19	4.76	3.68	2.53	2.17
18	4.49	3.16	9.91	8.95	4.49	3.55
19	6.05	5.19	9.11	5.04	4.48	3.81
20	7.24	4.08	5.47	3.42	4.76	3.29
21	6.33	4.33	3.42	3.61	4.63	3.03
22	8.79	7.85	4.9	3.42	4.49	3.81
23	4.9	3.81	5.19	3.16	4.37	3.24
24	8.63	7.85	7.56	3.81	4.76	3.29
25	8.79	4.35	5.04	4.76	2.65	2.53
26	10.73	8.33	5.47	3.81	2.9	2.53
27	3.68	2.9	4.49	2.53	4.63	4.35
28	4.35	3.94	5.33	3.03	4.08	3.42
29	4.21	3.03	4.9	3.82	6.94	2.05
30	4.49	5.42	4.93	3.94	5.04	1.82

Anexo 3.1: Contenido de Sales en el Crudo.

Contenido de sales del Crudo, Julio



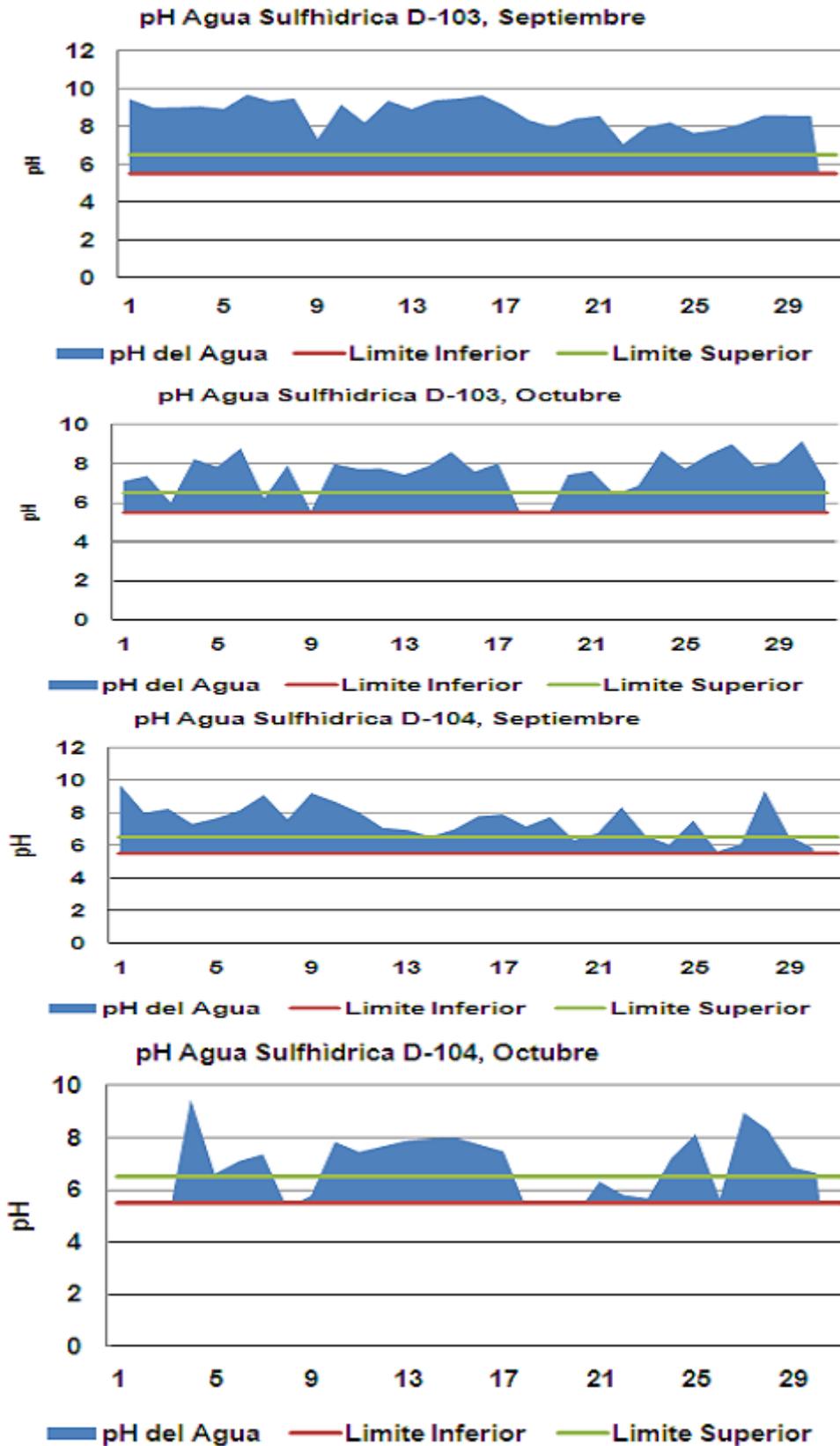
Anexo3.2: pH medido en el agua sulfhídrica a la salida del tambor D103.

Días	pH Agosto	pH Septiembre	pH Octubre
1	8.45	9.5	7.12
2	7.69	9.05	7.39
3	8.06	9.07	6.02
4	8.45	9.12	8.25
5	7.69	8.99	7.86
6	8.06	9.74	8.8
7	8.15	9.39	6.25
8	8.5	9.54	7.92
9	5.76	7.39	5.58
10	5.81	9.21	8.01
11	5.85	8.26	7.75
12	6.2	9.42	7.76
13	7.94	8.98	7.45
14	8.74	9.45	7.88
15	9.08	9.53	8.61
16	7.86	9.71	7.6
17	8.33	9.14	8.04
18	8.79	8.38	5.38
19	8.34	8.03	5.05
20	8.65	8.48	7.45
21	8	8.61	7.64
22	8.64	7.12	6.44
23	8.32	8.03	6.89
24	8.11	8.28	8.67
25	7.93	7.71	7.76
26	7.16	7.87	8.48
27	8.31	8.19	9.02
28	7.35	8.65	7.86
29	8.16	8.63	8.09
30	9.24	8.62	9.17
31	9.26		7.12

Anexo3.2: pH medido en el agua sulfhídrica a la salida del tambor D104.

Días	pH Agosto	pH Septiembre	pH Octubre
1	7.98	9.71	5.03
2	6.24	8.03	4.16
3	6.51	8.28	4.53
4	7.28	7.35	9.49
5	8.41	7.69	6.64
6	7	8.18	7.13
7	7.9	9.12	7.39
8	7.19	7.63	5.35
9	5.85	9.24	5.8
10	7.59	8.71	7.87
11	8	8.05	7.49
12	8.63	7.1	7.7
13	8.59	6.99	7.92
14	7.55	6.57	8
15	8.24	7.02	8.04
16	7.58	7.82	7.77
17	8.15	7.94	7.51
18	4.73	7.19	5.22
19	7.52	7.77	5.32
20	6.31	6.35	5.07
21	8.28	6.78	6.34
22	8.15	8.38	5.83
23	7.97	6.63	5.7
24	3.48	6.08	7.25
25	6.12	7.56	8.17
26	5.15	5.65	5.69
27	4.81	6.12	8.99
28	4.87	9.38	8.33
29	4.72	6.61	6.89
30	9.6	5.89	6.68
31	5.42		

Anexo3.2: pH medido en el agua sulfhídrica a la salida del tambor D103.



Anexo 3.3: Sales de Cu a la salida del tambor D-103 y D104.

D103		
Muestra Número	Fecha	Sales de Cu
1	06/08/2009	0.44
2	13/08/2009	1.66
3	18/08/2009	4.4
4	18/08/2009	3.77
5	20/08/2009	0.71
6	22/08/2009	1.17
7	25/08/2009	1.09
8	28/08/2009	1.33
10	01/09/2009	0.08
11	10/09/2009	0.6
12	15/09/2009	0.31
13	17/09/2009	0.66
14	24/09/2009	3.41
15	24/09/2009	2.09
16	29/09/2009	5.7
17	06/10/2009	1.02
18	08/10/2009	1.18
19	16/10/2009	2.25
20	20/10/2009	0.9
21	23/10/2009	0.15
22	29/10/2009	5.43
23	03/11/2009	0.69
24	05/11/2009	0.9
25	10/11/2009	3.57
26	12/11/2009	1.02
27	17/11/2009	0.23
28	19/11/2009	1.13
29	24/11/2009	0.3
30	27/11/2009	0.28

D104		
Muestra Número	Fecha	Sales de Cu
1	04/08/2009	7.03
2	06/08/2009	1.19
3	13/08/2009	4.74
4	20/08/2009	2.55
5	22/08/2009	3.28
6	25/08/2009	1.48
7	28/08/2009	6.47
8	01/09/2009	0.26
10	08/09/2009	2.79
11	10/09/2009	2.02
12	15/09/2009	0.78
13	17/09/2009	0.97
14	24/09/2009	2.35
15	24/09/2009	3.6
16	29/09/2009	5.7
17	06/10/2009	2.61
18	08/10/2009	2.36
19	16/10/2009	3.66
20	20/10/2009	5.8
21	23/10/2009	0.83
22	29/10/2009	6.96
23	03/11/2009	2.55
24	05/11/2009	3.57
25	10/11/2009	6.61
26	12/11/2009	6.16
27	17/11/2009	1.2
28	19/11/2009	7.97
29	24/11/2009	10.42
30	27/11/2009	4.21

Anexo 3.4: Contenido de sales y pH obtenidos variando % de agua de lavado.

Muestra	H ₂ O%	Sales de Entrada mg/l	Sales de Salida mg/l	pH		
Patrón		4.35				
1	3		3.67	6.96	5.5	6.5
2	4		3.63	6.24	5.5	6.5
3	5		3.55	6	5.5	6.5
4	6		3.54	5.75	5.5	6.5
5	7		3.47	5.32	5.5	6.5
6	8		3.43	5.27	5.5	6.5

Anexo 3.5: Agua separada por decantación y destilación utilizando o no desemulsionante.

	Patrón	5%		6%		7%	
		Si	No	Si	No	Si	No
Agua separada(ml)		19	16.5	21	20.5	29	28
Agua por destilación (%)	0.2	0.3	0.6	0.3	0.5	0.2	0.3

Anexo 3.6: Sales de Fe en el D103.

<i>Tiempo (dias)</i>	PH Requerido.		Sales Fe			
	Mìnimo	Màximo	muestra-1	muestra-2	muestra-3	<i>promedio</i>
1	2	5	0.00	0.00	0.00	
2	2	5	0.00	0.00	0.00	
3	2	5	0.00	0.00	0.00	
4	2	5	0.00	0.00	0.00	
5	2	5	0.41	0.00	0.00	0.41
6	2	5	0.00	0.00	0.00	
7	2	5	0.26	0.00	0.00	0.26
8	2	5	0.00	0.00	0.00	
9	2	5	0.00	0.00	0.00	
10	2	5	0.00	0.00	0.00	
11	2	5	0.00	0.00	0.00	
12	2	5	0.28	0.00	0.00	0.28
13	2	5	0.00	0.00	0.00	
14	2	5	0.31	0.00	0.00	0.31
15	2	5	0.00	0.00	0.00	
16	2	5	0.00	0.00	0.00	
17	2	5	0.00	0.00	0.00	
18	2	5	0.00	0.00	0.00	
19	2	5	0.27	0.00	0.00	0.27
20	2	5	0.00	0.00	0.00	
21	2	5	0.11	0.00	0.00	0.11
22	2	5	0.00	0.00	0.00	
23	2	5	0.00	0.00	0.00	
24	2	5	0.00	0.00	0.00	
25	2	5	0.00	0.00	0.00	
26	2	5	0.08	0.00	0.00	0.08
27	2	5	0.00	0.00	0.00	
28	2	5	0.10	0.00	0.00	0.10
29	2	5	0.00	0.00	0.00	
30	2	5	0.00	0.00	0.00	
31	2	5	0.00	0.00	0.00	

Anexo 3.6: Sales de Cu en el D103.

Sales Cu			
muestra-1	muestra-2	muestra-3	<i>promedio</i>
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
1.79	0.00	0.00	1.79
0.00	0.00	0.00	
1.09	0.00	0.00	1.09
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
2.84	0.00	0.00	2.84
0.00	0.00	0.00	
2.11	0.00	0.00	2.11
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
2.15	0.00	0.00	2.15
0.00	0.00	0.00	
1.87	0.00	0.00	1.87
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.39	0.00	0.00	0.39
0.00	0.00	0.00	
1.03	0.00	0.00	1.03
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	

Anexo 3.6: Agua sulfhídrica del D 103

PH requeridos		PH > 6.5			
Mínimo	Máximo	muestra-1	muestra-2	muestra-3	promedio
5.5	6.5	7.73	7.65	0.00	7.69
5.5	6.5	7.77	7.71	0.00	7.74
5.5	6.5	7.76	0.00	0.00	7.76
5.5	6.5	7.76	7.91	0.00	7.84
5.5	6.5	7.87	7.73	0.00	7.80
5.5	6.5	7.78	0.00	0.00	7.78
5.5	6.5	7.53	7.44	0.00	7.49
5.5	6.5	7.37	7.86	0.00	7.62
5.5	6.5	7.41	7.93	0.00	7.67
5.5	6.5	7.82	0.00	0.00	7.82
5.5	6.5	7.86	8.26	0.00	8.06
5.5	6.5	7.70	7.92	0.00	7.81
5.5	6.5	8.09	0.00	0.00	8.09
5.5	6.5	8.07	0.00	0.00	8.07
5.5	6.5	8.00	8.32	0.00	8.16
5.5	6.5	8.04	8.22	0.00	8.13
5.5	6.5	8.36	8.09	0.00	8.23
5.5	6.5	7.93	0.00	0.00	7.93
5.5	6.5	7.81	0.00	0.00	7.81
5.5	6.5	6.59	7.54	0.00	7.07
5.5	6.5	7.91	0.00	0.00	7.91
5.5	6.5	7.83	0.00	0.00	7.83
5.5	6.5	7.74	7.90	0.00	7.82
5.5	6.5	8.02	8.12	0.00	8.07
5.5	6.5	7.98	7.73	0.00	7.86
5.5	6.5	7.77	7.88	0.00	7.83
5.5	6.5	7.65	0.00	0.00	7.65
5.5	6.5	7.73	7.50	0.00	7.62
5.5	6.5	7.87	0.00	0.00	7.87
5.5	6.5	7.92	8.16	0.00	8.04
		7.93	0.00	0.00	7.93

Anexo 3.7: Sales de Fe en el D 104

Tiempo (días)	PH requeridos		Sales de Fe			<i>promedio</i>
	Mínimo	Màximo	muestra-1	muestra-2	muestra-3	
1	2	5	0.00	0.00	0.00	
2	2	5	0.00	0.00	0.00	
3	2	5	0.00	0.00	0.00	
4	2	5	0.00	0.00	0.00	
5	2	5	0.39	0.00	0.00	0.39
6	2	5	0.00	0.00	0.00	
7	2	5	0.90	0.00	0.00	0.90
8	2	5	0.00	0.00	0.00	
9	2	5	0.00	0.00	0.00	
10	2	5	0.00	0.00	0.00	
11	2	5	0.00	0.00	0.00	
12	2	5	0.08	0.00	0.00	0.08
13	2	5	0.00	0.00	0.00	
14	2	5	0.21	0.00	0.00	0.21
15	2	5	0.00	0.00	0.00	
16	2	5	0.00	0.00	0.00	
17	2	5	0.00	0.00	0.00	
18	2	5	0.00	0.00	0.00	
19	2	5	0.10	0.00	0.00	0.10
20	2	5	0.00	0.00	0.00	
21	2	5	0.22	0.00	0.00	0.22
22	2	5	0.00	0.00	0.00	
23	2	5	0.00	0.00	0.00	
24	2	5	0.00	0.00	0.00	
25	2	5	0.00	0.00	0.00	
26	2	5	0.00	0.00	0.00	
27	2	5	0.00	0.00	0.00	
28	2	5	0.11	0.00	0.00	0.11
29	2	5	0.00	0.00	0.00	
30	2	5	0.00	0.00	0.00	
31	2	5	0.00	0.00	0.00	

Anexo 3.7: Sales de Cu en el D 104

Sales de Cu			
muestra-1	muestra-2	muestra-3	<i>promedio</i>
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
4.63	0.00	0.00	4.63
0.00	0.00	0.00	
3.61	0.00	0.00	3.61
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
3.69	0.00	0.00	3.69
0.00	0.00	0.00	
3.01	0.00	0.00	3.01
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
2.09	0.00	0.00	2.09
0.00	0.00	0.00	
3.27	0.00	0.00	3.27
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	
2.51	0.00	0.00	2.51
0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	

Anexo 3.7: Agua sulfhídrica del D 103

PH> 6.5					
Mínimo	Máximo	muestra-1	muestra-2	muestra-3	<i>promedio</i>
5.5	6.5	8.27	8.21	0	8.24
5.5	6.5	8.06	7.95	0	8.01
5.5	6.5	7.99	0	0	7.99
5.5	6.5	7.03	7.69	0	7.36
5.5	6.5	7.79	8.16	0	7.98
5.5	6.5	8.27	0	0	8.27
5.5	6.5	8.01	8.22	0	8.12
5.5	6.5	8.11	7.54	0	7.83
5.5	6.5	8.02	8.11	0	8.07
5.5	6.5	8.22	0	0	8.22
5.5	6.5	7.49	7.86	0	7.68
5.5	6.5	6.94	8.24	0	7.59
5.5	6.5	7.6	0	0	7.60
5.5	6.5	7.97	0	0	7.97
5.5	6.5	8.14	8.14	0	8.14
5.5	6.5	8.2	7.66	0	7.93
5.5	6.5	7.41	7.75	0	7.58
5.5	6.5	8.04	0	0	8.04
5.5	6.5	6.59	0	0	6.59
5.5	6.5	7.6	6.52	0	7.06
5.5	6.5	7.41	0	0	7.41
5.5	6.5	6.51	0	0	6.51
5.5	6.5	7.54	7.58	0	7.56
5.5	6.5	8.11	7.81	0	7.96
5.5	6.5	7.71	7.75	0	7.73
5.5	6.5	7.92	7.87	0	7.90
5.5	6.5	7.31	0	0	7.31
5.5	6.5	7.79	7.48	0	7.64
5.5	6.5	8.02	0	0	8.02
5.5	6.5	7.57	8.08	0	7.83

Anexo 3.8: Recopilación de la Densidad del crudo en el año 2011.

No.Reg	Fecha	Densidad a 15 °C
12783	01/07/2011 13:26	0.8801
12866	02/07/2011 05:53	0.8828
12930	03/07/2011 05:42	0.8833
12990	04/07/2011 05:56	0.8828
13071	05/07/2011 05:15	0.8822
13148	06/07/2011 04:20	0.882
13210	07/07/2011 04:56	0.8784
13273	08/07/2011 04:30	0.8811
13352	09/07/2011 05:00	0.8845
13418	10/07/2011 04:35	0.8856
13483	11/07/2011 04:43	0.8856
13552	12/07/2011 05:40	0.8817
13647	13/07/2011 05:03	0.8845
13725	14/07/2011 06:21	0.8839
13794	15/07/2011 03:16	0.8845
13880	16/07/2011 04:40	0.8817
13962	17/07/2011 05:34	0.8822
14036	18/07/2011 05:49	0.8817
14096	19/07/2011 05:05	0.8822
14184	20/07/2011 05:06	0.8811
14264	21/07/2011 04:58	0.8817
14339	22/07/2011 04:35	0.8801
14495	24/07/2011 05:15	0.8795
14584	25/07/2011 05:32	0.8801
14660	26/07/2011 06:05	0.8801
14749	27/07/2011 04:30	0.8822
14833	28/07/2011 04:53	0.8806
14926	29/07/2011 05:39	0.8806
15022	30/07/2011 05:51	0.8806
15089	31/07/2011 04:53	0.8811

Anexo 3.9: Recopilación de datos del crudo en julio del 2011.

No.Reg	Fecha	Densidad a 15 °C	Agua por Destilación	Sales en Crudo	Agua por Destilación	Sales en Crudo
12783	01/07/2011 13:26	0.8801	0.2	5.35	0.1	4.21
12866	02/07/2011 05:53	0.8828	0.2	5.33	0.1	4.49
12930	03/07/2011 05:42	0.8833	0.3	6.2	0.2	5.61
12990	04/07/2011 05:56	0.8828	0.3	5.9	0.1	5.47
13071	05/07/2011 05:15	0.8822	0.2	4.21	0.1	3.68
13148	06/07/2011 04:20	0.882	0.4	6.2	0.1	5.76
13210	07/07/2011 04:56	0.8784	0.3	3.42	0.1	3.16
13273	08/07/2011 04:30	0.8811	0.4	6.64	0.1	5.19
13352	09/07/2011 05:00	0.8845	0.4	10.56	0.1	8.95
13418	10/07/2011 04:35	0.8856	0.5	6.34	0.1	5.9
13483	11/07/2011 04:43	0.8856	0.4	6.49	0.2	5.19
13552	12/07/2011 05:40	0.8817	0.4	4.35	0.2	3.94
13647	13/07/2011 05:03	0.8845	0.3	6.05	0.1	5.61
13725	14/07/2011 06:21	0.8839	0.2	5.61	0.2	5.9
13794	15/07/2011 03:16	0.8845	0.2	6.05	0.1	5.9
13880	16/07/2011 04:40	0.8817	0.8	4.9	0.4	4.49
13962	17/07/2011 05:34	0.8822	0.3	5.19	0.1	4.76
14036	18/07/2011 05:49	0.8817	0.5	5.33	0.1	4.9
14096	19/07/2011 05:05	0.8822	0.2	3.42	0.1	3.16
14184	20/07/2011 05:06	0.8811	0.3	3.42	0.1	3.03
14264	21/07/2011 04:58	0.8817	1	12.23	0.3	4.76
14339	22/07/2011 04:35	0.8801	0.4	5.76		
14495	24/07/2011 05:15	0.8795	0.4	3.42	0.1	3.16
14584	25/07/2011 05:32	0.8801	0.2	4.9	0.1	3.9
14660	26/07/2011 06:05	0.8801	0.2	4.49	0.1	4.21
14749	27/07/2011 04:30	0.8822	0.2	3.94	0.1	3.42
14833	28/07/2011 04:53	0.8806	0.1	6.2	0.4	5.61
14926	29/07/2011 05:39	0.8806	0.3	6.34	0.2	5.19
15022	30/07/2011 05:51	0.8806	0.4	5.61	0.1	4.9
15089	31/07/2011 04:53	0.8811	0.3	6.64	0.2	6.34