

50521
34



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

**DESARROLLO DE FORMULACIONES
DESEMULSIONANTES MEJORADAS CON ACCIÓN
DISPERSANTE DE ASFALTENOS PARA OPERACIONES
DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO MAYA.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA QUÍMICA
P R E S E N T A N:
MARIANA GABRIELA LANG BARRERA
IRENE RUIZ FRUTERO**

ASESOR: M. EN C. RAÚL ROLDÁN PÉREZ

MÉXICO D.F.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2003



Unidad en la diversidad

A



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**

PAGINACIÓN DISCONTINUA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/067/02

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNA: LANG BARRERA MARIANA GABRIELA
P r e s e n t e .

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	M. en I. Pablo Eduardo Valero Tejeda
Vocal:	M. en C. Raúl Roldán Pérez
Secretario:	Q.F.B. Ma. de los Angeles Torres Castellanos
Suplente:	Q.F.B. Guadalupe Verónica Javier Basilio
Suplente:	I.Q. Guillermo Gaspar Grimaldo

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F., 6 de Septiembre de 2002

EL JEFE DE LA CARRERA

M. en C. ANDRES AQUINO CANCHOLA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/068/02

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNA: RUIZ FRUTERO IRENE
P r e s e n t e .

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	M. en I. Pablo Eduardo Valero Tejeda
Vocal:	M. en C. Raúl Roldán Pérez
Secretario:	Q.F.B. Ma. de los Angeles Torres Castellanos
Suplente:	Q.F.B. Guadalupe Verónica Javier Basilio
Suplente:	I.Q. Guillermo Gaspar Grimaldo

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F., 6 de Septiembre de 2002

EL JEFE DE LA CARRERA

M. en C. ANDRES AQUINO CANCHOLA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

C

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a las personas e instituciones que hicieron posible nuestra formación y la realización del presente trabajo:

A la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Estudios Superiores Zaragoza.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Al M. en C. Raúl Roldán, que con su dirección, consejos, apoyo y paciencia hizo posible la culminación de este trabajo.

Al Ing. Arquímedes Estrada por el apoyo otorgado.

Al Ing. Avelino Benavides, al M. en C. José Luis Yáñez y al Dr. José Luis Benítez, por la orientación y apoyo que nos brindaron.

A los integrantes del jurado, por sus atenciones y tiempo para la revisión de este trabajo.



Dedicatorias

A mi Mamá:

Por su amor, apoyo y dedicación a Denise.

A mi Papá:

Por su esfuerzo y confianza que siempre ha depositado en mi.

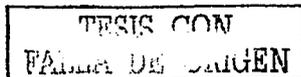
A mis hermanos:

Por su amistad y compartir grandes momentos.

Con todo mi amor a

René y Denise...

Irene



A

Socorro Barrera Martínez

Y

Saúl Lang Trujillo.

A mi hermano Juan Sebastián y a su papá Rubén.

Con especial dedicatoria

A

Carlos Sánchez Cárdenas, todo mi amor y admiración para ti...

Mariana

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

F

A Todo

y

A Todos

Gracias...

Irene y Mariana

***" El amor, el trabajo y el saber
son las fuentes de nuestra vida;
también deben gobernarla"***

Wilhelm Reich



ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
Objetivos	5
General	5
Específicos	5
CAPÍTULO 1	
ANTECEDENTES TEÓRICOS	6
1.1 Emulsión	6
1.1.1 Estabilidad de Emulsiones	8
1.2 Desemulsificación	10
1.3 Métodos de Desemulsificación	11
1.3.1 Térmico	11
1.3.2 Eléctrico	12
1.3.3 Químico	13
1.4 Deshidratación y Desalado	15
1.4.1 Deshidratación del Aceite	15
1.4.2 Fundamentos del Proceso de Desalado	17
1.4.3 Calidad del Efluente de Agua	18
1.5 Descripción del Proceso de Desalado, de la Operación de la Unidad de Crudo y de un Tratamiento Integral	19
1.5.1 Tipos de Desaladoras	23
1.5.2 Condiciones Óptimas de Operación de la Desaladora	26
1.5.3 Descripción de la Unidad de Proceso de Crudo	26
1.5.4 Descripción del Tratamiento Químico Integral para el Control de la Corrosión y del Ensuciamiento	27
1.6 Tensoactivos	30
1.6.1 Tensoactivos Desemulsionantes y Dispersantes	32
1.7 El Aceite Crudo y los Asfaltenos	33
1.7.1 Aceite Crudo	33
1.7.2 Asfaltenos	37
1.7.2.1 Floculación de Asfaltenos de Petróleo	40
1.7.2.2 Dispersión de Asfaltenos	41

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



CAPÍTULO 2

MÉTODOS	42
2.1 Método ASTM D 3279-90 Para Determinar Insolubles en n-Heptano (Asfaltenos) ...	42
2.2 Método para Evaluar la Acción Dispersante de Tensoactivos	42
2.2.1 Método Visual	42
2.2.2 Método por Espectrofotometría	43
2.3 Métodos para Evaluar Formulaciones Desemulsionantes	45
2.3.1 Prueba de Botella	45
2.4 Dispersión en Crudo	48
2.4.1 Método Visual	48
2.4.2 Método por Espectrofotometría. Para Productos y Formulaciones.	49
2.5 Método para Determinar el HLB	50

CAPÍTULO 3

RESULTADOS	51
3.1 Evaluación Preliminar	51
3.2 Evaluación por Espectrofotometría	55
3.3 Determinación del HLB	58
3.4 Evaluación del Efecto Dispersante de los Tensoactivos en Aceite Crudo Ligero y Pesado	59
3.5 Evaluación de los Tensoactivos como Desemulsionantes en los Crudos Maya, Istmo y Mezcla Mediante la Prueba de Botella	60
3.6 Características de Solubilidad (HLB) de los Productos Tensoactivos Seleccionados.	63
3.7 Propuesta de Formulaciones	64
3.7.1 Desempeño de las Formulaciones Propuestas	65
3.7.2 Modificaciones a las Formulaciones	66
3.7.3 Formulación Final	67

CAPÍTULO 4

ASPECTOS ECONÓMICOS	68
4.1 Costo del Producto	68
4.2 Beneficios por la Aplicación de las Formulaciones F7 y FM4	68



4.3 Cálculo del Beneficio Económico Resultante de la Aplicación de la Formulación	
F7 y FM4	69
4.3.1 Reducción en Corrosión (Pérdida de Metal)	69
4.3.2 Reducción del Consumo de Productos Químicos	70
4.3.3 Ahorro de Combustible	71
4.3.4 Ahorro por Incremento de Corrida	73
4.3.5 Ahorro por Costos de Mantenimiento	73
CAPÍTULO 5	
CONCLUSIONES	75
LISTA DE REFERENCIAS	77
APÉNDICE	79
GLOSARIO	87

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



ÍNDICE DE TABLAS

	Página
1.1 Tiempos de Reposo para Deshidratación de Aceites Crudos	17
1.2 Valores Típicos de las Variables de Operación en el Proceso de Desalado Dependiendo del Tipo de Crudo.....	22
1.3 Utilización de Tensoactivos de Acuerdo a su HLB	32
1.4 Características de los Crudos Refinería Madero	35
1.5 Características de los Crudos Refinería Salina Cruz	36
1.6 Composición Elemental de Asfaltenos.....	40
3.1 Dispersión de Asfaltenos por el Método Visual.....	51
3.2 Resultados de la Prueba de Dispersión de Asfaltenos por Espectrofotometría....	56
3.3 Valores de HLB para Diferentes Tensoactivos.....	58
3.4 Porciento de Eficiencia de Dispersión de Asfaltenos en Aceite Crudo.....	59
3.5 Desempeño de los Tensoactivos en Crudo Maya.....	61
3.6 Desempeño de los Tensoactivos en Crudo Istmo.....	61
3.7 Desempeño de los Tensoactivos en Crudo Mezcla.....	62
3.8 Composición de las Formulaciones Propuestas.....	64
3.9 Desempeño de las Formulaciones Propuestas.....	65
3.10 Composición de las Formulaciones Modificadas.....	66
3.11 Desempeño de las Formulaciones Modificadas.....	67
3.12 Desempeño de las Formulaciones F7, FM4 y RD-29.....	67
4.1 Costo de las Formulaciones	68
4.2 Tabla Comparativa de Ahorros por la Aplicación de las Formulaciones RD-29 F7 y FM4.....	74

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
1 Exportación de Petróleo Crudo.....	1
2 Ubicación de las Refinerías en México.....	2
2 Diagrama Típico de una Desaladora Bielétrica de Tres Parrillas.....	4
1-1 Diagrama de la Configuración de un Electrodo.....	13
1-2 Esquema del Proceso de Desalado.....	19
1-3 Composición de los Electrodos.....	20
1-4 Gradiente de Dispersión.....	21
1-5 Esquema Detallado de una Desaladora Bielétrica de Tres Parrillas.....	24
1-6 Tipos de Desaladoras.....	25
1-7 Esquema de la Unidad Primaria de Crudo.....	28
1-8 (a) Estructura de asfaltenos y (b) Estructura de resina.....	38
1-9 Estructura Hipotética de los Asfaltenos.....	38
2-1 Desestabilización de Asfaltenos.....	43
2-2 Celdas de Espectrofotómetro.....	44
2-3 Espectrofotómetro.....	44
2-4 Botella para Evaluar Productos Desemulsionantes.....	45
2-5 Comportamiento General de las Emulsiones agua-aceite Crudo.....	47
2-6 Tubo California.....	47
2-7 Comportamiento General de las Emulsiones.....	48
3-1 Comportamiento de los Tensoactivos Seleccionados.....	63

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



INTRODUCCIÓN

En México se producen diversos tipos de crudos, desde ligeros (arriba de 30° API) de alta calidad (Olmecca), hasta los pesados (debajo de 22° API) de baja calidad (Maya). Es importante mencionar que México tiene un total de reservas de 38,286.1 millones de barriles de las cuales más del 50% en volumen está clasificado como aceite crudo pesado, estimadas al 1° de enero del 2002. El crudo Maya representa el 43 por ciento de las reservas totales de aceite crudo de México.

De acuerdo a las reservas en los yacimientos del complejo Cantarell en la Sonda de Campeche, las perspectivas petroleras se refieren específicamente a crudo Maya. El descubrimiento de nuevos yacimientos de crudo pesado en México, a propiciado que se realicen actividades determinantes para no afectar en forma sustancial los ingresos por concepto de las exportaciones de crudo. En el mercado internacional la demanda de crudos ligeros es mayor que la de crudos pesados. En el 2001 el crudo Maya^a representó el 62.47 % de la producción (1 millón 953 mil sobre un total de 3 millones 127 mil barriles por día (BPD)), el 85 % de las exportaciones (1 millón 431 mil sobre un total de 1 millón 690 mil BPD ver figura 1) y el 36 % aproximadamente del crudo procesado en el sistema de refinerías. La diferencia de precios entre los crudos más importantes que comercializa Petróleos Mexicanos, (crudo Maya 21.32°API y crudo Istmo 33.42°API), es en promedio de 2.89 USD/B (dólares por barril).



Figura 1: Exportación de Petróleo Crudo, Septiembre del 2002 (miles de BPD).



México dispone de seis centros de refinación instalados estratégicamente para abastecer de combustibles y lubricantes a todo el país. En la Figura 2 se observa la ubicación de las refinерías indicadas. La gran variedad de crudos provenientes de los diversos pozos petroleros contienen ciertas impurezas, las cuales son un factor determinante para definir la calidad de los crudos a procesar en las plantas primarias.



Figura 2: Ubicación de las Refinerías en México.

Uno de los principales problemas que se presentan en el manejo de petróleo crudo lo constituye el agua salina que se emulsiona con el aceite. El aceite crudo contiene como impureza agua salina que proviene normalmente del fondo de la formación geológica de la cual se extrae; junto con esta impureza se arrastran porciones de sales cristalizadas, partículas de piedra caliza, arcilla, arena, etc.

Sin duda el contenido de sal representa uno de los contaminantes mas significativos que originan ataques corrosivos a líneas y equipos al formar compuestos ácidos producto de su hidrólisis. Las sales de sodio representan el 75% de las sales totales, las de magnesio el 15% y las de calcio el 10% en promedio. Los cloruros de magnesio hidrolizan a temperaturas ligeramente mayores a 121°C, los de calcio a 205°C y los de sodio a 538°C. Por tal motivo, es importante eliminar el 98% mínimo de sales contenidas en el crudo que se procesa.



El sistema recomendado actualmente para garantizar la remoción de sales por arriba del 98%, es mediante la utilización de dos etapas de desalado empleando desaladoras de tipo bieléctrico, en las plantas de destilación atmosférica de crudo.

Uno de los contaminantes que tienen mayor impacto en todos los procesos que integran un centro de refinación es el azufre debido a que tanto los productos como las cargas a los diversos procesos requieren de una especificación dada. Los aceites crudos pesados exhiben generalmente un mayor contenido de compuestos de azufre de carácter ácido tales como: ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros compuestos de carácter polar con diversos contenidos de oxígeno y nitrógeno (surfactantes naturales) que tienden a ubicarse en la interfase agua-aceite incrementando la estabilidad de las emulsiones.

Los aceites crudos contienen componentes de alto peso molecular. Los asfaltenos y resinas son las fracciones pesadas del petróleo que son responsables de la formación de emulsiones estables durante la producción de aceite. La presencia de asfaltenos puede ser la causa de una serie de problemas en la producción y recuperación de aceite crudo. El mayor problema es la aglomeración de asfaltenos en la interfase agua-aceite de la emulsión, por lo que se observa una marcada disminución en la eficiencia de los equipos empleados y el aumento del contenido de aceites en los efluentes. Al desestabilizarse los asfaltenos, se producen fenómenos de floculación y sedimentación, ello provoca la formación de un empaque o "cochón" de asfaltenos en la interfase de la emulsión, favoreciendo la formación de emulsiones difíciles de romper y la disminución en la eficiencia de los equipos utilizados para la deshidratación y desalado (ver figura 3).

Los crudos pesados como el Maya, contienen una mayor proporción de componentes de alto peso molecular (asfaltenos) que incrementan su densidad y viscosidad y aumentan la tendencia a la formación de depósitos (ensuciamiento) de equipos de intercambio de calor y a la formación de interfases rígidas en los equipos de deshidratación y desalado de aceites crudos.

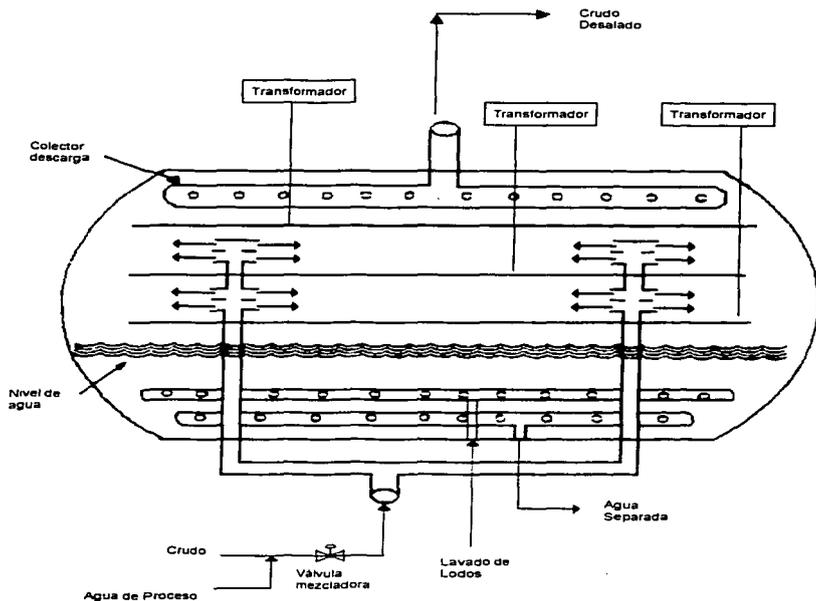


Figura 3: Diagrama Típico de una Desaladora Bielétrica de Tres Parrillas.

Para dar respuesta a esta problemática, este trabajo propone el desarrollo de desemulsionantes específicos con alto desempeño. La deposición de asfaltenos puede ser inhibida o disminuida por la adición de productos dispersantes. El desarrollo de un producto



desemulsionante con acción dispersante, resolvería en gran medida la aglomeración de asfaltenos en la interfase aceite-agua de las emulsiones de aceite crudo lo que representaría un aumento en la eficiencia de las operaciones de deshidratación y desalado, y en los procesos de la unidad primaria del centro de refinación. En el aspecto económico este producto permitiría disminuir costos de mantenimiento y el consumo de otros aditivos.

Objetivos

General

Desarrollar en base a las características y composición de los aceites crudos y de los tensoactivos actualmente disponibles, la formulación de productos desemulsionantes para operaciones de deshidratación y desalado de crudos de alta eficiencia y que exhiben propiedades inherentes de dispersión de asfaltenos.

Específicos

- Obtener un procedimiento para la evaluación de tensoactivos, disolventes, codisolventes y agentes dispersantes de asfaltenos.
- Desarrollo y evaluación de formulaciones de aditivos desemulsionantes para tratamiento de crudos Maya y otros crudos pesados.
- Obtención de dosificaciones óptimas de aditivos desemulsionantes solubles en agua y solubles en aceite.
- Obtener un estimado del costo de la formulación y del beneficio económico como resultado de su aplicación.

TRABAJO COMPLETADO
FALLA DE ORIGEN



CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES TEÓRICOS

1.1 Emulsión

Durante la producción de aceites crudos se observa continuamente la presencia de agua en diversas etapas del proceso. Muchos pozos producirán agua y aceite simultáneamente en algún punto de su periodo de vida, como resultado de las condiciones naturales de la formación o como un efecto secundario o terciario de producción. En algunas corrientes de una refinería, el agua está presente como resultado de la inyección de agua al aceite crudo, inducida para lavar diversos contaminantes presentes o como resultado de la inyección de vapor para mejorar la destilación, siendo posible la formación de emulsiones a través de diversos mecanismos.

Una emulsión es una combinación de dos líquidos inmiscibles, o líquidos que no se mezclan juntos bajo condiciones normales; uno de los líquidos se encuentra disperso en el otro en forma de gotas de diferentes tamaños. Una emulsión es una mezcla estable de dos fases que no se separa al menos que se someta a algún tratamiento.

Se requieren tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

- Los líquidos deben ser inmiscibles.
- Los líquidos deben ser suficientemente agitados para dispersar un líquido en el otro.
- Debe estar presente un agente emulsionante.

Los agentes emulsionantes comúnmente encontrados en emulsiones de petróleo incluyen: asfalto, sustancias resinosas, ácidos orgánicos solubles en aceite y otros materiales finamente divididos que son más solubles, humectables o dispersables en aceite que en agua. Algunos sólidos finamente divididos son sulfatos de hierro, zinc y aluminio, carbonato de calcio, sílica y sulfuro de hierro. Cada uno de estos emulsionantes usualmente forman una película sobre la superficie de las gotas dispersadas.

Cada uno de estos factores es variable. La composición y propiedades de aceite, agua y contaminantes asociados varían mucho de fuente a fuente. El tipo y cantidad de agentes emulsionantes presentes dentro de diferentes aceites y aguas también varían mucho.



La agitación o cantidad de energía a la que una mezcla aceite-agua está sujeta depende de las propiedades de los fluidos, presiones, velocidades y parámetros químicos presentes en los diferentes tipos de aceite crudo. Aunque las variaciones de cada componente son considerables, la suma total de sus efectos producen una variedad casi infinita de emulsiones [1].

En una emulsión, el líquido que está presente en forma de gotas pequeñas se conoce como fase discontinua, dispersada o fase interna. El líquido que encierra las gotas se conoce como fase continua o externa.

Las emulsiones de petróleo crudo son normalmente del tipo agua en aceite (W/O), es decir que pequeñas partículas de agua están suspendidas en aceite (el cual forma la fase continua). El tipo inverso (rara vez se presenta) aceite en agua (O/W) donde el aceite es la fase dispersa y el agua la fase la continua.

Factores que afectan el rompimiento de una emulsión.

Una emulsión puede ser difícil o fácil de romper dependiendo de varios factores, tales como [2]:

- Características y naturaleza del crudo
- Forma de partículas
- Diferencia de densidades entre el aceite y el agua
- Temperatura
- Viscosidad del aceite
- Características del flujo
- Tipo y características de los emulsionantes naturales
- Tiempo e intensidad de mezclado
- Tiempo de asentamiento
- Tipo de recipientes para el tratamiento

En una emulsión agua en aceite están presentes dos fuerzas en oposición directa. Una fuerza es ocasionada por la película del agente emulsionante que encierra las gotas que impide la coalescencia. La otra fuerza es la oposición de la tendencia de las gotas para unirse y formar gotas más grandes: las cuales son producidas por la fuerza de gravedad y sedimentación. Por consiguiente, para romper una emulsión de petróleo las propiedades del agente emulsionante deben ser neutralizadas o destruidas, de tal forma que las gotas de agua puedan coalescer.



1.1.1 Estabilidad de Emulsiones. La estabilidad de una emulsión o su resistencia al rompimiento depende de varios factores que incluyen el tipo de agente emulsionante, la viscosidad, peso específico, porcentaje de agua y la calidad de la emulsión [3,4].

Control de agentes emulsionantes. Los agentes emulsionantes son necesarios para crear emulsiones. La eliminación, alteración o neutralización de estos materiales permite la resolución o prevención de emulsiones. La eliminación de agentes emulsionantes puede incluir la revisión de los programas de inhibición de corrosión para reducir la cantidad de sulfuro de hierro posible y la selección cuidadosa de inhibidores de corrosión para evitar tendencias de emulsificación o eliminar aceites crudos incompatibles de mezclas de aceite crudo. Una mezcla incompatible de aceite crudo favorece la sedimentación de asfaltenos. Esta sedimentación comúnmente ocurre cuando un aceite crudo asfáltico se mezcla con un aceite crudo parafínico. La alteración de agentes emulsionantes incluirá medidas tales como: la adición de un dispersante de asfaltenos para inactivar sus sitios polares, la adición de modificadores de cristales de parafina en emulsiones estabilizadas, o aumentar las temperaturas de tratamiento para modificar la temperatura de turbidez o de cristalización de parafinas de un aceite crudo parafínico. Generalmente la neutralización de agentes emulsionantes se relaciona con la neutralización de cambios polares asociados con la película de agentes emulsionantes formada alrededor de las gotas emulsificadas. La neutralización es la función llevada a cabo por rompedores de emulsión comerciales que favorecen la coalescencia y por lo tanto aceleran la sedimentación por gravedad.

Viscosidad. La viscosidad de un líquido puede ser considerada como la resistencia al flujo. Una viscosidad más alta implica una mayor resistencia al flujo. Por el contrario, una viscosidad más baja hace que el líquido fluya más rápidamente. La viscosidad de un aceite puede reducirse por la aplicación de calor, la adición de un diluyente o la adición de químicos. Normalmente, al calentar un aceite crudo de alta viscosidad está disminuye y hace que el aceite fluya más fácilmente. Un aceite de alta viscosidad requiere más tiempo para que las gotas de agua se fusionen (coalescencia) y sedimenten que un aceite de baja viscosidad, debido a que las gotas de agua no pueden moverse rápidamente a través de un aceite con alta viscosidad como en uno de baja viscosidad.

Peso específico. El peso específico de una sustancia es el peso de una cantidad dada de un líquido a una temperatura dada comparada con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura. Sin embargo, en el campo de la producción y manejo de los aceites crudos, se utiliza el concepto de grados API que puede definirse como:

$$\text{Grados API} = (141.5/\text{peso específico a } 60^{\circ}\text{F}) - 131.5$$

TESIS EN
FALLA DE ORIGEN



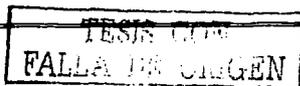
Tanto el peso específico del aceite como del agua, tienen relación sobre la estabilidad de la emulsión. Por ejemplo en una emulsión agua en aceite, un aceite crudo pesado (uno con alto peso específico y bajo valor de ° API) tiende a mantener las gotas de agua en suspensión por más tiempo que un aceite crudo con bajo peso específico y altos ° API. De igual manera, agua más ligera tal como agua fresca no se separa rápidamente de un aceite crudo como agua salada, dado que el agua salada es más pesada.

Porcentaje de agua. Con un incremento en el porcentaje de agua, es necesaria más agitación para emulsionar completamente el agua. Para una completa emulsificación, una emulsión con alto porcentaje de agua tiene un mayor número de gotas de agua por unidad de volumen y, por consiguiente un mayor número de colisiones de gotas para formar gotas más grandes y resolver la emulsión en aceite y agua. Así, en general las emulsiones agua en aceite con altos porcentajes de agua tienden a formar emulsiones menos estables.

Edad de la emulsión. Generalmente la estabilidad de las emulsiones se incrementa con la edad o tiempo. La oxidación, fotólisis, evaporación de hidrocarburos ligeros tales como butanos, pentanos y hexanos que tienen bajo peso molecular y baja densidad, o la acción bacteriana pueden incrementar la proporción o velocidad de agentes emulsionantes dentro del aceite crudo. El rompimiento de emulsiones tan pronto como sea posible después de la formación de la emulsión eliminará o reducirá los efectos del añejamiento.

Diferencia de densidad. La diferencia de densidades de dos fases líquidas puede incrementarse. Al calentar una emulsión normalmente se disminuye la densidad del aceite a una mayor velocidad que la del agua y esto permite una sedimentación más rápida de agua. Los aceites más pesados normalmente son más difíciles para deshidratar que los aceites ligeros, ya que su densidad es más cercana a la del agua. La densidad del agua es también importante, el agua fresca tenderá a separarse del aceite a una velocidad más lenta que el agua salada.

Control de Agitación. Las medidas que reducen o eliminan la agitación de una mezcla de aceite y agua favorecerán la disminución de la estabilidad de la emulsión o evitarán la formación de la emulsión.





1.2 Desemulsificación

La Desemulsificación es un proceso el cual incluye la floculación, coalescencia y separación de dos líquidos inmiscibles. La película que rodea a las gotas de agua dispersas debe debilitarse y romperse.

La separación de fases crudo-agua ocurre debido a la diferencia de densidad entre ellas y la velocidad con que esto sucede es calculada por la ecuación de Stokes:

$$V_s = \frac{2(d_2 - d_1)gr^2}{9\mu_1} \quad \text{Ec. 1}$$

donde:

- V_s : velocidad de sedimentación
- d_2 : densidad de agua
- d_1 : densidad del crudo
- μ_1 : viscosidad del crudo
- g : aceleración de la gravedad
- r : radio de las gotas de agua

De los parámetros señalados en la ecuación (1) la viscosidad es la que mayor influencia tiene por su gran sensibilidad con la temperatura. Este no es el caso para la diferencia de densidad, puesto que los coeficientes de expansión térmica son muy semejantes. El efecto de la temperatura y la cantidad de diluyente es drástico para crudos muy viscosos, representando varios ordenes de magnitud de diferencia en la velocidad de sedimentación cuando se añaden pequeñas cantidades de diluyente o aumenta la temperatura.

Little [5] sugiere que la secuencia de pasos que conducen a la desemulsificación de una emulsión W/O pueden involucrar:

- Desplazamiento de material asfáltico y sólidos de la interfase por el desemulsionante,
- Neutralización de algún material ácido débil y la disminución de la concentración micelar del surfactante al usar una sal alcalina tal como carbonato de potasio,
- Formación de micelas surfactantes las cuales solubilizan y/o estabilizan los compuestos asfálticos en el aceite crudo y/o en el agua,
- Coalescencia de gotas de agua,
- Coalescencia de las grandes gotas con el volumen separado de la fase de agua.



El proceso total de coagulación de una emulsión ocurre en dos pasos, esto es, floculación y coalescencia. La velocidad de coagulación puede ser controlada por la velocidad de floculación o por la velocidad de coalescencia, dependiendo cual de ellas es lenta. Estas velocidades dependen de la naturaleza del emulsionante, esto es su concentración, temperatura, pH, etc.

1.3 Métodos de Desemulsificación

A continuación se describen los métodos más comunes empleados en la desemulsificación [6]:

- Incremento de la temperatura en la emulsión.
- Aplicación de químicos diseñados para romper emulsiones.
- Aplicación de campos eléctricos que promuevan coalescencia.

1.3.1 Térmico.

Efectos de la temperatura en una emulsión. Comúnmente se emplea la adición de calor a una corriente de aceite crudo emulsionado para separar las fases agua-aceite debido a que presentan las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad del aceite.
- Incrementa el movimiento molecular de las gotas de agua dispersas en el aceite aumentando la frecuencia de colisión.
- Puede desactivar la acción química de los agentes emulsionantes y disolver los cristales pequeños de las parafinas y asfaltenos.
- Ayuda a la dispersión de los agentes emulsionantes contenidos en el aceite; después de haberse separado de las gotas de agua. Asimismo, mejora la acción de los desemulsionantes, ya que provoca que éstos interaccionen más rápidamente para romper la película que rodea las gotas de agua.
- Permite la expansión de las gotas de agua, induciendo al rompimiento de la película que rodea a las gotas, particularmente en presencia de ciertos compuestos desemulsionantes.
- Incrementa el valor de la diferencia de densidades entre el agua y el aceite; acelerando la sedimentación de las gotas de la fase dispersa.

Adición de calor a la emulsión. A pesar de las ventajas indicadas, el calentamiento del aceite crudo puede ser costoso. La adición de calor puede provocar una pérdida significativa en



volumen de los hidrocarburos con punto de ebullición bajo. Así mismo, debido a la pérdida de hidrocarburos ligeros, el aceite restante recuperado en el tanque de almacenamiento posee menos ° API, es más pesado y por lo tanto, su valor comercial es menor.

Por lo general, las temperaturas de tratamiento de una emulsión están en el intervalo de 37.8–71.1 ° C, pero en el tratamiento de aceite crudo pesado, la temperatura puede ser tan alta como 148.8 ° C y la mayoría de los aceites ligeros se tratan con temperaturas menores a 82.2 ° C. Los aceites pesados son una gravedad menor a 20 ° API se tratan a temperaturas mayores a 82.2 ° C.

Las emulsiones producidas en diferentes pozos de un mismo campo o de la misma formación requieren temperaturas de tratamiento diferentes. Por esta razón, se recomienda que se realicen pruebas con diferentes temperaturas de tratamiento. Así, se puede determinar la temperatura práctica y mínima de tratamiento para cada emulsión.

En las aplicaciones de desalado en la refinería y en la producción de aceites pesados, las altas temperaturas de tratamiento usualmente remueven parafinas así como un agente emulsionante activo. Un incremento en la temperatura arriba del punto de fusión de la parafina (50-65 ° C) puede desestabilizar completamente una emulsión.

1.3.2 Eléctrico. Este método se basa en la aplicación de un campo eléctrico a una emulsión; las moléculas polares de la membrana interfacial aceite-agua que estabiliza el sistema se reorientan y abandonan dicha interfase provocando su debilitamiento. Asimismo el campo eléctrico produce una atracción mutua entre las partículas en virtud de que las cargas inducidas sobre ellas producen un dipolo sobre la superficie de las mismas. Existen varios diseños para aplicaciones específicas, pero la base fundamental para seleccionar estos aparatos es el tipo de electrodo, que básicamente se divide en dos grupos: electrodos para flujos de baja velocidad y electrodos para flujos de alta velocidad. En la figura 1-1 se muestra la configuración de un electrodo.

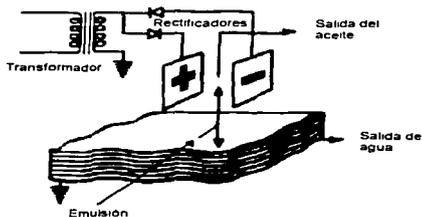


Figura 1-1: Diagrama de la Configuración de un Electrodo.

Los electrodos para flujos de baja velocidad se emplean para aquellas emulsiones que tienen una conductividad baja y también, para aceites crudos pesados de alta viscosidad. En éstos, el cuerpo del aparato es esencialmente un recipiente cerrado en cuyo interior se encuentran dos electrodos paralelos en un plano horizontal. Cada electrodo consta de una serie de anillos concéntricos sujetos con materiales aislantes en la parte superior del recipiente. La emulsión emerge a la parte inferior y se distribuye por toda el área ocupada por los electrodos mediante un dispersor. En este sitio la emulsión se destruye y el agua cae al fondo del recipiente, de donde se drena continuamente a una velocidad tal que su nivel se mantiene por debajo de los electrodos. El aceite ya deshidratado se drena por la parte superior.

Los electrodos para flujos de alta velocidad se recomiendan para las emulsiones que tienen una conductividad relativamente alta y para aceites crudos ligeros de baja viscosidad. La construcción y funcionamiento es similar al caso anterior con la diferencia de que los electrodos constan de menos anillos y el consumo de energía es mas reducido. Cuando se requiere desemulsionante se agrega a la emulsión antes de que llegue a la deshidratadora.

1.3.3 Químico. Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables debido a la gran área interfacial creada al formar millones de gotas de una fase inmiscible en otra. Sin embargo, la presencia de un tercer componente (agente emulsionante), el cual tiene la propiedad de adsorberse en la interfase formando una película, hace que las gotas no puedan coalescer. Dicha película tiene su origen en los surfactantes naturales presentes en el crudo que se encuentran en las fracciones de asfaltenos y resinas. Estos compuestos, aún cuando no reducen mucho la tensión interfacial, a los valores de pH de las aguas de formación tienen la facultad de formar películas con propiedades adecuadas para evitar la coalescencia y, aún más, la rigidez de ella aumenta con el tiempo haciendo que sea más difícil de deshidratar crudos envejecidos.



En la desemulsificación química la velocidad de adelgazamiento de la película aumenta y la estabilidad de la película se reduce. La función del desemulsionante, es cambiar las propiedades reológicas interfaciales y desestabilizar las películas de emulsión estabilizada por surfactantes. La principal función del desemulsionante químico es aumentar el drenado de la película [7,8]. Según Layrisse, el papel que juegan los desemulsionantes comerciales es el de desplazar dicha película de la interfase y absorberse ellos. La propiedad que se busca en la formulación de este tipo de aditivos es la de ser más activo que los surfactantes naturales pero no formar películas que impidan la coalescencia de las gotas.

Los químicos usados para romper emulsiones W/O son adicionados en pequeñas cantidades en algún punto en el sistema de tratamiento. También los desemulsionantes son materiales polares, esto quiere decir que ellos son atraídos por los agentes emulsionantes, los cuales también son materiales polares.

Punto de aplicación de los agentes químicos desemulsionantes. El punto de aplicación del agente químico desemulsionante, es de vital importancia en el diseño de un proceso de tratamiento químico de emulsiones, este como generalmente se menciona en la literatura debe ser ubicado tan distante como sea posible del lugar donde se va llevar a cabo el proceso de deshidratación, esto se menciona ya que se han encontrado instalaciones en donde se manejan crudos pesados (12 a 24 ° API), y se inyecta el desemulsionante en un punto muy cercano al proceso de deshidratación, práctica totalmente anómala que tiene como consecuencia inestabilidad en el proceso y el subsecuente incumplimiento de las especificaciones contractuales del crudo.

Otra consideración importante para ubicar el punto de inyección de químicos es en el cual se tenga máxima turbulencia, esto se puede lograr inyectando los reactivos en la succión de equipos de bombeo, con lo que se tiene un óptimo contacto entre el agente desemulsionante y la emulsión contenida en el crudo, mejorando con esto la estabilidad y eficiencia de los procesos.

El método más común de resolución de una emulsión es una combinación de calor y aplicación de químicos diseñados para eliminar o neutralizar los efectos de agentes emulsionantes. El éxito de los métodos químicos depende de lo siguiente:

- Una cantidad adecuada del químico seleccionado.
- Un mezclado total del químico en la emulsión.
- La aplicación adecuada de calor puede ser requerida para facilitar o resolver totalmente una emulsión.



- Debe existir tiempo de residencia suficiente en los tanques de tratamiento para permitir la sedimentación de las gotas de agua.

De los antes expuesto se puede decir, que el efecto de la temperatura es el de aumentar la frecuencia de los choques, permitiendo de esta forma que ocurra la floculación y coagulación mientras que el papel de los desemulsionantes es el de acelerar la coalescencia por el desplazamiento de la interfase de los surfactantes naturales.

1.4 Deshidratación y Desalado

Dentro de la industria del petróleo, la emulsión W/O puede presentarse en cada etapa de la producción, transportación o refinación. El alcance de la desemulsificación y el impacto económico de los contaminantes asociado con emulsiones en equipos de proceso de hidrocarburos, determinará que método o métodos de tratamiento son necesarios para producir hidrocarburos con las especificaciones deseadas. Un entendimiento del impacto de los contaminantes de aceite y la desemulsificación incompleta, se requiere en algunas áreas de procesamiento de hidrocarburos. Las primeras áreas de importancia son [9]:

1. Deshidratación de hidrocarburos.
2. Desalado. Remoción de sólidos inorgánicos y sales.
3. Tratamiento de Efluentes o calidad del agua producida.

1.4.1 Deshidratación del Aceite. La eliminación del agua salina se efectúa mediante dos etapas de separación. La primera consiste en eliminar el grueso del agua y los sólidos por medio de equipos de deshidratación que se localizan en áreas próximas a los pozos productores de aceite crudo. La segunda es el desalado, operación que normalmente se efectúa en las refinerías y tiene como objetivo remover las pequeñas cantidades de sales inorgánicas que generalmente están disueltas en el agua. Para ello el crudo se somete a un lavado con un 3 a 8% de agua.

Las compañías de producción de aceite deben ser eficaces para llevar sus productos al mercado. Para la producción a gran escala, se requiere en principio contar con un sistema de tuberías (ductos) para el transporte aceite crudo. El aceite crudo producido debe cumplir con las especificaciones para el transporte por tubería y no debe contener más del 0.5% de sedimento básico y agua (BS&W), valor que se determina mediante una prueba estándar ASTM-D-96 o una variación de esta prueba.



Se puede definir la deshidratación como el proceso mediante el cual se separa al agua presente en el crudo hasta niveles inferiores al 1%. En este contexto, el desalado sólo tiene sentido una vez que el crudo ha sido deshidratado.

Actualmente más del 90% del crudo producido en el mundo viene asociado con cantidades apreciables de agua dispersa en forma de gotas formando una emulsión; esto es debido a que a medida que se explotan los yacimientos de petróleo, la concentración de agua de formación asociada al crudo aumenta llegando a alcanzar valores superiores al 50%.

La necesidad de deshidratar el crudo es evidente, y se puede resumir diciendo que el hecho de remover el agua lo mas cerca de donde es producida ahorra espacio en el manejo del crudo tanto a nivel oleoducto como de tanques. Obviamente al alimentar una planta de destilación el contenido de agua debe ser lo mínimo posible debido al gran aumento de volumen que sufre el agua al ser evaporada, causando graves problemas de operación.

La deshidratación incompleta también reducirá la eficiencia del desalado, así como las sales serán llevadas al sistema con el exceso de agua. En las refinerías, generalmente se intenta limitar el agua residual a 0.2% en aceites crudos ligeros y 0.4% en aceites crudos pesados.

La deshidratación de aceites crudos puede llevarse a cabo mediante los métodos de tipo (1) estático y (2) dinámico, de los cuales este último es el más empleado. Entre los sistemas dinámicos se encuentran: los tanques de lavado, calentadores-tratadores, separadores de agua libre y separadores electroestáticos.

El proceso de deshidratación se lleva a cabo en dos etapas: la desestabilización de la emulsión de agua en crudo y la separación de las fases en un equipo mecánico. Es importante señalar que la función principal del equipo de separación es proporcionar suficiente tiempo de residencia para que las fases puedan segregarse; aún cuando ocurra cierta coalescencia de las gotas, la emulsión está prácticamente desestabilizada al entrar en el separador.

En la tabla 1.1, se muestran valores de gravedad específica y tiempo de reposo encontrados en la literatura, para la deshidratación de aceites crudos en tanques deshidratadores (GUN BARREL).



Tabla 1.1: Tiempos de Reposo para Deshidratación de Aceites Crudos.

Gravedad Específica del Aceite	Tiempo de Reposo del Aceite	Temperatura de Tratamiento
12 a 16 *API	18 - 24 HORAS.	49 - 60 °C
17 a 24 *API	16 - 20 HORAS	27 - 43 °C
25 a 45 *API	4 - 18 HORAS	20 - 45 °C

La coalescencia de las gotas microscópicas de agua es en la mayoría de los casos el factor limitante en la velocidad de rompimiento de la emulsión. La primera etapa en el mecanismo de rompimiento de emulsión es la floculación que es un proceso reversible y tiene como parámetro de mayor influencia la viscosidad del crudo o fase continua; luego sigue la coagulación, un proceso irreversible que depende de la viscosidad del medio (crudo) y de las propiedades mecánicas de la película que rodea a las gotas. Por último, la coalescencia de las gotas que depende básicamente de las propiedades mecánicas de la película que rodea a estas. Para los crudos muy pesados (<14*API) la viscosidad es muy alta y el choque de las gotas dispersas en el crudo ocurre con poca frecuencia e intensidad, por lo que la floculación y coagulación no se llevan a cabo. Es por esto que las temperaturas de tratamiento son elevadas.

1.4.2 Fundamentos del Proceso de Desalado. Dentro del ambiente de la refinación el primer proceso a que se somete un aceite crudo o mezcla de aceites es el desalado. Este proceso fue desarrollado con el propósito de reducir el contenido de agua (menor que 0.5%) y el contenido de sales principalmente inorgánicas asociadas con esta agua (las aguas de formación de un campo de producción de aceite crudo pueden contener hasta 300, 000 mg de sal/l). Las sales pueden presentarse en forma cristalina dispersada dentro del aceite. Como estas sales tienen considerables efectos negativos en los procesos de la refinería, es necesaria su remoción.

El exceso de sales inorgánicas y la presencia de sólidos de contenido metálico favorecen el envenenamiento de catalizar, promoviendo el consumo excesivo del mismo y la reducción de la conversión en procesos de desintegración catalítica. Las sales inorgánicas y los sólidos pueden promover asimismo el ensuciamiento, lo cual, reduce la transferencia de calor. El exceso de sólidos puede reducir la calidad del combustible residual o coque. Los sólidos también pueden promover la formación de espuma (detergencia) y ensuciamiento en columnas de destilación por lo que es necesario emplear antiespumantes y dispersantes.

La remoción de sales, se lleva a cabo mediante la inyección de agua relativamente fresca con bajo contenido de sales (3-8% en volumen) en la línea de carga del aceite crudo para la extracción de sales o lavado del aceite (la línea de carga es la línea que transfiere aceite crudo



desde el almacén o a través de tuberías, intercambiadores de precalentamiento hasta el tanque de desalado). A mayor contacto del agua con el aceite crudo, mayor potencial para la extracción de sales; por lo tanto, la agitación debe realizarse por medio de válvulas de mezclado o mezcladores estáticos en línea. Esta agitación, crea una emulsión; la separación de las fases de aceite y agua, se lleva a cabo en un tanque de desalado o tratador [10,11].

1.4.3 Calidad del Efluente de Agua. Cuando se tratan emulsiones en la industria del petróleo, siempre se produce agua. En la refinación y producción se requiere minimizar la cantidad de aceite en los sistemas de tratamiento de efluentes acuosos ya que esto representa pérdida de producto, incremento de capital, o incremento en costos de operación para recuperar el aceite del agua. La falta de eficiencia en la separación aceite-agua en una desaladora o tratador de aceite crudo implica la necesidad de adquirir otros equipos, tales como: tanques de flotación de aceite o desnatadores, clarificadores, estanques de sedimentación y unidades biox. Cada una de estas unidades tendrán costos de operación significativos sobre y más allá del costo capital. (Una unidad biox es un recipiente donde la actividad biológica permite la digestión de materiales orgánicos tales como hidrocarburos llevados con el agua para su conversión o tratamiento).

Los aceites producidos se ajustan normalmente a estándares del intervalo del contenido de aceite en agua menor que 10 ppm para aceites crudos muy ligeros y 100 ppm para aceites crudos muy pesados (1ppm=1mg/l). Estas especificaciones son usualmente establecidas y dependen de la disponibilidad del equipo y tipo de aceite crudo. Para permitir descargar efluentes al medio ambiente el contenido de aceite en agua debe ser menor a 10 ppm.



1.5 Descripción del Proceso de Desalado de la Operación de la Unidad de Crudo y de un Tratamiento Integral

En la Figura 1-2 se muestra esquemáticamente el proceso de desalado, que consiste en términos generales en adicionar agua de lavado al crudo caliente para disolver las sales y humectar los sólidos.

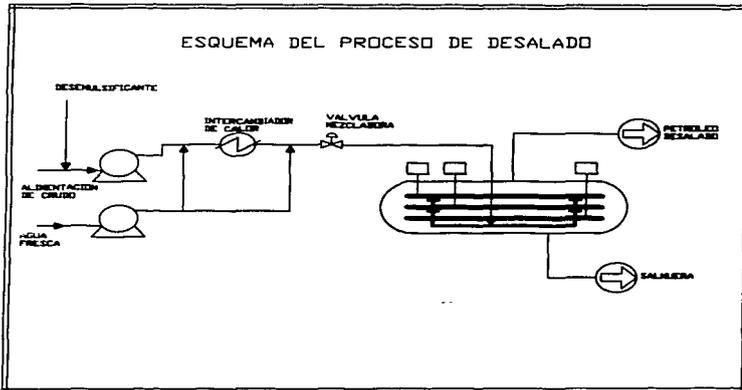


Figura 1-2: Esquema del Proceso de Desalado.

La mezcla W/O pasa a través de una válvula mezcladora, para posteriormente alimentarse a un tanque que tiene en su interior unos electrodos para someter la mezcla W/O a un campo eléctrico de alto voltaje y propiciar así la separación del crudo desalado por un lado y agua con sales y sólidos (salmuera) por el otro lado [12].

La válvula mezcladora crea una emulsión. El agua, de esta manera se dispersa por todo el crudo en gotas extremadamente pequeñas.



Una vez que el agua y el crudo son mezclados, la corriente de crudo entra en la base del recipiente de la desaladora, corre por el tubo de subida, y después sale por los distribuidores. Los distribuidores son responsables de distribuir el crudo a una corriente uniforme existente en todos los campos de electricidad de alto voltaje. Un campo de alto voltaje es producido por los electrodos que están dentro de la desaladora.

Los electrodos entre los que se forma el campo eléctrico están colocados a espacios en que la intensidad del voltaje es de 2000 a 5000 volts, por pulgada de separación. Los voltajes aplicados varían de 13 000 a 35 000 volts. La figura 1-3 muestra la composición de los electrodos en la desaladora.

Parrillas de barras de metal y varillas componen los electrodos. El gradiente de alto potencial para el campo eléctrico es proporcionado por las unidades de energía instaladas en el exterior y encima del recipiente de la desaladora.

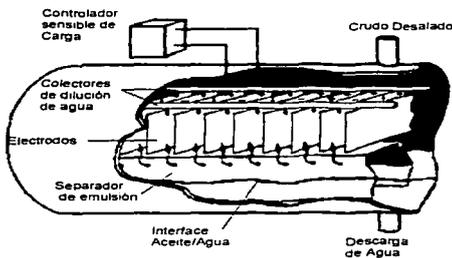


Figura 1-3: Composición de los Electrodos.

Cuando el crudo entra a dos campos eléctricos, la carga eléctrica de cada gota es separada. Esto es, la carga negativa se concentra en un extremo de la gota y la carga positiva al otro extremo. Cada gota induce un dipolo; una partícula que lleva dos cargas eléctricas iguales pero opuestas, o polos eléctricos.

El extremo positivo de cada gota de agua es atraído por el polo negativo en el campo eléctrico que está actuando en la gota de agua. Como las cargas eléctricas de cada gota son separadas, los polos negativos de las gotas son atraídos por los polos positivos de las otras



gotas. Casi inmediatamente después de que el crudo entra al campo eléctrico las gotas de agua se combinan o se unen como las cargas eléctricas opuestas se atraen.

La Figura 1-4 muestra el movimiento de las gotas para formar gotas más grandes [13].

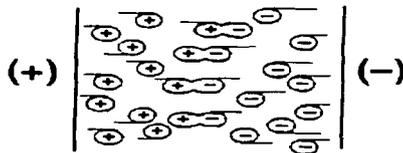


Figura 1-4: Gradiente de Dispersión.

La acción de unión creada por la atracción de las gotas de agua entre sí crean gotas más y más grandes, hasta que finalmente, las gotas de agua son lo suficientemente grandes para separarse del crudo por la fuerza de gravedad. Las gotas grandes caen a través del crudo y van al fondo de la desaladora.

Cuando la desaladora está en operación, desde el fondo hasta un tercio o medio recipiente, está lleno con agua. Un controlador de interfase conectado a un desplazador en la interfase de agua y crudo controla el flujo en el que el agua saldrá de la desaladora de manera que se mantenga un nivel de agua que esté dentro de las especificaciones de operación. El agua del fondo de la desaladora se desaloja por una tubería de salida. El crudo tratado sale del recipiente de la desaladora por una tubería colectora cerca de la parte superior del recipiente [14].

Factores que afectan la eficiente operación de la sección de desalado

- Pre calentamiento del crudo
- Adición del agua de lavado con la calidad y temperatura adecuada
- Tiempo de asentamiento
- Nivel de la interfase en la desaladora
- Caída de presión a través de la válvula mezcladora
- Presión en la desaladora
- Variables eléctricas
- Fluctuaciones en el contenido de sal



- Tipo de desaladora

Aspectos importantes que permiten mejorar el funcionamiento de la sección de desalado

- Ajuste en las condiciones de operación (ΔP , T, variables eléctricas)
- Suministro y calidad del agua de lavado antes de la válvula mezcladora
- Sustitución de intercambiadores tipo "U" para precalentar el agua de lavado
- Sustitución de válvulas mezcladoras por mezcladores estáticos
- Implementación del doble desalado

Variables claves de una desaladora. Una desaladora tiene seis variables de proceso claves que contribuyen a asegurar una apropiada operación de desalado:

- Presión y temperatura de la desaladora
- Presión diferencial de la válvula mezcladora
- Voltaje y amperaje de la grilla
- Cantidad y calidad del agua de lavado
- Nivel de la interfase W/O

En la tabla 1.2 se muestran los valores típicos de las variables de operación de desalado.

Tabla 1.2: Valores Típicos de las Variables de Operación en el Proceso de Desalado dependiendo del tipo de Crudo.

Peso Específico	% Vol. Agua de Lavado	Temp. °C Agua de Lavado	Temp. °C Operación Desaladora	ΔP Válvula Mezcladora Kg/cm ²	Nivel Pulgadas	Voltaje Voits	Amperaje Amper
0.822 - 0.866	3 - 4	80 - 90	120 - 126	0.90 - 1.50	36	> 340	< 50
0.868 - 0.878	4 - 6	80 - 90	126 - 135	0.80 - 1.0	36	> 340	< 50
0.880 - 0.920	6 - 8	80 - 90	135 - 145	0.33 - 0.13	36	> 340	< 50

Importancia del Nivel de interfase W/O. El propósito de un campo eléctrico es deshidratar la emulsión W/O después de la operación de mezclado. Existen en realidad dos campos eléctricos dentro del equipo: (1) entre el electrodo inferior y la interfase de agua, que es donde ocurre la mayor parte de deshidratación y (2) entre las grillas, electrodos que proveen una acción de pulido sobre la dispersión. El nivel de interfase agua crudo ayuda a determinar el gradiente de campo eléctrico principal así como el tiempo de residencia tanto del crudo como del agua en la desaladora. Elevando éste nivel se incrementa el gradiente de campo eléctrico primario y el tiempo de residencia del agua mientras se disminuye el tiempo de residencia del crudo. En la



figura 1-5 se observa la ubicación del campo de tratamiento primario y secundario de una desaladora bieléctrica de tres parrillas.

El sistema de control del nivel de interfase de la desaladora consiste de un sensor de interfase dentro del recipiente, un controlador y una válvula de control ubicada en la línea del agua efluente que sale del equipo.

Una mala operación de la desaladora puede ser causada por mantener un nivel de interfase que sea demasiado alto o bajo. Si el nivel de interfase es demasiado alto, la corriente a la desaladora aumentará debido a la menor resistencia al paso de la electricidad que ofrece la capa de agua, resultando en la formación de arcos y la re-dispersión del agua. El riesgo de afectar fuertemente la torre atmosférica por arrastre de agua es realmente alto. Adicionalmente la eficiencia de deshidratación de la desaladora puede ser apreciablemente reducida debido a la disminución del tiempo de residencia del crudo en la unidad.

Un bajo nivel de interfase puede producir una salmuera efluente aceitosa o agua negra. El tiempo de residencia del agua puede ser reducido debajo del requerido para la decantación, lo que puede estar agravado por la presencia de sólidos acumulados en el fondo del recipiente que sensibilizan los problemas del control de interfase.

El óptimo nivel de interfase permite la deshidratación del crudo desalado manteniendo el agua efluente libre de crudo y puede requerir ajustes para manejar crudos con contenidos de agua y sedimentos muy distintos. Los ajustes de nivel pueden ser confusos por la presencia de la una banda de emulsión estable que se produce en la zona de la interfase. Tales emulsiones son usualmente conductoras y por lo tanto, son menos afectadas por la acción del campo eléctrico establecido en la desaladora. Si se intenta aumentar el nivel de interfase puede producir un aumento excesivo del amperaje haciendo actuar los sistemas de protección de los transformadores y poniendo la desaladora fuera de operación, teniendo como consecuencia llevar agua a la torre atmosférica.

1.5.1 Tipos de Desaladoras. Existen varios tipos de desaladoras [15] que difieren entre sí, básicamente en la localización de la distribución de la emulsión W/O, y cada una es capaz de adaptarse a cualquier aplicación de desalado, sin embargo sus características particulares hacen que su funcionamiento sea mejor para ciertos servicios específicos.

CIELECTRICA. Es una desaladora que en un solo paso elimina las sales como NaCl en un porcentaje mayor del 90%. no permite la adecuada remoción de las sales hidrolizables de calcio y de magnesio, se recomienda para flujos viscosos pesados (Ver Figura 1-6).

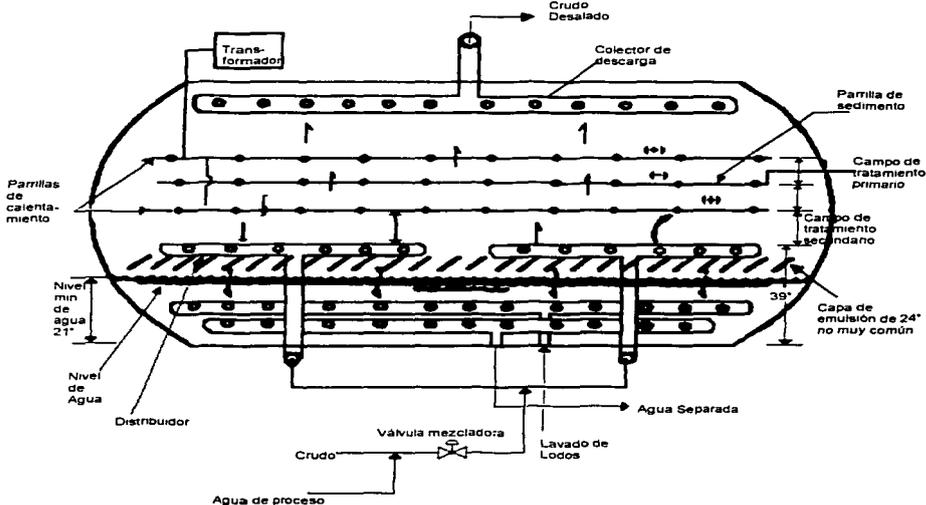


Figura 1-5: Esquema Detallado de una Desaladora Bieléctrica de Tres Parrillas.

DE BAJA VELOCIDAD. Alimenta la emulsión en la fase acuosa de donde esta fluye verticalmente hacia el campo eléctrico, opera mejor para crudos ligeros a medios, su desalado lo hace en dos etapas. El agua fresca de lavado se alimenta a la segunda etapa, de esta se manda a la primera y remueve el 90% las sales como NaCl y en la segunda remueve los cloruros de calcio y magnesio; así como, los sedimentos en un 90% y los sólidos suspendidos de un 4 a 10%. Su eficiencia en desalado es del 94-96% y se obtienen menos de 1 LMB (1LMB=1 lb de sal/1000 bbl de crudo), como cloruros a la salida, ver figura 1-6.



BIELECTRICA. Alimenta dos corrientes de la emulsión agua-aceite entre tres electrodos permitiendo una mayor capacidad por unidad de volumen de recipiente que las desaladoras de flujo vertical. Su eficiencia en el desalado es del 98-99% soporta más alta cantidad de sales a la entrada hasta 100 LMB y con contenido de sales a la salida menor a 1LMB remueve del 10 al 15% de sólidos, disminuye el consumo de aditivos y disminuye considerablemente el arrastre de aceites en el agua de salmuera, ver figura 1-6.

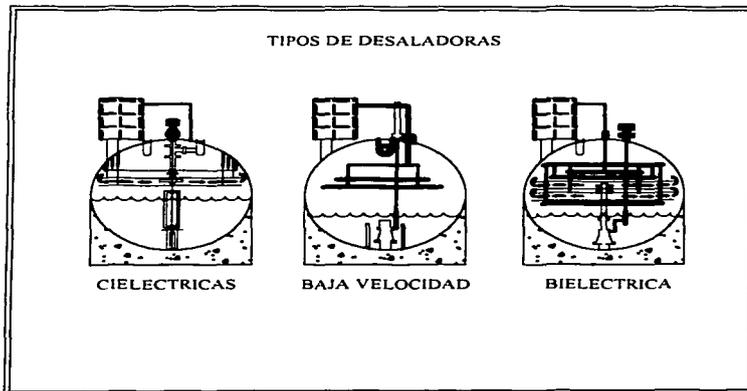


Figura 1-6:Tipos de Desaladoras.

En el sistema de refinación nacional existen 19 plantas de destilación atmosférica de crudo, con sus respectivos procesos de desalado, cuyos diseños varían desde la década de los 50's hasta los 80's, por lo que existen diversos tipos de desaladoras en arreglos de una a dos etapas. Las capacidades que van desde los 6,000 BPD hasta 165 000 BPD, que en total se tiene una capacidad de procesamiento de aproximadamente 1'500.000 BPD, lo que implica que cualquier mejora que se realice en el proceso de desalado tendrá un impacto importante por el volumen procesado.



1.5.2 Condiciones Óptimas de Operación de la Desaladora

En lo que a operación se refiere se recomienda:

1. Tender al control de temperatura alrededor de 132°C
2. Control de presión hacia 5.5 kg/cm²
3. Inyección de agua de 5 a 8 % con relación a la carga preferentemente con un pH en el intervalo de 6 a 8.
4. En cuanto al uso de reactivos alcalinos como la sosa para la neutralización y desemulsificación deberá procurarse:
 - 4.1 Usarlo solamente en casos de crudos muy ácidos donde la alcalinidad del agua de inyección no sea suficiente para obtener un pH de 8 en el agua de lavado.
 - 4.2 En caso de utilizar sosa esta no deberá usarse en concentraciones mayores de 10%.
 - 4.3 Deberá dosificarse la sosa de inyección en cantidades no mayores de 10 lbs/1000 barriles.
 - 4.4 Cuando se procesen crudos conteniendo sustancias saponificables no deberá tampoco aumentarse la dosificación de sosa arriba del límite indicado aún en el caso de que la emulsión no pueda romperse.
 - 4.5 La inyección deberá hacerse en un punto lo más alejado del recipiente separador.

1.5.3 Descripción de la Unidad de Proceso de Crudo. El desalado de crudo se lleva a cabo en el proceso inicial de la refinación del petróleo que es la destilación atmosférica de crudo. El proceso consiste básicamente en el calentamiento, desalado y destilación fraccionada del petróleo crudo, a condiciones de entre 342-382°C y una presión atmosférica de 1.0 kg/cm² aproximadamente.

El petróleo crudo proveniente de tanques de almacenamiento se alimenta a un tren de precalentamiento a intercambiar calor con los productos de la torre fraccionadora y en algunos casos con corrientes calientes de la planta de destilación a vacío, para alcanzar la temperatura de desalado.

En el punto intermedio del tren de precalentamiento, el petróleo crudo se somete al proceso de desalado electrostático (parte integral de la planta), en una o dos etapas, para lograr eliminar el 95% de sales que contiene el crudo. La temperatura recomendada para un buen desalado varía entre 110-135°C dependiendo del tipo de desaladora y de petróleo crudo a procesar. El proceso de desalado consiste en términos generales en adicionar agua de lavado al crudo caliente para disolver las sales y humectar los sólidos. La mezcla agua-aceite pasa a



través de una válvula mezcladora, para posteriormente alimentarse a un tanque que tiene en su interior unos electrodos para someter la mezcla a un campo eléctrico de alto voltaje y propiciar así la separación del crudo desalado por un lado y agua con sales y sólidos (salmuera) por el otro lado.

Después del precalentamiento y desalado el crudo puede enviarse a una torre despuntadora, para obtener gas combustible como destilado vapor y gasolinas ligeras como destilado líquido, con la finalidad de reducir la carga de trabajo de la columna atmosférica, por lo que su incorporación al sistema es opcional.

El crudo despuntado o únicamente precalentado, se hace pasar por un calentador a fuego directo donde se alcanza el nivel de temperatura de vaporización requerida para el fraccionamiento y se alimenta a la torre de destilación que cuenta con las zonas de agotamiento, rectificación y domo. La zona de rectificación está formada a su vez por varias secciones de las que se extraen los siguientes productos: gas y gasolina que se obtienen como productos del domo, de donde pasan al sistema de condensación y acumulación para separarles y eliminarlos el agua amarga y enviarles a límites de batería. La turbosina, kerosina, diesel y gasóleo pesado se obtienen por extracción lateral de la torre, contando los tres primeros con columnas naturales de agotamiento con vapor de agua, para lograr la especificación requerida.

Además de las extracciones de productos, la torre cuenta con dos o tres recirculaciones líquidas (reflujos) para la extracción de calor y permitir controlar las temperaturas de condensación de cada fracción a lo largo de la torre.

Los líquidos pesados que constituyen el residuo primario, caen al fondo de la torre para su agotamiento con vapor de agua, es decir, eliminarle los hidrocarburos ligeros que se quedaron con él y enviarlo a límites de batería previo enfriamiento en tren de precalentamiento los productos obtenidos en estas plantas no tienen las especificaciones de pureza y características establecidas para considerar los productos finales, por tal motivo son enviados a otras áreas de la planta para su purificación y almacenamiento o bien a otros procesos de la refinería para su conversión molecular, hasta constituirlos en productos finales de mayor valor agregado (Ver figura 1-7).

1.5.4 Descripción del Tratamiento Químico Integral para el Control de la Corrosión y el Ensuciamiento

El propósito de la aplicación de un tratamiento químico integral es promover la continuidad de la operación de la unidad de destilación primaria de aceite crudo, reduciendo los



Para optimizar los resultados a obtener en esta etapa se adiciona un **desemulsionante** en la línea de crudo de carga con el fin de mejorar los siguientes aspectos:

- **Humectación y remoción de sólidos.**
- **Obtención de una interfase bien definida dentro de la desaladora evitando la formación de una capa de emulsión, integrada normalmente por agua, sales, productos de corrosión, arcillas y asfaltenos (ver figura 1-5).**
- **Reducción de la salinidad del aceite crudo de carga.** Lo anterior se logra mediante la acción conjunta del agua de lavado y del **desemulsionante** con el propósito de disminuir la salinidad de crudo a valores menores de 1 libra por cada 1000 barriles de crudo, con lo que se disminuyen las posibilidades de hidrólisis de las sales presentes (principalmente NaCl , MgCl_2 y CaCl_2) que conduce a la formación de HCl y a la corrosión de los equipos de domo de la columna de destilación.
- **Reducción de la cantidad de agua en el crudo desalado, lo cual se traduce en disminución de problemas operacionales (espumación) y ahorros por concepto de combustible requerido para calentar el agua no separada.** El máximo permisible es 0.4% vol de agua.

Posteriormente se inyecta un agente antiensuciante (ver figura 1-7) en la línea de crudo desalado con el propósito de reducir la formación de depósitos carbonosos y sales en el tren de precalentamiento y en el horno de la unidad de crudo e incrementar de esta manera la duración ciclo operacional. Así mismo al reducirse el ensuciamiento, se evita el incremento en el consumo de combustible que normalmente se produce por la pérdida de eficiencia de transferencia de calor.

En cuanto a la corrosión, se observa principalmente en la línea de vapores de domo, condensadores y acumulador de hidrocarburos ligeros (gasolina). Para reducir los niveles de corrosión a valores menores de 5 mpa (milésimas de pulgada por año) se aplica un agente neutralizante orgánico de tipo amina con el fin de reducir la acidez y corrosividad de los valores de domo mediante el control del pH de las agua amargas de domo en el intervalo de 5.5 a 6.5.

Adicionalmente se aplica un inhibidor de corrosión que favorece la formación de una película protectora en las superficies metálicas que evita la acción corrosiva de diversos agentes agresivos tales como HCl , H_2S , mercaptanos, ácidos carboxílicos y otros.



1.6 Tensoactivos

Se llaman tensoactivos o agentes de superficie aquellos que tienen la cualidad de modificar la tensión superficial de los líquidos en los cuales se disuelven y como consecuencia, la tensión interfacial entre el disolvente del tensoactivo y las materias insolubles en él.

En forma general se puede decir que los compuestos tensoactivos tienen en su molécula una sección hidrofílica con afinidad y solubilidad en agua y otra parte hidrofóbica o lipofílica con afinidad y solubilidad en el medio no polar o simplemente con repelencia al agua. Estos componentes de la molécula del tensoactivo, establecen una orientación específica de la misma en la interfase del agua y cualquier otro material. Las características fundamentales que debe poseer una sustancia para considerarla como tensoactivo son las siguientes [16,17]:

Solubilidad: la sustancia debe ser soluble al menos en una fase de un sistema líquido.

Orientación interfacial: la molécula debe formar monocapas orientadas en la interfase.

Adsorción interfacial: la concentración del surfactante es mayor en la interfase que en el total de la solución.

Formación de micela: los surfactantes forman agregados de moléculas o iones llamando micelas a una determinada concentración.

Funcionalidad: los fenómenos producidos por la modificación en la tensión superficial e interfacial son conocidos como: detergencia, humectación, suspensión, emulsificación y desemulsificación.

Las moléculas de los productos tensoactivos pueden ser disociables en agua, denominándose iónicos y pueden no serlo, llamándose entonces tensoactivos no-iónicos. Los productos tensoactivos iónicos están constituidos por una parte orgánica de alto peso equivalente y una inorgánica de bajo peso equivalente, que al disociarse se separan produciendo radicales con carga eléctrica. Cuando la carga del radical orgánico de alto peso equivalente que es la parte hidrofóbica de la molécula es negativa, el compuesto se denomina tensoactivo aniónico y cuando es positiva adquiere el nombre de tensoactivo catiónico [18].



Fórmulas genéricas

Tensoactivos aniónicos $R-O-SO_2X$ alquil sulfatos
 $R-C_6H_4-SO_3$ alquil aril sulfonatos
Donde R representa un radical alquílico y X un neutralizante alcalino.

Tensoactivos catiónicos $(R)_4-NX$ sales cuaternarias de amonio
Donde $(R)_4$ representa cuatro radicales orgánicos y X un halógeno generalmente.

Tensoactivos no-iónicos $R_1-CO.OR_2$ éster
 $R_1-CO.NHR_x$
 $R_1-CO.N(R_x)_2$ amidas

Donde R_1COO es un radical de ácido y R es un radical alquílico sustituido de bajo peso molecular.

Un factor importante para casi la totalidad de los tensoactivos no iónicos es el punto de turbidez. Las disoluciones acuosas de dichos compuestos, al ser sometidos a calentamiento, se enturbian una vez que alcanzan una cierta temperatura. Cada tensoactivo tiene un punto de turbidez característico. Cuanto mayor sea el número de unidades de óxido de etileno en cada molécula de tensoactivo, tanto más elevado será el punto de turbidez.

Para la aplicación de los tensoactivos existen pruebas de caracterización como el punto de turbidez y el valor HLB (Balance Hidrofílico-Lipófilico), las cuales nos proporcionan una idea general acerca de su posible aplicación (ver tabla 1.3). El valor HLB es la expresión numérica del equilibrio entre las partes hidrófila e hidrófoba de la molécula de tensoactivo. Su determinación se puede efectuar por vía empírica o matemática. El HLB se puede interpretar como una medida de la solubilidad relativa del tensoactivo en agua y aceite, y es una escala empírica la cual fue originalmente desarrollada en estudios de emulsificación, la escala tiene un intervalo de 1 a 40. En esta escala la hidrofiliidad aumenta con el HLB; así que cuando un producto tiene un HLB mayor de 10 su carácter es hidrofílico, y cuando es menor es oleofílico. Un producto con HLB de 10 quiere decir que sus porciones hidrofílicas y oleofílicas se encuentran balanceadas [19].

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



**Tabla 1.3: Utilización de Tensoactivos de acuerdo a su HLB.
Utilización de Tensoactivos de acuerdo a su carácter**

Aplicación	Hidrofilico-Lipofílico	
		HLB
Emulsionante agua en aceite		4 – 6
Agente humectante		7 – 9
Emulsionante aceite en agua		8 – 18
Detergente		13 – 15
Solubilizante		10 – 18

Comúnmente el desemulsionante más efectivo es aquel que se disuelve igualmente en las fases agua y aceite. Este balance conduce a un máximo en la adsorción de la superficie del desemulsionante y un mínimo en el gradiente de tensión interfacial, Berger [20]. Shetty y sus colaboradores [21], encontraron que un desemulsionante soluble en agua puede desestabilizar las emulsiones agua en aceite. Ellos estudiaron los efectos de los desemulsionantes con la variación de HLB's y los pesos moleculares en la desestabilización de las emulsiones agua en aceite y concluyeron que un desemulsionante puede tener un buen desempeño cuando el desemulsionante contiene un alto porcentaje del grupo hidrofílico (alto número de HLB) y un bajo peso molecular. Cooper, Averyard y sus colaboradores, encontraron que el HLB de un sistema es un parámetro importante para una desemulsificación efectiva.

1.6.1 Tensoactivos Desemulsionantes y Dispersantes. A continuación se presenta una lista de las bases más utilizadas para la formulación de desemulsionantes y dispersantes de aceite crudo.

Bases de desemulsionantes

- Resinas fenol formaldehído oxialquiladas
- Polímeros de oxietileno y/o oxipropileno
- Alcoholes etoxilados
- Alquilfenol etoxilados
- Esteres acrílicos de poliglicoles
- Poliaminas oxialquiladas
- Compuestos sulfonado

Bases de dispersantes de asfaltenos

- Disolventes aromáticos (xilenos, etc.)





- Surfactantes aniónicos, sulfonatos
- Surfactantes noiónicos: nonilfenoletoxicado
- Resinas fenol formaldehído oxialquiladas
- Copolímeros anhídrido maléico

1.7 El Aceite Crudo y los Asfaltenos

1.7.1 Aceite Crudo. El petróleo crudo es una mezcla de diferentes compuestos formados por dos elementos. El primero es el carbono (C) y el segundo es el hidrógeno (H). A las diferentes combinaciones de ambos se les denominan hidrocarburos.

Los hidrocarburos pueden ser gaseosos, líquidos o sólidos, a temperaturas y presiones normales, dependiendo del número y arreglo de los átomos de carbono en sus moléculas.

A las familias de hidrocarburos se les denomina: parafinas (metano), isoparafinas (metano, isobutano), aromáticos (benceno), nafténicos (ciclohexano) y olefinas (etileno).

Dentro de la composición del petróleo existen en cantidades menores compuestos que contienen hetero átomos tales como el azufre, el nitrógeno, el oxígeno. En varios crudos se encuentran compuestos metálicos de vanadio, níquel, sodio, potasio, etc.

Los crudos varían ampliamente en apariencia y consistencia y desde luego en su composición, de país a país y en particular de campo a campo. Son de color café amarillento, hasta negro; su consistencia se puede presentar como un líquido ligero hasta en estado semisólido, su viscosidad es muy variable.

Un crudo puede contener mayormente parafinas; otros en cambio contienen principalmente naftenos, aunque predominen parafinas o nafténicos, puede haber una diferencia considerable en el tipo de hidrocarburos de bajo peso molecular o bien tener disuelto un gran volumen de gas; existen crudos que particularmente contienen hidrocarburos de muy alto peso molecular y en consecuencia son altamente viscosos.

El petróleo crudo se clasifica a nivel internacional como ligero y pesado. Adicionalmente se le denomina como amargo (más de 1.0% de azufre) o dulce (menos de 1.0% de azufre). La característica que define su clasificación es el parámetro denominado grados ° API (American Petroleum Institute).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Los crudos que se encuentran por arriba de 30 ° API se consideran como ligeros o superligeros. Los que están entre 22 y 30 ° API se les denomina intermedios y por debajo de 22 ° API se les llama crudos pesados.

Existe una clasificación desarrollada por la empresa Universal Oil Products (UOP), quienes catalogan el crudo en base a un factor denominado "K". Bajo la metodología de UOP se denominan parafínicos a los que tienen una "K" de 12.5 a 12.9, intermedios los de 11.5 a 12.1 y nafténicos o asfálticos de 10.5 a 11.5.

En México se producen básicamente tres tipos de crudo. Un superligero denominado Olmeca, un ligero conocido como Istmo y un pesado identificado como Maya.

Hay producción de otros tipos de crudo en la región frontera noreste, su producción es de menor volumen y su calidad tiende a ser nafténica y con un alto contenido de azufre (alrededor de 6 % en peso). Estos crudos, especialmente el Panúco son excelente materia prima para la producción de asfaltos de muy alta calidad.

A continuación se presentan dos tablas comparativas de las propiedades de algunos crudos que se producen en México [22].

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Tabla 1.4: Características de los Crudos Refinería Madero.

Crudos Pruebas	Refinería Madero Superintendencia de Química		
	Cuadro Comparativo de las Características de los Crudos		
	Tamulipas	Arenque	Pánuco
PESO ESPECIFICO A 20/4 °C	0.945	0.852	0.983
DENSIDAD *API A 60°F	17.79	34.01	11.89
PRESION DE VAPOR REID, Lb/Pulg ²	3.5	10.3	1.2
VISCOSIDAD S. U. A 21.1 °C seg	-	-	-
VISCOSIDAD S. U. A 37.8 °C seg	-	51	-
VISCOSIDAD S. F. A 50°C Seg.	83	-	597
VISCOSIDAD S. F. A 60°C Seg.	-	-	-
TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO, °C	-23	<-24	2
AGUA Y SEDIMENTO, % VOL	0.6	0.2	1.4
AGUA POR DESTILACION, % VOL	0.5	0.2	2.5
ASFALTENOS EN nC7, % PESO	9.5	1.97	12.5
CONTENIDO DE NaCl, Lb/1000 Bls.	52.13	12.99	298.68
AZUFRE TOTAL % PESO	5.2	1.9	5.3
CENIZAS % PESO	0.038	0.011	0.021
CARBON CONRADSON % PESO	15.6	7.5	17.7
PODER CALORIFICO NETO, BTU/Lb	18612	19260	18376
DESTILACION HEMPELL:			
TIE °C	36	25	65
10% °C	161	88	225
20% °C	254	132	-
30% °C	295	95	-
40% °C	-	222	-
DEST. A 185°C % VOL	14	30	6.6
DEST. A 250°C % VOL	19.3	39.3	14
DEST. A 300°C % VOL	31.3	46	-
DEST. A 320°C % VOL	-	50.7	-
CONTENIDO DE METALES			
Fe ppm	0.75	0.31	0.59
Ni ppm	63.43	14.48	36.27
V ppm	222.46	58.14	135.2
CONSTANTE DE VISC./GRAVEDAD	0.876	0.837	0.899
FACTOR DE CARACTERIZACION K (UOP)	11.65	12.1	11.4



Tabla 1.5: Características de los Crudos Refinería Salina Cruz, Oax.

Refinería Salina Cruz, Oax. Superintendencia de Química			
Cuadro Comparativo de las Características de los Crudos			
Crudos Pruebas	Maya	Istmo	Istmo-Maya 70 / 30
PESO ESPECIFICO A 204°C	0.928	0.863	0.885
DENSIDAD *API A 60°F	20.3	31.8	31.6
PRESION DE VAPOR REID Lb/Pulg ²	5.2	7.1	6.5
VISCOSIDAD S.U. A 37.8°C Seg	430	67	61
VISCOSIDAD A 20°C cSt	258	11	17.3
VISCOSIDAD S.U. A 50°C Seg	260	43	51
TEMP. DE ESCURRIMIENTO *C	-22	-30	-36
AGUA Y SEDIMENTO %Vol	0.2	0.2	0.05
AGUA POR DESTILACION %Vol	0.15	0.1	0.05
ASFALTENOS EN nC7 %Peso	8.9	2.0	3.5
CLORURO DE SODIO Lbs/1000bis	10.7	31.1	13.62
AZUFRE %Peso	3.5	1.52	1.82
CENIZAS %Peso	0.06	0.04	0.04
CARBON RAMSBOTTON %Peso	10.71	3.83	6.1
PODER CALORIFICO NETO MJ/Kg	42.81	43.51	42.12
DESTILACION HEMPELL:			
TIE *C	33	34	33
10% Vol *C	154	123	121
30% Vol *C	296	217	225
40% Vol *C	303	269	278
DEST. A 185°C %Vol	14	23.7	22
DEST. A 205°C %Vol	16.4	27.6	26.3
DEST. A 265°C %Vol	24.4	39.2	36.6
DEST. A 300°C %Vol	30.6	46	42.1
ACIDEZ mg KOH/G Mta	0.33	0.12	0.607
PARAFINAS 54.4 C TEMP. FUSION %Peso	0.2	0.1	0.05
CONTENIDO DE METALES:			
FIERRO ppm	1.48	5.99	0.95
COBRE ppm	0.14	0.39	0.58
NIQUEL ppm	58.47	12.62	21.6
VANADIO ppm	290.88	61.03	104.7
CLORUROS ORGANICOS ppm	0.2	0.26	0.22
FACTOR DE CARACTERIZACION K (UOP)	11.6	11.9	12.6
CTE. DE VISC. GRAV.	0.874	0.839	0.85
FACTOR METAL	878.46	197.12	327.45



1.7.2 Asfaltenos. El aceite crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos y compuestos orgánicos heteroatómicos de peso molecular y polaridad variada. Para efectuar su caracterización, una práctica común en la industria del petróleo consiste en separar el aceite crudo en cuatro fracciones químicamente distintas: saturados, aromáticos, asfaltenos y resinas, estos dos últimos son los componentes orgánicos pesados más importantes del petróleo. Los asfaltenos son operacionalmente definidos como la fracción polar y no volátil del petróleo que es insoluble en n-alcanos. Las resinas son definidas como la fracción polar y no volátil del aceite crudo que es soluble en n-alcanos y disolventes aromáticos e insoluble en acetato de etilo. Adicionando, la definición de asfaltenos según el campo de producción de aceites es diferente: los asfaltenos son el material que sedimenta a partir de aceite crudo vivo como resultado de la despresurización, Nikhil B. J. y sus colaboradores [23]. En la figura 1-8 se muestran las estructuras típicas de asfaltenos y resinas. En la figura 1-9 se muestra una estructura hipotética de asfaltenos.

Un punto de vista común en la industria del petróleo es que los asfaltenos forman micelas las cuales son estabilizadas por resinas adsorbidas que se mantienen en solución por compuestos aromáticos. Dos parámetros clave que controlan la estabilidad de las micelas de asfaltenos en un aceite crudo son: la relación de aromáticos-saturados y de resinas-asfaltenos. Cuando estas relaciones decrecen, las micelas de asfaltenos floculan y forman grandes agregados. Los cambios en la temperatura y presión, el mezclado de crudos con condensados y especialmente el uso de nuevas técnicas de recuperación pueden resultar en la desestabilización y sedimentación de asfaltenos. La adsorción de agregados de asfaltenos en interfases aceite-agua es causada debido a la estabilización de emulsiones W/O [24].

Los asfaltenos están presentes en los aceites crudos en un intervalo de 0% a 10% o más, y tienen un dramático efecto sobre las propiedades químicas y físicas del aceite crudo.

Existen varias investigaciones sobre la depositación de asfaltenos y otros orgánicos pesados. La depositación de orgánicos pesados depende de su estructura molecular y algunas otras características moleculares. Las parafinas (ceras) pueden cristalizarse debido a los cambios de temperatura del aceite crudo y dar lugar a la formación de sólidos cristalinos.

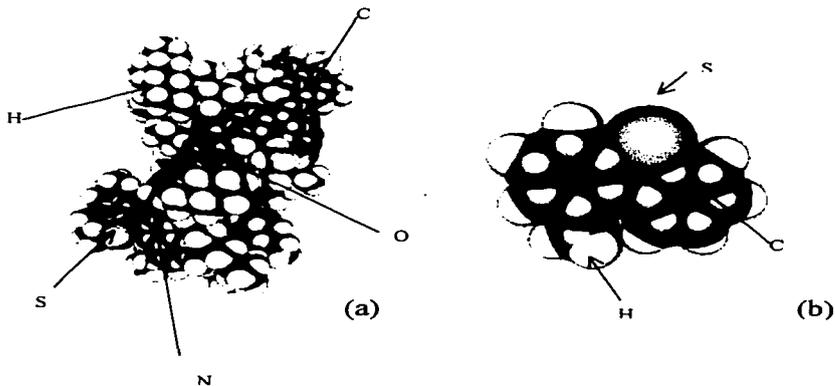


Figura 1-8: [26] (a) Estructura de Asfaltenos ($C_{30}H_{10}N_4O_2S_6$) y (b) Estructura de Resina($C_{13}H_{10}S$).

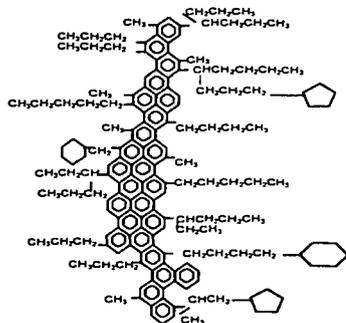


Figura 1-9: Estructura Hipotética de los Asfaltenos.



Los valores de las propiedades físicas de los asfaltenos están íntimamente relacionados con la procedencia de estos, es decir del tipo de petróleo crudo del cual provengan y además de la planta de refinación de donde se obtuvieron. Por esta razón, no se tienen valores únicos para dichas propiedades. En la tabla 1.6 se muestran valores de la composición elemental de asfaltenos.

En general se puede decir que los asfaltenos son sólidos inconsistentes de color café oscuro y de punto de fusión no definido (alrededor de 150°C), los cuales se reblandecen con el calor, pueden llegar a descomponerse. A continuación se da un panorama de sus propiedades más representativas:

VISCOSIDAD. Al igual que el petróleo crudo, los asfaltenos aumentan su viscosidad a condiciones ambientales, por ejemplo, si se expone a la atmósfera la viscosidad aumenta un 110% en 40 hrs., debido a que la reacción de oxidación se ve favorecida bajo estas condiciones.

POLARIDAD. La polaridad en las moléculas de los asfaltenos, juega un papel muy importante en su procesamiento y obtención. Su valor está en función de su peso molecular y se sabe que esta relación es inversamente proporcional.

CARGA ELECTRICA. Los asfaltenos están cargados positivamente, según pruebas realizadas durante la medición de la constante dieléctrica de disoluciones de asfaltenos en disolventes.

TAMAÑO DE PARTICULA. La mayoría de las partículas de los asfaltenos tiene forma y tamaño irregular, aunque se han encontrado algunas formas esféricas. Esto depende del tipo de disolvente utilizado para sedimentario, así como del tipo de petróleo de que provengan.

ANALISIS ELEMENTAL. Se ha encontrado que la cantidad de carbono presente es de un $82 \pm 3\%$ peso, mientras que el hidrógeno está en un $8.1 \pm 0.7\%$ peso, lo que hace que la relación atómica sea de 1.15 ± 0.05 (H/C). Aunque se han encontrado valores fuera de este intervalo. Esto ocurre cuando las posiciones que ocupan los átomos de hidrógeno, son ocupadas por heteroátomos, la cantidad de estos, se ve seriamente afectada por el tipo de disolvente utilizado en su sedimentación.



Tabla 1.6: Composición Elemental de Asfaltenos.

Elemento (en % peso)	Intervalo	Típicos
Carbono	78-90	82-84
Hidrógeno	6.1-10.3	6.5-7.5
Nitrógeno	0.5-3.0	1.0-2.0
Azufre	1.9-10.8	2.0-6.0
Oxígeno	0.7-6.6	0.8-2.0
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0.8-1.5	1.0-1.2

1.7.2.1 Floculación de Asfaltenos de Petróleo. La dispersión de moléculas polares ocurre en un medio no polar, esto existe debido a un delicado balance en la propiedad de solubilidad de varios de los componentes del aceite crudo. La desestabilización de este balance depende de las condiciones de recuperación y producción. Las investigaciones reconocen que la composición del aceite crudo es uno de los factores más importantes que contribuyen en la estabilidad de asfaltenos, sin embargo, la relación no es ni simple ni directa. Por ejemplo, el contenido de asfaltenos en el crudo puede ser muy engañoso durante el procesamiento del crudo. A partir de que se conoce que las resinas estabilizan las micelas de asfaltenos, la relación resina-asfalteno es importante para la estabilidad de asfaltenos en el aceite crudo. Los asfaltenos de aceites crudos más pesados que tienen una alta relación resina-asfalteno y un gran contenido de hidrocarburos aromáticos, presentan menos probabilidad a ser desestabilizados durante el proceso de producción que en sistemas donde una pequeña cantidad de asfaltenos son dispersados en medios altamente parafínicos. Por otro lado, las partículas pequeñas de asfaltenos se dispersan más fácilmente que unas grandes y voluminosas. La floculación y sedimentación de asfaltenos causan problemas en [26]:

- Recuperación de aceite (en los depósitos de aceite, en el pozo, en los oleoductos).
- Mezcla de aceites crudos ligeros del tipo parafínicos con aceites crudos pesados.
- Almacenamiento (sedimentos y taponamiento), debido entre otras cosas, a la fuerte oxidación. La formación de sedimentos acelerará la posible infestación bacteriana del combustible.
- Precalentamiento. El precalentamiento de los combustibles de aceite antes a su quemado.
- Combustión. Combustión pobre causada por ensuciamiento del calentador, transferencia de calor pobre, emisión de sólidos, y corrosión entre otros problemas.



- Problemas de ensuciamiento de equipo de transferencia de calor (intercambiadores y hornos).
- Reducción de la eficiencia de rompimiento de emulsiones en operaciones de deshidratación y desalado de crudos.

1.7.2.2 Dispersión de Asfaltenos. La depositación de asfaltenos durante la recuperación y producción de crudo puede inhibirse o disminuirse mediante la adición de dispersantes de asfaltenos. Ciertas moléculas incrementan la estabilidad de asfaltenos en el crudo, minimizando la sedimentación. Esto se ha aplicado exitosamente para inhibir y remover los depósitos de asfaltenos en los equipos de producción.

Considerando que la estabilidad de emulsiones de crudo por partículas de asfaltenos está muy documentada, el control químico de asfaltenos para la desemulsificación es otra aplicación lógica de esta tecnología. La desestabilización de asfaltenos de petróleo puede causar su aglomeración en la interfase W/O de las emulsiones de aceite crudo. Una vez que la aglomeración ocurre, los asfaltenos desestabilizados pueden formar un tapón grueso en el equipo de deshidratación, el cual significativamente reduce la velocidad de desemulsificación. La eliminación de este tapón es crítica para la desemulsificación efectiva del aceite.

El control de asfaltenos es un área de investigación actual. El desempeño de los nuevos dispersantes desarrollados se evalúa en el laboratorio, y los productos superiores son introducidos al mercado via pruebas de campo. Hasta ahora, la efectividad relativa de dispersantes de asfaltenos como ayudantes en el rompimiento de emulsiones no ha sido demostrado en el laboratorio. (Ver 1.6.1)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



CAPÍTULO 2 MÉTODOS

2.1 Método ASTM-D-3279-90 para Determinar Insolubles en n-Heptano (Asfaltenos)

Este método de prueba cubre la determinación del porcentaje en peso de asfaltenos definido por la insolubilidad que presentan en disolvente n-heptano. Esto es aplicable para todos los asfaltenos de petróleo, gasóleos, aceites combustibles pesados y petróleo crudo.

Procedimiento: un gramo de muestra de aceite crudo se sedimenta con n-heptano, calentando a reflujo suave durante 20 min, conservando una proporción de 100 ml de disolvente por gramo de muestra. El sedimento se filtra a través de una membrana de filtración de retención de 1.5 μm (μm =micrón= 10^{-6} metros), se seca y se pesa.

2.2 Métodos para Evaluar la Acción Dispersante de Tensioactivos

Se realizaron pruebas preliminares para determinar el volumen de hexano y el tiempo necesario para inducir la desestabilización de asfaltenos observando la sedimentación y floculación, utilizando asfaltenos sólidos (1 g) y en disolución al 1% en xileno (a diferentes concentraciones). Los métodos de evaluación utilizados son los siguientes:

2.2.1 Método Visual

- Preparación de asfaltenos: los asfaltenos se muelen y tamizan en una malla No. 120. Se prepara una disolución al 1% en xileno y se filtra.
- Preparación de disoluciones de productos: de cada producto a evaluar se hacen disoluciones al 1% en peso en xileno.
- Procedimiento:
 1. Testigo: se toman alícuotas de 0.5 ml de la disolución de asfaltenos, se vierten en una probeta de 50 ml y se afora con hexano hasta la marca de 50 ml.



2. Muestra(s): se toman alícuotas de 0.5 ml de la disolución de asfaltenos, se adicionan en una probeta de 50 ml y se afora con hexano hasta la marca de 50 ml. Dosificar el contenido de cada probeta a las siguientes concentraciones del producto a evaluar: 5, 10, 25, 50 y 100 ppm.
3. Evaluación: las probetas se agitan manualmente, al mismo tiempo, 50 veces, para una buena distribución del producto, incluyendo el testigo. Se dejan reposar y se reportan las observaciones a los 5, 20, 40 y 60 min. En la figura 2-1 se muestra un ejemplo de un sistema estable y uno inestable.

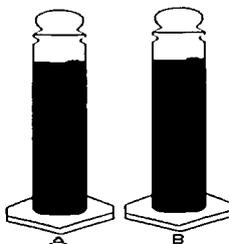


Figura 2-1: Desestabilización de Asfaltenos. (a) Sistema Estable. (b) Sistema Inestable (sedimentación).

2.2.2 Método por Espectrofotometría

- Preparación de asfaltenos y disoluciones de productos: se realiza la preparación de asfaltenos y de las disoluciones de productos como se indica en el método visual.
- Procedimiento:
 1. Testigo: se toman alícuotas de 0.25 ml de la disolución de asfaltenos, se vierten en celdas de vidrio de 25 ml y se agregan 25 ml de hexano.
 2. Se prepara un blanco conteniendo únicamente 25 ml de hexano.
 3. Muestra(s): se toman alícuotas de 0.25 ml de la disolución de asfaltenos, se adicionan en celdas de vidrio de 25 ml y se agregan 25 ml de hexano. Cada celda se dosifica a las siguientes concentraciones del producto a evaluar: 5, 10, 25, 50, 100 ppm. La figura 2-2 muestra los pasos de la sedimentación de asfaltenos.



4. Evaluación: las celdas se agitan manualmente, al mismo tiempo, 50 veces, para una buena distribución del producto, incluyendo el testigo. Las muestras se dejan reposar y se realizan las lecturas correspondientes en el espectrofotómetro (HACH) a los 2, 20, 30 y 40 min. Estos tiempos se toman en base a los resultados de la prueba visual. Las lecturas se miden en unidades de turbidez, FAU (Unidades de formacina igual a unidades nefelométricas de turbidez). El espectrofotómetro (HACH) se muestra en la figura 2-3.



Figura 2-2: Celdas de Espectrofotómetro. (1) Muestra Inicial, (2) y (3) Floculación de la Muestra. (4) Muestra Sedimentada.

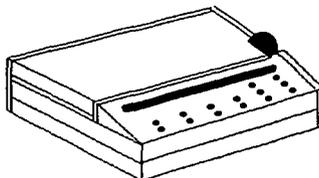


Figura 2-3: Espectrofotómetro (ver anexo B).

Los productos que se evalúan por este método son aquellos que resultan positivos en la prueba visual (los que exhiben tendencia a dispersar asfaltenos).



2.3 Método para Evaluar Formulaciones Desemulsionantes

2.3.1 Prueba de Botella. La prueba de botella se usa para determinar la acción desemulsionante de los tensoactivos en el aceite crudo. Los resultados de una prueba de botella son útiles como una guía para el estudio del comportamiento de las emulsiones y los químicos usados para tratarlas.

Procedimiento para evaluar desemulsionantes en laboratorio:

- 1) Preparación de la emulsión: en un vaso de licuadora se vierten 675 ml de aceite crudo y se inicia la agitación, unos segundos después se adicionan 75 ml de agua (que representa el agua de lavado empleada en la desaladora). El tiempo de agitación se recomienda de 20 seg para crudos ligeros y 10 seg para crudos pesados. Para controlar las revoluciones de la licuadora se emplea un variac regulado a 50 volts.
- 2) En las botellas de prueba se vierten 100 ml de la emulsión (Figura 2-4).



Figura 2-4: Botella para Evaluar Productos Desemulsionantes.

- 3) Productos: se preparan soluciones al 1% en xileno de los productos químicos a evaluar; este disolvente se emplea por que tiene muy poco efecto sobre la parte polar y no polar del crudo.
- 4) Se dosifica el producto químico (desemulsionante), mediante una pipeta graduada de 1.0 ml. Se debe tener cuidado de enjuagar la pipeta con xileno dos veces y dos veces con el producto a dosificar antes de usarla nuevamente.



- 5) Una vez efectuada la dosificación se cierran perfectamente las botellas y se dan 100 agitaciones en frío manualmente, al término de estas, se afloja el tapón de las botellas y se introducen al baño María (70 °C); se aplica una agitación en caliente, después de 5 minutos de calentamiento por otras 100 veces.
- 6) Se colocan las botellas en el baño a 70 ° C, el tiempo de calentamiento es de 20 a 30 minutos, en algunos casos, 30 minutos en crudos ligeros es demasiado ya que todos los resultados salen iguales (se forma una emulsión suave) y la prueba no aporta ningún dato de evaluación.
- 7) Se realizan observaciones a los 10, 20 y 30 minutos de iniciado el calentamiento, la primera lectura aporta datos en el sentido de saber cual de los productos es un desemulsionante rápido, también nos da una idea si la emulsión formada en la licuadora es suave o es adecuada (es adecuada si el testigo no presenta separación de las dos fases, si presenta separación, quiere decir que la emulsión es suave y todos los productos presentarán separación y la prueba no aportara buenos resultados).

Un buen desemulsionante coalescedor formará gotas de agua en el fondo de la botella y en productos muy buenos se forma la separación de las dos fases bien definidas con una elasticidad evidente, el modo de evaluar ese fenómeno es otorgando un valor de 1 a 10 que es el porcentaje máximo de agua agregada.

Para los productos que tienen una separación la cual se refleja únicamente como pequeñas rasgaduras del crudo se le llaman trazas, si el agua separada tiene un poco de aceite mezclado se denomina AGUA SUCIA(AS), si el agua separada esta completamente separada del crudo se le denomina AGUA LIMPIA(AL), las que no separan nada se les anota 0 (Ver figura 2-5).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

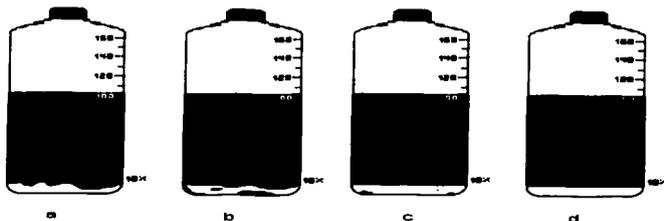


Figura 2-5: Comportamiento general de las emulsiones agua-aceite crudo.

- a) Agua limpia, fase no definida y no elástica.
- b) Agua sucia, fase no definida y no elástica.
- c) Agua ligeramente sucia, fase definida y elástica.
- d) Agua limpia, fase definida y elástica.

8) Evaluación: en los tubos california (figura 2-6) para centrifuga se deposita el crudo de las botellas hasta la marca de 25 ml, la extracción del crudo de las botellas debe hacerse de una sola succión para evitar que las fases se mezclen. Se agregan 25 ml de gasolina, turbosina o kerosina.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 2-6: Tubo California.



- 9) Una vez que los conos están llenos hasta la marca, se agitan manualmente 15 veces y se calientan a baño maría durante 5 minutos, nuevamente se agitan 15 veces y se centrifugan por 10 minutos.
- 10) Se seleccionan los productos que presenten menor emulsión y mayor cantidad de agua libre. La figura 2-7 muestra cuatro ejemplos del comportamiento general de las emulsiones.

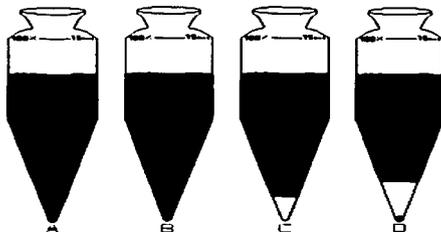


Figura 2-7: Comportamiento General de las Emulsiones.
A) y B) No hay separación. C) Separación regular. D) Buena separación.

2.4 Dispersión en Crudo

2.4.1 Método Visual

- Procedimiento:
 1. Muestras: se pesa aproximadamente 0.25 gr. de crudo Maya y se adiciona a una probeta esmerilada con tapón. Se adicionan 20 ml de xileno para disolver el crudo y se afora a la marca de 100 ml con hexano. Este paso se repite para los crudos Tamaulipas, Pánuco, Arenque, Istmo y Mezcla
 2. Evaluación: se agitan manualmente al mismo tiempo las probetas 50 veces y se deja un lapso de una hora para que sedimenten los sólidos del crudo.

Este procedimiento es con el fin de encontrar las proporciones adecuadas de crudo y de disolventes las cuales permitan observar visualmente la desestabilización de crudo para que los productos puedan ser evaluados por el método que se describe a continuación.

2.4.2 Método por Espectrofotometría, para Productos y Formulaciones. En este método se emplean cantidades muy pequeñas tanto de productos o formulaciones como de muestra de crudo, se recomienda hacer una disolución de éste, de acuerdo al número de muestras a analizar considerando un excedente de una muestra para poder realizar la toma de alícuotas. El procedimiento que se describe a continuación es en base a 5 muestras de crudo más un testigo, dicho procedimiento es aplicable para los crudos ya mencionados.

- Procedimiento:

1. Preparación de la disolución de crudo: Por cada muestra se consideran 0.0625 gr de crudo y 5 ml de xileno. Para 5 muestras, un testigo y un excedente de una muestra se pesan un total de 0.4375 gr, ésta cantidad se disuelve en 35 ml de xileno.
2. Testigo: Con una pipeta volumétrica se vierten 5ml de ésta disolución a una celda de vidrio y posteriormente se adicionan 20 ml de hexano.
3. Blanco: Se prepara un blanco conteniendo únicamente 25 ml de hexano.
4. Muestra(s): se toman alícuotas de 5 ml de la disolución de crudo, se adicionan en cada una de las celdas de vidrio y se agregan 20 ml de hexano. Cada celda se dosifica a la concentración de 20 ppm.
5. Evaluación: las celdas se agitan manualmente, al mismo tiempo, 50 veces, para una buena distribución del producto, incluyendo el testigo. Se dejan reposar las muestras y se realizan las lecturas correspondientes en el espectrofotómetro (HACH) a los 5, 20, 40 y 60 min. Estos tiempos se toman en base a los resultados de la prueba visual de asfaltenos. Las mediciones están dadas en unidades de turbidez, FAU (Unidades de formacina igual a unidades nefelométricas de turbidez).

Los productos y las formulaciones que se evalúan por este método son aquellos que resultan positivos en la prueba de botella.



2.5 Método para Determinar el HLB

Este método de prueba determina el balance hidrofílico-lipofílico del producto mediante una titulación con agua. El número de agua es el volumen en ml de agua usado para producir una persistente turbidez en un gramo disuelto de muestra disuelto en una mezcla de disolventes benceno-dioxano. El valor asignado para cada producto denota una característica física, la cual indica la relativa solubilidad en agua.

Generalmente los productos con un número de agua por abajo de 13 son insolubles en agua, de 13 a 17 son dispersables en agua y por arriba de 17 son completamente solubles en agua.

Preparación de la mezcla de disolventes para número de agua: en un matraz aforado de 1000 ml, adicionar 40 ml de benceno y aforar a 1000 ml con dioxano. Se agita hasta disolución total.

Procedimiento: se pesan 1 ± 0.05 gramos del producto en un matraz erlenmeyer y se agregan 30 ml por la bureta de disolvente número de agua. Se agita hasta que la muestra sea disuelta totalmente. Posteriormente se titula gota a gota con agua destilada hasta la primera turbiedad persistente que se retenga por un minuto o más. El volumen gastado en ml corresponde a el número de agua que presenta el producto.



CAPÍTULO 3 RESULTADOS

En el laboratorio de tensoactivos del área de productos químicos del IMP se cuenta con una serie de productos que pertenecen a los grupos de resinas fenólicas, tetronics y pluronics, de las marcas Polioles, Dissolvan, Clariant y Champion. Estos productos son los recomendados para desarrollar formulaciones desemulsionantes.

3.1 Evaluación Preliminar

Con el propósito de saber si estos productos tienen características dispersantes se realizó una primera evaluación mediante el método visual (2.2.1). En la tabla 3.1 se muestra el comportamiento que presentan los productos a las concentraciones de 5, 10, 25, 50 y 100 ppm en tiempos de 5, 20, 40 y 60 min.

Los signos y números significan lo siguiente:

F: Flocculación

S: Sedimentación

Mayor (>) que el testigo

Menor (<) que el testigo

Igual (=) que el testigo

1: Menor sedimentación

2: Media sedimentación

3: Mayor sedimentación

Tabla 3.1: Dispersión de Asfaltenos por el Método Visual

Producto	Conc. ppm	Dispersión por Método Visual								Observaciones
		5 min		20 min		40 min		60 min		
		F	S	F	S	F	S	F	S	
C-33	5	>	>	>	>	>	>	>	>	Tiene efecto contrario a la dispersión. Favorece la sedimentación.
	10	=	=	=	=	=	=	>	>	
	25	>	>	>	>	>	>	>	>	
	50	>	>	>	>	>	>	>	>	
	100	>	>	>	>	>	>	>	>	

Tabla 3.1: Continuación.

Producto	Conc. ppm	Dispersión por Método Visual								Observaciones
		5 min		20 min		40 min		60 min		
		F	S	F	S	F	S	F	S	
V-3245	5	>	1	>	2	>	3	-	3	Tiene efecto contrario a la dispersión, la favorece la sedimentación.
	10	-	1	>	3	>	3	-	3	
	25	>	1	>	3	>	3	-	3	
	50	>	1	>	3	>	3	-	3	
	100	>	1	>	3	>	3	-	3	
DB-5951	5	=	1	>	-	-	2	-	=	A las conc. de 25 y 50 se observa un ligero efecto dispersante.
	10	=	1	>	-	-	2	-	=	
	25	=	1	>	2	>	2	-	<	
	50	<	1	>	2	>	2	-	<	
	100	<	1	>	2	-	2	-	=	
V-2820	5	=	1	>	2	>	2	-	3	No se observa ningún efecto dispersante.
	10	>	1	>	2	>	2	-	3	
	25	>	1	>	2	>	2	-	3	
	50	=	1	>	2	>	2	<	3	
	100	=	1	>	2	>	2	<	3	
V-3279	5	=	1	>	2	>	2	-	3	El producto actúa de forma contraria a la dispersión.
	10	=	1	>	2	>	2	-	3	
	25	>	2	>>	3	>>	2	-	3	
	50	=	1	>	2	>	2	-	3	
	100	>	2	>>	3	>>	2	-	3	
V-3966	5	>	1	>	2	>	2	-	3	Favorece la sedimentación.
	10	>	1	>	2	>	2	-	3	
	25	>	1	>	2	>	3	-	3	
	50	>	1	>	2	>	3	-	3	
	100	>	2	>	2	>	3	-	3	
V-3966-01	5	=	-	=	1	=	3	-	3	No se observa diferencia con respecto al blanco.
	10	=	-	=	1	=	3	-	3	
	25	>	1	>	2	=	3	-	3	
	50	>	1	>	2	=	3	-	3	
	100	>	1	=	1	=	3	-	3	
V-4006-01	5	=	1	>	=	=	=	=	=	El producto favorece la sedimentación.
	10	=	1	>	=	>	2	=	=	
	25	>	1	>	=	>	3	-	3	
	50	=	1	>	2	>	3	-	3	
	100	>	1	>	3	>	3	-	3	



Tabla 3.1: Continuación.

Producto	Conc ppm	Dispersión por Método Visual								Observaciones
		5 min		20 min		40 min		60 min		
		F	S	F	S	F	S	F	S	
DCM-473	5	<	1	=	2	>	-	-	3	Las conc. De 50 y 100 se observan más oscuras que el blanco. Posible efecto dispersante.
	10	<	1	=	2	>	-	-	3	
	25	=	1	>	2	>	-	-	3	
	50	=	1	>	2	>	-	-	2	
V-4490	100	=	1	>	2	>	-	-	2	No se observa efecto dispersante.
	5	>	1	>	2	>	3	-	3	
	10	>	1	=	2	>	3	-	3	
	25	>	1	=	2	>	3	-	3	
V-3879	50	>	1	>	2	>	3	-	3	El producto favorece la sedimentación.
	100	>	1	>	2	>	3	-	3	
	5	>	1	>	1	>	2	-	3	
	10	>	1	>	2	>	3	-	3	
V-3640 (n)	25	>	1	>	2	>	3	-	3	No tiene efecto dispersante.
	50	>	1	>	2	>	3	-	3	
	100	=	1	>	2	>	3	-	3	
	5	=	1	>	1	>	2	-	3	
MQ-1417	10	=	1	=	2	>	2	-	3	En las conc. De 50 y 100 se observa un ligero efecto dispersante. Existe sedimento pero es menor que el blanco.
	25	<	1	<	1	>	2	-	3	
	50	<	1	<	1	=	2	-	3	
	100	>	1	=	2	=	2	-	3	
V-3355	5	=	1	=	1	=	3	=	3	En las conc. De 50 y 100 se observa efecto dispersante, principalmente en 100.
	10	<	1	=	1	=	3	=	3	
	25	=	1	>	1	=	3	=	3	
	50	<	1	<	1	<	2	<	2	
V-3279 Conc.	100	<	1	<	1	<	2	<	2	No se observa efecto dispersante.
	5	<	1	=	1	>	3	-	3	
	10	-	-	-	-	>	2	-	3	
	25	<	1	=	2	=	3	-	3	
Conc.	50	-	-	<	1	<	2	-	3	
	100	>	1	>	2	<	2	-	3	



Tabla 3.1: Continuación.

Producto	Conc. ppm	Dispersión por Método Visual								Observaciones
		5 min		20 min		40 min		60 min		
		F	S	F	S	F	S	F	S	
DB-5871	5	=	=	=	=	2	<	1	<	A las conc. de 25, 50 y 100 se observa un ligero efecto dispersante.
	10	=	=	=	=	2	=	1	=	
	25	<	<	1	<	3	=	3	=	
	50	<	<	2	<	4	=	4	<	
DB-5914	100	=	=	<	=	2	=	2	<	Efecto dispersante.
	5	<	<	2	<	3	<	3	<	
	10	<	<	2	<	3	<	3	<	
	25	<	=	2	<	2	<	2	<	
DB-2903	50	<	=	1	<	2	<	1	<	Efecto dispersante.
	100	<	=	1	<	1	<	1	<	
	5	=	=	<	<	<	<	<	<	
	10	<	=	<	<	<	<	<	<	
DB-2892	25	<	=	<	<	<	<	<	<	Efecto dispersante.
	50	<	=	<	<	<	<	<	<	
	100	=	=	3	<	3	<	3	<	
	5	v	v	1	=	1	<	1	=	
DB-2864	10	v	v	1	=	1	<	1	=	En todas las conc. se observa un ligero efecto dispersante.
	25	=	=	2	<	1	<	1	=	
	50	=	=	3	<	2	<	2	<	
	100	=	=	<	<	<	<	<	<	
DB-7946	5	v	v	v	v	v	v	v	v	Efecto dispersante.
	10	v	v	v	v	v	v	v	v	
	25	=	=	<	=	3	<	3	<	
	50	=	=	<	=	3	<	3	<	
DB-2289	100	v	v	v	v	2	=	2	<	Efecto dispersante en todas las concentraciones.
	5	=	=	<	<	<	<	1	<	
	10	=	=	<	<	<	<	3	<	
	25	=	=	v	v	v	<	1	<	
DB-2289	50	=	=	<	<	<	<	2	<	
	100	=	=	<	<	<	<	3	<	



3.2 Evaluación por Espectrofotometría

De acuerdo con los resultados del método visual (2.2.1) se observa de manera cualitativa que varios productos exhiben comportamiento dispersante, los cuales son:

Producto	Grupo
DCM-473	Resina fenólica
MQ-1417	Resina fenólica
V-3355	Resina fenólica
DB-2289	Resina fenólica
DB-7946	Resina fenólica
DB-5951	Tetronic
DB-5871	Tetronic
DB-5914	Tetronic
DB-2903	Pluronic
DB-2892	Pluronic
DB-2864	Pluronic

Se realizó una segunda evaluación a estos productos mediante el método por espectrofotometría (2.2.2). De acuerdo a datos proporcionados por el laboratorio de tensoactivos a esta lista se le anexó una serie de productos que están considerados dentro de las mejores bases desemulsionantes (estos no fueron evaluados por el método visual 2.2.1). Los productos anexados son los siguientes:

Producto	Grupo
C-33	Resina fenólica
DB-2433	Resina fenólica
DB-9946	Resina fenólica
DB-9735	Resina fenólica
DB-2420	Resina fenólica
DB-9429	Resina fenólica
DB-7535	Resina fenólica
DB-7545	Resina fenólica
DB-9478	Resina fenólica



En la tabla 3.2 se muestran los resultados únicamente de los productos que presentaron efecto dispersante por este método a las concentraciones de 5, 10, 25, 50 y 100 ppm a los tiempos de 30 y 40 minutos. Los productos que no se reportan son aquellos que favorecen la sedimentación de asfaltenos.

Tabla 3.2: Resultados de la Prueba de Dispersión de Asfaltenos por Espectrofotometría.
Resultados de la prueba de dispersión

Producto ppm	Unidades de Turbidez			
	30 min	% Eficiencia	40 min	% Eficiencia
DB-2864				
5	214	38	184	61
10	193	25	187	64
25	180	16	175	54
50	218	41	195	71
100	237	53	219	92
Testigo	155		114	
V-3356				
5	192	47	173	56
10	142	9	122	10
25	220	68	182	64
50	123	6	103	—
100	141	8	125	13
Testigo	131		111	
DB-9946				
5	232	19	232	39
10	230	18	228	37
25	237	22	235	41
50	229	17	237	42
100	224	15	223	34
Testigo	195		167	
DB-7946				
5	220	—	219	31
10	225	1	222	33
25	229	2	230	38
50	208	—	204	22
100	203	—	192	15
Testigo	224		167	



Tabla 3.2: Continuación.

Producto ppm	Resultados de la prueba de dispersión			
	Unidades de Turbidez			
	30 min	% Eficiencia	40 min	% Eficiencia
DB-2289				
5	233	18	234	28
10	229	16	223	22
25	221	12	221	21
50	215	9	212	16
100	213	8	212	16
Testigo	197		183	
DB-6951				
5	239	18	238	28
10	214	9	208	12
25	225	14	221	19
50	216	10	214	15
100	212	8	207	11
Testigo	197		186	
DB-9478				
5	238	17	236	18
10	242	19	238	19
25	238	17	236	18
50	249	22	248	24
100	236	16	234	17
Testigo	204		200	
DB-2903				
5	226	2	223	6
10	232	5	228	9
25	237	7	236	12
50	226	2	220	5
100	235	6	225	7
Testigo	221		210	
C-33				
5	206	5	204	10
10	210	7	213	15
25	190	—	171	—
50	174	—	157	—
100	214	9	206	11
Testigo	196		185	



Tabla 3.2: Continuación.

Producto ppm	Resultados de la prueba de dispersión			
	Unidades de Turbidez			
	30 min	% Eficiencia	40 min	% Eficiencia
DB-5914				
5	157	—	131	—
10	179	9	146	7
25	166	1	141	4
50	179	9	150	10
100	167	1	147	8
Testigo	165		136	
V-3245				
5	219	3	218	3
10	224	5	220	4
25	217	2	213	1
50	212	—	209	—
100	221	4	216	3
Testigo	213		211	

3.3 Determinación del HLB

Utilizando el método para determinar el HLB (2.5) se encontró el número de agua a los productos mostrados en la tabla anterior, los resultados se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Valores de HLB para Diferentes Tensoactivos.

PRODUCTO	HLB
DB-2864	22.4
V-3355	17.8
DB-9946	11.5
DB-7946	11.6
DB-2289	6.9
DB-5951	10.8
DB-9478	8.8
D B-2903	24.7
C-33	6.5
DB-5914	49.7
V-3245	9.2



3.4 Evaluación del Efecto Dispersante de los Tensoactivos en Aceite Crudo Ligero y Pesado

Se realizaron pruebas mediante el método visual (2.4.1) para determinar las relaciones xileno:hexano (disolventes) y crudo:disolventes para desestabilizar el aceite crudo. El resultado fue 1:4 para xileno:hexano y 1:400 crudo:disolventes. Con estas relaciones se evaluó el funcionamiento de los tensoactivos como dispersantes en aceite crudo mediante el método por espectrofotometría (2.4.2). Los resultados se muestran en la tabla 4.4 a 5 ppm de producto ya que esta es la concentración mínima necesaria para observar un buen efecto dispersante.

Para comparar la eficiencia de los tensoactivos se evaluó el producto DARC-2 que es un dispersante de asfaltenos desarrollado por el IMP.

Tabla 3.4: Porcentaje de Eficiencia de Dispersión de Asfaltenos en Aceite Crudo a los 60 min.

C R U D O S						
% DE EFICIENCIA						
Productos	Pánuco	Tamaulipas	Arenque	Maya	Istmo	Mezcla
DB- 2864	6.46	—	—	5.02	—	11.29
V-3255	—	—	—	—	13.13	18.08
DB-9946	277	100.28	11.87	116.32	75.25	201.13
DB-7946	110	33.5	19.37	119.21	28.04	201.13
DB-2289	3.65	2.05	19.37	—	—	15.25
DB-5951	7.02	9.48	19.37	—	—	3.95
DB-9478	9.55	17.43	87.5	23.42	28.78	177.4
DB-2903	21.96	1.28	18.7	—	—	8.47
C-33	23.6	—	22.15	6.52	1.47	—
DB-5914	24.26	1.79	20.25	38.02	—	5.66
V-3245	14.02	3.0	18.98	—	—	—
DARC-2	—	5.6	—	36.07	67.14	112.5



Mayor efecto dispersante



3.5 Evaluación de los Tensoactivos como Desemulsionantes en los Crudos Maya, Istmo y Mezcla Mediante la Prueba de Botella

En las tablas siguientes se muestra el comportamiento de los tensoactivos como desemulsionantes y dispersantes en los diferentes crudos. Se utilizó la concentración recomendada de 25 ppm de producto.

Condiciones de evaluación de desemulsionantes para los crudos Maya, Istmo y Mezcla.

Temperatura	70° C
Tiempo de tratamiento	30 minutos
Porcentaje de crudo	90% v
Porcentaje de agua	10% v
Condiciones de incorporación del aditivo	100 agitaciones

En donde:

AL: agua limpia

ALS: agua ligeramente sucia

AS: agua sucia

✓ : si presenta

X: no presenta

Separador suave: 3 a 6 % de separación

Separador lento: la separación total ocurre después de los 15 min de prueba.

Separador rápido: la separación ocurre en los primeros 15 min de prueba.

Coalescedor: cuando la emulsión total es \leq a 3.

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN



Tabla 3.5: Desempeño de los Tensoactivos en Crudo Maya.

Producto	Crudo Maya					Emulsión total
	Separador de agua	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida		
	Rápido/Lento					
DB-2864	4 lento	AL	X	✓		3.6
V-3355	2 lento	AS	X	X		2.0
DB-9946	-	-	-	-		2.6
DB-7946	-	-	-	-		0.8
DB-2289	4 lento	ALS	X	✓		2.2
DB-5951	3 lento	AS	X	X		2.2
DB-9478	2 lento	AL	X	✓		4.4
DB-2903	2 lento	AS	X	X		0.4
C-33	6 lento	AS	X	✓		0.2
DB-5914	3 lento	AL	X	✓		2.6
V-3245	2 lento	AL	X	✓		1.8

Observaciones: El producto C-33 es el mejor coalescedor, buen separador y deja una fase definida pero no elástica.

Tabla 3.6: Desempeño de los Tensoactivos en Crudo Istmo.

Producto	Crudo Istmo					Emulsión total
	Separador de agua	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida		
	Rápido/Lento					
DB-2864	8 lento	AS	X	X		0.5
V-3355	2 lento	AS	X	X		1.0
DB-9946	7 lento	AS	X	X		1.0
DB-7946	5 lento	AS	X	X		1.0
DB-2289	10 rápido	AS	X	X		0.5
DB-5951	10 lento	AS	X	X		0.5
DB-9478	4 lento	AS	X	X		1.6
DB-2903	9 rápido	ALS	X	✓		1.6
C-33	10 rápido	AS	X	X		0.8
DB-5914	5 lento	AS	X	✓		1.2
V-3245	8 lento	AS	X	X		2.0

Observaciones: Los productos son buenos separadores y coalescedores especialmente C-33 y DB-2289. El DB-2903 y DB-5914 definen la interfase, sin embargo no dejan fase elástica. Ninguno de los productos es buen limpiador.



Tabla 3.7: Desempeño de los Tensioactivos en Crudo Mezcla.

Crudo Mezcla						
Producto	Separador de agua Rápido/Lento	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida	Emulsión total	
DB-2864	3 rápido	AL	X	✓	2.4	
V-3355	5 lento	ALS	X	✓	1.4	
DB-9946	3 rápido	AS	X	X	0	
DB-7946	2 lento	AS	X	✓	0	
DB-2289	4 lento	AS	X	✓	0	
DB-5951	5 lento	ALS	X	✓	0.2	
DB-9478	-	-	-	-	-	
DB-2903	7 lento	ALS	X	✓	2.2	
C-33	6 lento	ALS	X	✓	0.8	
DB-5914	3 lento	AS	X	X	2.2	
V-3245	3 lento	AS	X	X	0.4	

Observaciones: El producto DB-5951 tiene la característica de ser un buen coalescedor por dejar poca emulsión en el cono, aunque no es buen limpiador. El producto DB-2864 funciona como limpiador.

Con base a los resultados anteriores se seleccionaron los productos que presentaron la mejor funcionalidad como dispersantes y desemulsionantes para los crudos Maya, Istmo y Mezcla. Los productos son los siguientes:

DB-9478	DISPERSANTE
DB-5914	LIMPIADOR
V-3245	LIMPIADOR
DB-9946	DISPERSANTE
DB-2864	SEPARADOR Y LIMPIADOR
C-33	COALESCEDOR
DB-2903	SEPARADOR DE AGUA, DEFINIDOR DE INTERFASE SUAVE
DB-2289	COALESCEDOR

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



3.6 Características de Solubilidad (HLB) de los Productos Tensioactivos Seleccionados

En general se considera que los tensioactivos con HLB (número de agua) en el intervalo de 1 a 10 son solubles en aceite (liposolubles), en el intervalo de 11 a 20 son de carácter soluble en aceite y dispersables en agua y a partir de 21 son solubles en agua (hidrosolubles).

En la figura 3-1 se representa de manera gráfica el comportamiento de los tensioactivos seleccionados. Los productos coalescedores exhiben un carácter liposoluble (HLB en el intervalo de 1 a 10).

Los productos limpiadores y separadores de agua y, definidores de interfase exhiben un carácter hidrosoluble con valores de HLB mayores de 20. Finalmente se observa que los productos con características dispersantes de asfaltenos son de carácter liposoluble con cierta tendencia a dispersarse en agua (HLB menor de 15).

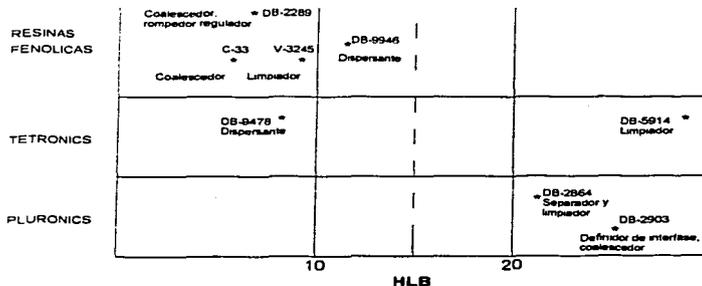


Figura 3-1: Comportamiento de los Tensioactivos Seleccionados.



3.7 Propuesta de Formulaciones

Actualmente en la industria petrolera existe la necesidad de formular un desemulsionante con doble funcionalidad; que evite o inhiba la formación de interfases rígidas dentro de las desaladoras y que favorezca la dispersión de asfaltenos en el tren de precalentamiento y en el horno de la unidad de destilación de crudo, a fin de evitar o retrasar el ensuciamiento de los equipos de intercambio de calor. Esta doble funcionalidad mejoraría el desempeño del producto y favorecería la reducción de los costos de tratamiento por concepto de uso de desemulsionante y antiensuciante.

A partir de las características de los productos seleccionados, se llevo a cabo una primera propuesta de formulaciones combinando los productos. De acuerdo a la experiencia en el laboratorio de tensoactivos del IMP, se recomienda utilizar un 50% en peso de disolvente y un 50% en peso de productos, no excediendo de un 10% de coalescedor. El disolvente que se utiliza es xileno. A continuación en la tabla 3.8 se presenta el primer grupo de formulaciones propuestas:

Tabla 3.8. Composición de las Formulaciones Propuestas.

Formulaciones	PRODUCTO % EN PESO								XILENO	
	DB-9946	DB9478	DB-5914	DB-2864	DB-2903	DB-2289	V-3245	C-33		
F1	20	-	-	20	-	-	-	-	10	
F2	-	20	-	20	-	-	-	-	10	
F3	-	-	20	20	-	-	-	-	10	
F4	20	-	-	-	-	-	20	-	10	
F5	-	20	-	-	10	-	-	20	-	
F6	-	-	20	-	-	-	-	20	10	
F7	20	-	-	-	10	-	-	20	-	
F8	-	20	-	-	10	-	-	20	-	
F9	-	-	20	-	10	-	20	-	-	50
F10	20	-	-	10	-	10	-	-	10	
F11	10	-	-	20	-	10	-	-	10	
F12	10	-	-	10	-	20	-	-	10	
F13	20	-	-	10	10	10	-	-	-	
F14	10	-	-	20	10	10	-	-	-	
F15	10	-	-	10	10	20	-	-	-	
F16	20	-	-	20	10	-	-	-	-	
F17	20	-	-	-	-	20	-	-	10	
F18	20	-	-	-	10	20	-	-	-	



Para observar el desempeño de estas formulaciones se realizaron pruebas de desemulsificación mediante la prueba de botella (2.3.1) y de dispersión por el método por espectrofotometría (2.4.2) únicamente en crudo Maya, para comparar la eficiencia se evaluaron a la par los desemulsionantes FDM y RD-29 y los dispersantes alquenilsuccinimida (ASSM) y DARC-2 desarrollados en el IMP y actualmente en uso.

3.7.1 Desempeño de las Formulaciones Propuestas. A continuación en la tabla 3.9 se muestran los resultados de la prueba de botella y dispersión de las formulaciones propuestas para crudo Maya.

Tabla 3.9: Desempeño de las Formulaciones Propuestas.

Formulaciones	Separador de agua Rápido/lento	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida	Emulsión Total	Eficiencia de Dispersión %
F1	5 rápido	AL	X	✓	4.6	3.75
F2	4 rápido	AL	X	X	5.0	3.75
F3	4 lento	AL	X	✓	3.8	10.8
F4	8 lento	ALS	X	X	3.6	13.0
F5	4 lento	ALS	X	X	6.0	14.0
F6	5 rápido	ALS	X	X	4.0	13.0
F7	5 lento	AL	✓	✓	3.6	14.0
F8	6 lento	AL	X	✓	5.0	8.0
F9	5 lento	AL	X	X	4.0	—
F10	5 lento	AL	✓	✓	3.2	8.33
F11	4 lento	AS	X	X	3.6	—
F12	3 lento	AL	X	✓	2.4	—
F13	—	—	—	—	2.6	—
F14	Trazas	—	—	—	5.5	—
F15	Trazas	—	—	—	4.0	—
F16	3 lento	ALS	X	X	4.0	—
F17	3 lento	ALS	X	X	5.2	3.3
F18	5 lento	ALS	X	X	6.0	5.9
FDM	4 lento	ALS	X	✓	4.6	—
RD-29	4 lento	ALS	X	✓	3.0	—
DARC-2	—	—	—	—	—	36.07
ASSM	—	—	—	—	—	4.4

Al analizar los resultados de la tabla anterior se observa que de las formulaciones propuestas las que presentan mejores resultados son las siguientes:



F4 compuesta por los productos DB-9946, C-33 y V-3245; es la que mejor separa las fases dejando un total de emulsión menor con respecto al FDM y una de las que presenta mayor efecto dispersante. Tiene como limitantes que no define bien la fase y el agua separada es ligeramente sucia.

F7 compuesta por los productos DB-9946, DB-2903 y V-3245; esta formulación comparada con las formulaciones FDM y RD-29 actúa de manera similar como rompedor de emulsión, sin embargo separa y define mejor las fases, deja agua limpia y poca emulsión total. Tiene la más alta eficiencia en acción dispersante. Su limitante es que es un separador suave y lento.

F10 y F12 compuestas por los productos DB-9946, DB-2864, DB-2289 y C-33:

F10, actúa de manera similar a la formulación F7 excepto que deja menos emulsión y tiene menor efecto dispersante.

F12 es un coalescedor ya que presenta poca emulsión, deja agua limpia y define la interfase. Tiene como limitantes que es un separador lento no define fase elástica y no tiene efecto dispersante.

3.7.2 Modificaciones a las Formulaciones. De acuerdo a las observaciones anteriores, se propusieron las siguientes modificaciones para cada formulación quedando como sigue: F4 dio lugar a FM1 y F7 a FM2. A partir de la formulación F10 se obtuvieron 4 nuevas formulaciones cambiando los componentes DB-5914 y DB-9478 por DB-9946 en diferentes proporciones y se eliminó el componente C-33. A continuación se presenta la tabla 3.13 con las formulaciones modificadas.

Tabla 3.10: Composición de las Formulaciones Modificadas.

<u>Producto</u> <u>(% peso)</u>	<u>FM1</u>	<u>FM2</u>	<u>FM3</u>	<u>FM4</u>	<u>FM5</u>	<u>FM6</u>
DB-9946	20	20	-	-	-	-
DB-9478	-	-	-	-	20	10
DB-5914	-	-	20	10	-	-
DB-2864	-	-	10	20	10	20
DB-2903	10	20	-	-	-	-
DB-2289	-	-	20	20	20	20
V-3245	10	-	-	-	-	-
C-33	10	10	-	-	-	-
Xileno				50		

Una vez modificadas las formulaciones se evaluaron nuevamente mediante la prueba de botella (2.3.1) y por el método por espectrofotometría (2.4.2). En la tabla 3.14 se muestra el desempeño de las formulaciones.



Tabla 3.11: Desempeño de las Formulaciones Modificadas.

Formulaciones	Separador de agua Rápido/lento	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida	Emulsión Total	Eficiencia de Dispersión %
FM1	3 lento	AL	X	✓	5.5	—
FM2	2 lento	AL	X	X	4.8	7.96
FM3	5 lento	ALS	X	✓	3.0	7.24
FM4	5 lento	AL	✓	✓	3.0	13.04
FM5	4 lento	AL	✓	✓	4.0	9.78
FM6	4 lento	AL	✓	✓	3.6	3.26
FDM	4 lento	ALS	X	✓	4.6	—
RD-29	4 lento	ALS	X	✓	3.0	—
DARC-2	—	—	—	—	—	36.07
ASSM	—	—	—	—	—	4.4

Al analizar los resultados se observa lo siguiente:

La formulación FM4, compuesta por los productos DB-5914, DB-2864 y DB-2289 a base de tetric, pluronic y resina fenólica respectivamente y xileno, actúa de manera similar con respecto a las formulaciones FDM y RD-29 como separador, define mejor la interfase, deja poca emulsión y presenta el más alto porcentaje de dispersión con respecto al ASSM.

3.7.3 Formulación Final. De acuerdo a los resultados de las formulaciones propuestas que se seleccionaron dos, la F7 y la FM4. En la siguiente tabla se muestra su desempeño .

Tabla 3.12: Desempeño de las formulaciones F7, FM4 y RD-29.

Formulaciones	Separador de agua Rápido/lento	Limpiador	Fase Elástica	Fase Definida	Emulsión Total	Eficiencia de Dispersión %
F7	5 lento	AL	✓	✓	3.6	14.0
FM4	5 lento	AL	✓	✓	3.0	13.04
RD-29	4 lento	ALS	X	✓	3.0	—

Las formulaciones F7 y FM4 presentan similitud en funcionalidad. Ambas formulaciones definen mejor las fases y dejan agua limpia, presentan mejor funcionalidad con respecto a la formulación RD-29. En cuanto a su desempeño como dispersante la F7 tiene un mayor efecto dispersante .



CAPÍTULO 4

ASPECTOS ECONÓMICOS

4.1 Costo de Producto

A continuación se presenta un estimado del costo de las formulaciones F7 y FM4.

Tabla 4.1: Costo de las Formulaciones.

COSTO DE LAS FORMULACIONES EN PESOS		
COSTOS	F7	FM4
MATERIAS PRIMAS	19.15	18.15
ENVASE	2.00	2.00
ELABORACIÓN	21.15	20.15
TRANSPORTE Y ALMACEN	2.00	2.00
UTILIDAD (40%)	9.26	8.86
PRECIO DE VENTA	\$32.41 Kg	\$31.01 Kg

4.2 Beneficios por la Aplicación de las Formulaciones F7 y FM4

El empleo de estas formulaciones puede contribuir con un aumento en la eficiencia de la separación de sales disueltas en el agua removida, lo que implica disminución del potencial de corrosión y de ensuciamiento ocasionados por sólidos y sales; con esto, se tendrán los siguientes beneficios:

Equipos. La funcionalidad de los equipos puede ser más eficiente debido a que se disminuye el deterioro de los mismos por corrosión. En el caso del tren de precalentamiento y los intercambiadores de calor, la disminución de ensuciamiento contribuye a aumentar la eficiencia en el intercambio de calor.

Por otro lado, realizar una separación eficiente del agua de desalado provoca un ahorro energético significativo y a la vez aumenta la eficiencia del proceso ya que cuando se garantiza



la máxima separación de agua es innecesaria la adquisición de otros equipos separadores o de requerir de equipos de alto volumen por la generación de vapor sobrecalentado.

Consumo de productos químicos. El uso de F7 y FM4 de doble funcionalidad implica reducir el consumo de productos antiensuciantes como el DARC-2 que se emplea para dispersar sólidos (asfaltenos).

4.3 Cálculo del Beneficio Económico Resultante de la Aplicación de los Desemulsionantes F7 y FM4

Base de estimado: tratamiento de 150 000 BPD de aceite crudo de tanques de almacenamiento. Los cálculos se realizaron en base a datos proporcionados por el Área de Productos Químicos del IMP según un estudio realizado para la refinería de Salamanca.

Se considera que es factible incrementar la eficiencia de desalado, reduciendo al menos en 1 libra por cada 1000 barriles de aceite crudo de carga el nivel de salinidad del crudo desalado.

4.3.1 Reducción en Corrosión (Pérdida de Metal). La reducción en corrosión es calculada en base a la diferencia de sal entre 1 y 2 etapas. Se considera también que el 90% de esta sal se hidroliza a HCl.

De acuerdo a datos de operación reportados en la literatura un 25% del HCl producido reacciona con el hierro antes de que llegue a la línea de domo, en donde se utilizan neutralizantes e inhibidores para controlar la corrosión.

1lb sal (NaCl) / 1000bbs de crudo produce 0.56 lb de HCl / 1000bbs de crudo considerando un 90% de hidrólisis (PM HCl/PM NaCl) = $(36.5/58.5) \times 1 \text{LMB} \times 0.9$
= 0.56 LMB de HCl reducido

El ahorro por corrosión puede ser estimado de la siguiente correlación.

$$A1 = 1.42 \times H1 \times 0.25 \times D1 \times C1 \times \text{MBPD}$$

MBPD=miles de barnles por día

A1 = Ahorro al año en reducción en corrosión.

H1 = Reducción de HCl en PTB (libras/ 1000 barriles)



D1 = Días de operación por año.

C1 = Costo del acero por libra.

MBPD = Crudo tratado o procesado en MBPD.

$$A1 = 1.42 \times 0.56 \text{ LMB HCl} \times 0.25 \times 365 \text{ días/año} \times \$15.00/\text{lb} \times (150000/1000) \\ = \$ 163,264.5 / \text{año}$$

4.3.2 Reducción del Consumo de Productos Químicos

A. Neutralizante.

El ahorro en neutralizante se puede estimar considerando que su consumo es lineal en función de la cantidad de sal en el crudo desalado.

$$A2 = C2 \times R2 \times P2 \times D2$$

A2 = Ahorro de neutralizante, \$

C2 = Costo actual del consumo de neutralizante, \$/BPD

$$= (1562 \text{ lts/mes} \times \$19.78/\text{lt}) = \$ 30,896.36/\text{mes.}$$

R2 = Reducción en sal, $(\text{ptb } 1 - \text{ptb } 2)/(\text{ptb } 1)$, $= (1.8 - 0.8)/1.8 = 0.55$

P2 = Días de operación.

D2 = Capacidad promedio BPD. Datos típicos de la planta AS de la refinería de Salamanca = 66,670 BPD

$$A2 = \$30,896.36/\text{mes} \times 0.55 \times 12 \text{ mes/año} \times (150000/66670) \\ = \$ 458,788.00 / \text{año}$$

B. Inhibidor de corrosión.

Se puede tomar como regla general que la cantidad mínima de inhibidor de corrosión para un desalado debajo de 1 ptb puede ser 1/4 litro por cada 1000 BPD de flujo en domo.

$$A3 = (\text{Cactual}) \times (\text{D3}/\text{D2} \times \text{P2}) \times \% \text{ ahorro estimado}$$

A3 = Ahorro por inhibidor de corrosión.

Cactual = costo actual de inhibidor.

$$= 2,247 \text{ Lts /mes} \times \$24.57/\text{Litro} = \$55,208.79/\text{mes}$$



(datos típicos de la planta AS de la refinería de Salamanca estiman una reducción del 30% del inhibidor de corrosión)

D3 = 150,000BPD

D2 = 66,670 BPD

P2 = 12 meses/año.

A3 = \$55,208.79/mes x (150,000 BPD/ 66,670 BPD) x 12 meses/año x 0.3

A3 = \$447,168.84/año.

C. Antiensuciante Darc-2

Se tiene como base una aplicación de 10 ppm que equivale a 7155 kg/mes y el costo del antiensuciante es \$45.0 kg; por lo tanto costo actual del antiensuciante que se aplica es de \$3,863,700 /año.

El ahorro por la aplicación de las formulaciones es

A4= CPD(%RF)/100

CPD = Costo actual del antiensuciante por año

%RF= Porcentaje de reducción de la formulación con respecto al producto antiensuciante.

Para la formulación FM4 se tiene como %RF= 36.15. Para F7 el %RF= 38.81.

A4(FM4)= (\$3,863,700 /año x 36.15)/100

A4(FM4)= \$1,396,727.55 /año

A4(F7)= (\$3,863,700 /año x 38.81)/100

A4(F7) = \$1,499,501.97/año

4.3.3 Ahorro de Combustible

A. Ahorro de combustible por disminución del ensuciamiento en el tren de precalentamiento.

Basándose en datos de operación se ha encontrado que existe una reducción de aproximadamente 0.13% por cada ptb reducida de sal y sólidos.

A5 = T5 x C5 x R5 x H5 x D5 x 0.0013



A5 = Ahorro por año.

T5 = PTB totales de sal y sólidos filtrables removidos.

C5 = Costo de combustible por millón de BTU.

R5 = Carga de crudo en, BPD.

H5 = Millones de BTU requeridos por barril de crudo.

D5 = Días de operación al año.

T5 = 1lb sal/1000 Bts + 0.5 lb de material inorgánico/1000 Bts = 1.5 lbs/1000 Bts.

C5 = \$ 45.00/10⁶ BTU

R5 = 150,000BPD.

H5= 0.0825 MMBTU/bi

D5 = 365 días/año.

A5 = 1.5 lbs/1000 bis x \$45.00/10⁶ BTU x 150,000 BPD x 0.0825 MMBTU/bi x 365 días/año x 0.0013

A5 = \$396,355.78/año.

B. Ahorro de combustible debido a la reducción del ensuciamiento en el exterior de los tubos de los hornos que utilizan combustóleo.

El crudo desalado afecta a el calentador por contribución de sólidos, estos generalmente se depositan en el tren de precalentamiento y una cantidad mínima realmente se deposita en el calentador. Por esta razón se considera que el beneficio puede ser cuantificado como el 1% del costo de combustible consumido. La remoción de los depósitos del exterior de los tubos incrementa la eficiencia de transferencia de calor de un 4 a 12%.

En una refinería típica con una capacidad de 20,000 BPD los costos por concepto de combustible ascienden a 16,425,000 dólares/año.

A6 = C6 x VA x 0.01 x D3/D6

C6 = 16,425,000 dólares/año

VA = \$10.00/dólar

D3 = 150,000 BPD

D6 = 20,000 BPD

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A6 = 16,425,000 dólares/año x \$10.00/dólar x 0.01 x (150,000 BPD/20,000 BPD)

A6 = \$12,318,750.00/año.



4.3.4 Ahorro por Incremento de Corrida. Si la refinería opera dos años entre paros para mantenimiento y este periodo se incrementa a tres años como resultado de la disminución del contenido de sales y material inorgánico en el aceite crudo, se reduce proporcionalmente el tiempo de paro.

Suponiendo un paro cada dos años (0.5 paros/año) y un paro cada tres años (0.333 paros/año), con una duración de 30 días por paro (valor promedio en México) es posible obtener la siguiente reducción en los días de paro.

El ahorro por incremento de corrida es:

$$A7 = D3 \times R7 \times VA \times D7$$

A7 = Ganancia debido a incremento de corrida, \$/año

D3 = Carga, BPD

R7 = beneficio de 0.5 dólares/bl

D7 = $PN8 \times (F1 - F2)$ = Reducción en los días de paro

PN8 = Paro programado normal en días

F1, F2 = Paro programado en años ; F1 = Actual F2 = Doble desalado

Entonces: $DB = 30 \text{ días/paro} \times (0.5 \text{ paros/año} - 0.333 \text{ paros/año}) = 5 \text{ días/año}$

$$A7 = 150,000 \text{ BPD} \times 0.5 \text{ dólar/bl} \times \$10.00/\text{dólar} \times 5 \text{ días/año}$$

$$A7 = \$3,750,000.00/\text{año}$$

4.3.5 Ahorro por Costos de Mantenimiento. Se reporta una reducción en los costos de personal requerido para actividades de mantenimiento de 0.75 dólares por libra removida de sales y material inorgánico por cada 1000 barriles.

$$A8 = C8 \times VA \times T8 \times D8 \times D3/1000 \text{ BPD} \times 365 \text{ días/año}$$

C8 = 0.75 dólares

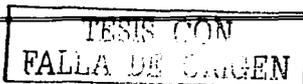
VA = \$10.0/dólar

T8 = 1.5 lbs de sal removida

D3 = 150,000 BPD

A8 = 0.75 dólares x \$10.0/dólar x 1.5 lbs de sal removida x 150,000 BPD/1000 BPD x 365

días/año





$$A8 = \$615,937.5 /\text{año}$$

Por lo tanto, el ahorro total en éste análisis será

$$AT = A1 + A2 + A3 + A4 + A5 + A6 + A7 + A8$$

Usando la fórmula F7 se tiene un AT= \$19,649,725.24/año

Usando la fórmula FM4 se tiene un AT= \$19,546,949.24/año

La siguiente tabla presenta una serie de ahorros económicos por la aplicación de las formulaciones propuestas en comparación con la que se emplea actualmente.

Tabla 4.2: Tabla Comparativa de Ahorros por la Aplicación de las Formulaciones RD-29, F7, y FM4

Ahorro por concepto de:	Formulaciones \$/Año		
	RD-29	F7	FM4
Reducción en Corrosión	163,264	163,264	163,264
Reducción de Neutralizante	458,788	458,788	458,788
Reducción de Inhibidor de Corrosión	447,668	447,668	447,668
Reducción de Antiensuciante DARC-2	--	1,499,501	1,396,727
Combustible en el Tren de Pre calentamiento	396,355	396,355	396,355
Combustible en los Tubos de los Hornos	12,318,750	12,318,750	12,318,750
Incremento de Corrida	3,750,000	3,750,000	3,750,000
Costos de Mantenimiento	615,937	615,937	615,937
AHORRO TOTAL	18,150,762	19,649,725	19,546,949

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES

1. La necesidad de procesar crudos pesados como el crudo Maya, obliga a desarrollar y mejorar productos químicos que sean funcionales y que ayuden a incrementar la eficiencia de los procesos.

En la parte experimental del presente trabajo se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

2. El HLB es una característica útil para seleccionar los tensoactivos requeridos para la formulación de desemulsionantes. Con base en los trabajos de laboratorio realizados, se observó una adecuada correlación para las siguientes funciones:
 - **Dispersión de asfaltenos.** Los tensoactivos que tienen esta función exhiben un HLB menor de 15, preferentemente en el intervalo de 6 a 12, siendo los más eficientes en este aspecto, los productos de tipo Resina Fenólica.
 - **Limpieza de agua separada y definición de interfase.** Los tensoactivos que exhiben un comportamiento satisfactorio en este aspecto, son de carácter hidrosoluble, con valores de HLB mayores de 20, sobresaliendo los productos de tipo Pluronic y Tetronic en esta aplicación.
 - **Coalescencia.** Para favorecer la deshidratación de aceites crudos desalados se requiere el uso de rompedores de emulsión que favorezcan la rápida unión y caída de las gotas de agua (coalescencia). Los productos con la mayor eficiencia en este aspecto exhiben un HLB bajo, con valores típicos de 6 a 7 y son preferentemente del tipo Resina Fenólica.
3. Las formulaciones F7 y FM4 presentan similitud en funcionalidad y costo. Se requieren de pruebas y estudios más profundos (por ejemplo, evaluación en planta piloto, estudio de pre-factibilidad económica) para concluir si éstas propuestas son recomendables y si requieren de alguna mejora para que sean consideradas en los tratamientos integrales de petróleo.



4. Para realizar las pruebas mediante los métodos descritos en este trabajo se requiere usar crudo lo más fresco posible, ya que mientras más edad tenga el crudo las emulsiones que forman son más difíciles de romper y el resultado de la evaluación de los tensoactivos no resulta confiable.
5. La evaluación de la funcionalidad dispersante de tensoactivos actualmente empleados como desemulsionantes mediante un procedimiento sencillo como el realizado en este trabajo, resulta una propuesta novedosa para promover el desarrollo y la mejora de formulaciones desemulsionantes con acción dispersante de asfaltenos de aceite crudo.

Sin embargo, para optimizar la selección de tensoactivos desemulsionantes con características dispersantes, se considera necesario el uso de técnicas dinámicas ya que las evaluaciones reportadas en éste trabajo se efectuaron en condiciones estáticas.

6. La eficiencia del proceso de desalado en la primera etapa del procesamiento de crudo representa un impacto en la eliminación de agua, la reducción de sales y ensuciamiento en los equipos, lo que garantiza a su vez la disminución en los costos de mantenimiento.
7. La aplicación de un desemulsionante con doble funcionalidad permitirá reducir el consumo de otros aditivos químicos lo que también se refleja en beneficios económicos.



LISTA DE REFERENCIAS

1. American Petroleum Institute; Treating Oil Emulsions; 1974; 5-33.
2. Instituto Mexicano del Petróleo; Desemulsionantes; División de Asistencia Técnica y Desarrollo Industrial; Folleto Técnico No. 1; 1972.
3. Grace R.; Commercial Emulsion Breaking; American Chemical Society; 1992; 313-339.
4. Menon V. B. y Wasan D. T.; Characterization of Oil-Water Interfaces Containing Finely Divided Solids with Applications to the Coalescence of Water-in-Oil Emulsions; Colloids and Surfaces; 1988, 7-27.
5. Little R.C.; Environ; Sci. Technol.; 1981; 15; 1184.
6. Bansbach P. C. y Bessler D. U.; Cold Treating of Oil Field Emulsions; Champion Technologies, Inc; 1975; Abril; 1-9.
7. Wasan D. T. y Kim Y. H.; Effect of Demulsifier Partitioning on the Destabilization of Water-in-Oil Emulsions; Ind. Eng. Chem. Res.; 1996, 35; 1141-1149.
8. Aveyard R.; Binks B. P.; Fletcher P.D.; Ye X. y Lu J. R.; The Resolution of Emulsions , including crude oil emulsions, in relation to HLB. In Emulsions, A Fundamental and Practical Approach; Sjoblom, J.; Ed. American Kluwer Academic Publisher : Amsterdam; The Netherlands; 1992; 97-110.
9. Laynsse I.; Eslava M. A.; Cárdenas A. y Méndez F.; Deshidratación y Desalación de Crudos Pesados y Extrapesados; Trabajo Presentado a la LIII Reunión a Nivel de Expertos de ARPEL; Venezuela; 1984; Octubre; 261-273.
10. Bartley D.; Heavy Crudes, Stocks Pose Desalting Problems; Oil & Gas Journal; 1982; Febrero; 117-124.
11. Binford M. S. y Hart P. R.; The Impact of Desalting Opportunity Crudes on Corrosion Precursors; Corrosion 95; paper No. 343; 72-83.
12. Beneficios del Desalado en dos Etapas; www.imiq.org/st-vt-1/VT-1-5.PDT
13. Natcogroup; Field or Refinery: A Higher Level of Desalting Performance; 2000; September; 3009-3011A.
14. Bagdasarian A.; Feather J.; Hull B.; Stephenson R.; Strong R.; Crude Unit Corrosion and Corrosion Control; Corrosion 96; Paper No. 615.
15. Desalado Electrostático de Crudo en Plantas de Destilación Primaria; www.imiq.org/mtv/ST-VT-8/VT-8-3.PDT
16. Catalogo de Tensoactivos; Acerca de Polioles S. A. De C. V.; 1980.
17. Catalogo de Tensoactivos no Iónicos; Acerca de Polioles S. A. De C. V.; 1998; 48-59.



18. Porter M. R.; & Associates; Handbook of Surfactants; Blackie USA; Chapman & Hall; 1991.
19. Cooper D. G.; J. E.; Cannel E. J.; Wood y J. W.; The Relevance of HLB to Demulsification of a Mixture of a Heavy Oil Water and Clay.; Can. J. Chem. Eng.; 1980; 58; Octubre; 576-579.
20. Berger P. D.; Hsu C. y Arendell J. P.; Designing and Selecting Demulsifier for Optimum Field Performance Based on Production Fluid Characteristics; SPE Pod. Eng.; 1988; Noviembre; 522-526.
21. Shetty C. S.; Nikolov A. D. y Wasan D. T.; Demulsification of Water-in-Oil Emulsions Using Oil Soluble Demulsifiers; J. Dispersion Sci. Technol; 1992; 13; 121.
22. Curso: Procesos Básicos de la Refinación; PEMEX Refinación; 2000, Marzo.
23. Joshi N. B.; Mullins O.; Jamaluddin A.; Creek J. y McFadden J.; Asphaltene Precipitation from Live Crude Oil; Energy & Fuels; 2001; 15; 979-986.
24. Gomez R. J. L.; Tesis: Asfaltenos Definición, Caracterización y Estudio para su Aprovechamiento Integral en México; Ingeniero Químico Petrolero; México; IPN,1985; 165p.
25. Ortega R. A.; Guevara R. F.; Cruz S. A. y Lira G. C.; Screening of Cleaning Solvents for Asphaltene Precipitation. Computers Simulations.; Programa de Simulación Molecular; Instituto Mexicano del Petróleo; 1999.
26. Manek M.B.; Asphaltene Dispersants as Demulsification Aids; Society of Petroleum Engineers; 1995; 269-277.
27. Schramm L. L.; Glosary of Petroleum Emulsion Terms; 1992; 385-405.
28. Glosario de Términos Básicos usados en la Industria de Refinación del Petróleo; www.energia.gob.mx

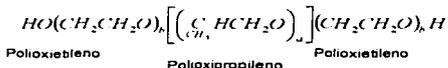
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



APÉNDICE

A. Características Generales de los Grupos de Tensoactivos de la Marca Polioles

Grupo Pluronic. Los productos Pluronic se caracterizan por tener alto peso molecular, comportamiento predecible y un bajo orden de toxicidad. Están constituidos por un núcleo polimérico de óxido de propileno de diferente peso molecular de carácter lipófilico y grupos hidrofílicos en ambos extremos con diferentes proporciones de óxido de etileno polimerizado. Pueden ser líquidos de viscosidades variadas, pastas y sólidos. Todos son 100 % activos. El peso molecular de los pluronic se encuentra en un intervalo de 1100 a más de 14000. Estos productos presentan estabilidad física, baja higroscopía, espuma controlada, bajo orden de toxicidad y de irritación en la piel.



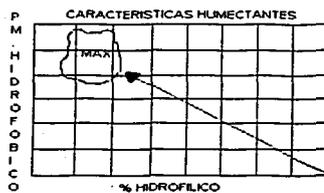
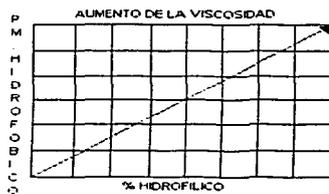
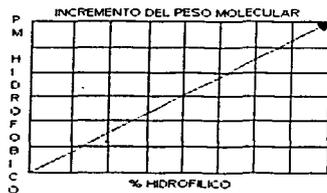
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Solubilidad: La solubilidad en agua del grupo pluronic varía de acuerdo a la proporción de óxido de etileno que presenten. A mayor porcentaje de óxido de etileno (parte hidrofílica) y menor peso molecular de polioxipropileno (parte hidrofóbica) mayor será la solubilidad en agua. Los surfactantes pluronic son más solubles en agua fría que en caliente debido al fenómeno de ligamentos del hidrógeno del agua con varios átomos de oxígeno del éter.

En general son solubles en solventes aromáticos como benceno y xileno, en acetona, en etanol y propanol.

Humectación: La humectación varía de acuerdo al incremento del peso molecular del grupo hidrofóbico.

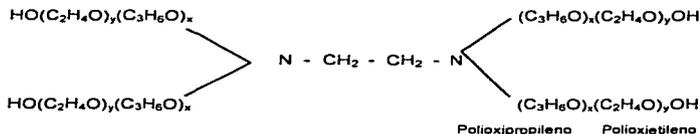
En los siguientes cuadros se muestra la tendencia de funcionalidad general de los productos del grupo pluronic en función del peso molecular de la parte hidrofóbica y del porcentaje del peso molecular de la parte hidrofílica. Este comportamiento ayuda a elegir de forma ágil al producto en base a su funcionalidad.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Grupo Tetriconic. Las series de los Tetriconic de la marca POLIOLES tienen 21 miembros incluidos en una extensa molécula de peso molecular del rango de 1650 a alrededor de 26,000. Están constituidos por un núcleo de etilendiamina, con cuatro hidrógenos activos, en cada uno de los cuales se incorporan cadenas poliméricas de óxido de propileno y óxido de etileno.



Cada categoría varía de los otros en pequeños incrementos del balance hidrofílico-hidrofóbico dependiendo de la longitud de las cadenas poli(oxietileno), poli(oxipropileno) adicionadas a la molécula base. Su presentación puede ser líquida, pasta o sólida. Los tetriconic polioles presentan poco olor, los tetriconic en presentación líquida son claros o incoloros. Se han hecho extensos estudios los cuales reportan un bajo orden de toxicidad e irritación en la piel.

Solubilidad: Los productos del grupo tetriconic son solubles en agua a 25°C. Sin embargo, estos pueden ser solubilizados bajando la temperatura. La temperatura a la que cada solución se pone turbia se define como cloud point. Son más solubles en soluciones ácidas acuosas que en agua. Los tetriconic polioles insolubles en agua son solubles en etilén glicol. El grado de solubilidad de los tetriconic polioles en varios solventes orgánicos es función de su composición.

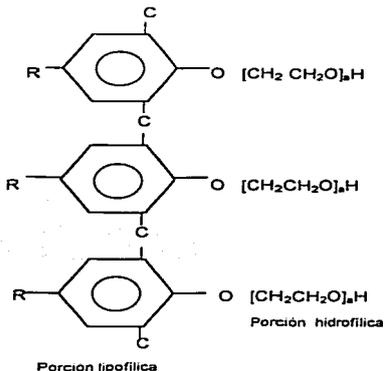
Humectabilidad: Todos los tetriconic de POLIOLES muestran buena tensión superficial bajando las propiedades. En general, en el más bajo contenido de la parte hidrofílica, será mayor la actividad de la superficie. Las propiedades de humectabilidad se incrementan ligeramente conforme aumenta el peso molécula de la parte hidrofóbica.

Detergencia: Además de otras características, los tetriconic polioles exhiben propiedades de detergencia. De acuerdo a pruebas en laboratorio, los resultados muestran que conforme aumenta el peso molecular la propiedad de detergencia disminuye.



Aplicación en el petróleo: En la industria del petróleo los tetronics polioles tienen valor como desemulsificantes, usados como tales o como sus esteres derivados. En adición miembros de la serie 7 y 9 han sido reportados a ser útiles en fluidos perforantes donde esto ayudan a reducir grandemente la hidratación de arcillas expandibles y pesadas en formaciones de agua sensitiva.

Grupo Resinas Fenólicas Oxialquiladas. Son productos elaborados a partir de resinas fenol - formaldehidos, en los cuales el grupo fenolico tiene su estructura grupos alquilicos sustituidos de 4 a 12 carbonos. El grupo fenol posteriormente es oxialquilado en diferentes números de moles de oxido de etileno, dependiendo de las características requeridas. Su estructura química es la siguiente:



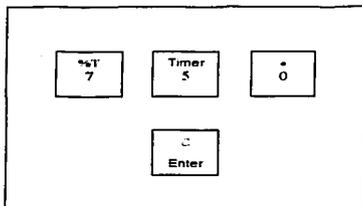
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En donde R es un radical alquilo de 4 a 12 carbonos y a puede corresponder 1 a 20 moles de óxido de etileno.

Los productos de este tipo de resina fenolica oxialquilada se utilizan ampliamente como desemulsionantes en los procesos de deshidratación y desalado de aceites crudos en unidades de tratamiento en campo y en refinarias, asimismo se utilizan para mejorar las propiedades y funcionalidad de algunos activos para procesos tales como inhibidores de corrosión y en algunos activos detergentes para gasolina y diesel.

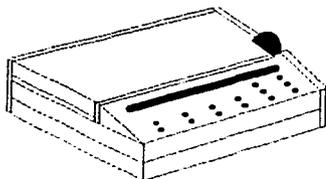
Solubilidad: Estos productos exhiben una mayor solubilidad en hidrocarburos conforme se incrementa el peso molecular de la porción constituida por la resina fenólica base. La solubilidad incrementa al aumentar el número de moles de óxido de etileno.

B. Manejo del Espectrofotómetro



1. Escribir el número que corresponde al programa de turbidez que es 750 y presionar la tecla "ENTER".

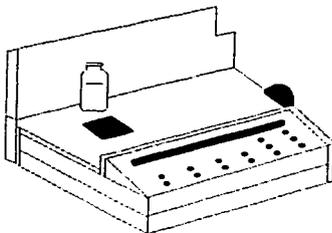
2. Ajustar a 860 nm por medio del regulador.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



3. Se utilizan 25 mL de hexano como blanco de medición.



4. Se introduce la celda al equipo y presiona la tecla "ZERO" para el testigo y "READ" para obtener la lectura de las muestras en unidades FAU (Formazin Attenuation Units).

Este es un método para la medición de la turbidez, la cual es una propiedad óptica de la muestra que resulta de la dispersión y la absorción de la luz por las partículas en la muestra. La cantidad de turbidez medida depende del tamaño, la forma, el color y las propiedades de refracción de las partículas.

Los estándares de formacina se usan para la calibración y se toman las lecturas usando Unidades de Atenuación de Formacina (FAU). Existe un método estándar denominado 4000 NTU de formacina el cual también se define como 4000 FAU. El método de medición óptica por FAU es muy diferente al método NTU. El color de interferencia se minimiza por tomar mediciones a 860 nm.

La solución estándar de formacina se prepara de la manera siguiente:

Para una solución estándar de 200 FAU se vierten por medio de una pipeta volumétrica 5 mL de una solución de formacina de 4000 NTU en un matraz aforado de 100 mL y se afora a la marca con agua desionizada. Esta solución se prepara al momento de usarla.



Unidades de Turbidez. La turbidez es la expresión de la propiedad óptica de la muestra que causa que los rayos de luz sean dispersados y absorbidos en lugar de ser transmitidos en línea recta a través de la muestra.

La turbidez es uno de los parámetros más importantes para determinar la calidad del agua potable y de las aguas tratadas. Es una medida del total de luz absorbida por el agua, a causa de la materia suspendida en la misma. La unidad de medida adoptada por el estándar ISO es el FTU (Unidad de Turbidez de la Formacina basada en una reacción química que produce partículas insolubles de tamaño uniforme) la cual es idéntica al NTU (Unidad Nefelométrica de Turbidez). Otros dos métodos usados para medir la turbidez y sus unidades de medida son: el JTU (Unidad de Turbidez Jackson) y la unidad de Silicio (mg/l SiO₂).

Los valores de turbiedad pueden variar desde cero hasta varios miles de unidades en aguas altamente turbias, consecuentemente no hay un método de determinaciones que abarque tan amplio intervalo. Existen tres métodos comúnmente empleados: a) Método del Turbidímetro Hellige, b) Método del Nefelómetro Fotoeléctrico, c) Método Turbidimétrico de Bujía de Jackson

El método nefelométrico se basa en la comparación de la intensidad de la luz dispersada por la muestra bajo condiciones definidas, con la intensidad de la luz dispersada por su suspensión de referencia estándar, en condiciones semejantes.

La unidad de turbiedad, fué definida "como la obstrucción óptica de la luz, causada por una parte por millón de sílice en agua destilada", 1 unidad nefelométrica de turbiedad (NTU) = 7.5 ppm de SiO₂.

Actualmente, la unidad utilizada es la NTU, Unidad Nefelométrica de Turbidez y que equivale a : 1 unidad nefelométrica de turbidez (NTU) = 1 ppm de formazina estandar
La unidad utilizada normalmente es la NTU (Unidades nefelométricas de turbidez), otras unidades que aún se usan se pueden transformar utilizando la siguiente tabla:

Unidad	JTU	NTU	SiO ₂ mg/l
JTU	1.0	19	2.5
NTU	0.053	1	0.3
SiO ₂ mg/l	0.4	7.5	1



El polímero formazina es el patrón de turbiedad más aceptado. Es fácil prepararlo y tiene propiedades reproducibles de dispersión de la luz, en comparación con arenas o patrones naturales. La turbiedad de una concentración dada de suspensión de formazina se define de 40 unidades nefelométricas.

Preparación

Suspensión patrón concentrada de turbiedad.

Solución I

Disolver 1,0 g de sulfato de hidrazina (NH₂).H₂SO₄, en agua y aforar a 100 ml.

Solución II

Disolver 10,0 g de hexametileno tetramina, (CH₂)₆ N₄, en agua y aforar a 100 ml.

En un matraz volumétrico de 100 ml mezclar 50 ml de la solución I con 50 ml de la solución II. Dejar reposar 24 horas a 25 ± 3°C, (aforar) mezclar. La turbiedad de esta suspensión es de 400 UTN.

Nota: Preparar la solución y suspensión mensualmente.

Suspensiones patrón de turbidez

Diluir 10,0 ml de la suspensión patrón concentrada a 100 ml con agua destilada, libre de turbiedad. Preparar semanalmente. La turbiedad de esta suspensión es de 40 UTN.



GLOSARIO

Aceite Crudo. Llámese así en la jerga de la industria petrolera, al petróleo que no ha sido procesado.

Aceite Crudo Estabilizado. Líquidos de petróleo que ya no llevan gases y agua disueltos.

Adsorción. Operación que explota la capacidad especial de ciertos sólidos para hacer que se concentren sustancias específicas de una solución. De esta forma, pueden separarse, unos de otros, los componentes de soluciones gaseosas o líquidas.

Aguas Amargas. Agua con contenido de ácido sulfhídrico (H_2S).

Aromático. Benceno o compuesto derivado de él, con uno o más anillos de átomos de carbono.

Asfalteno. Un componente poliaromático del crudo de alto peso molecular, contiene altas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. Son solubles en tolueno y xileno pero insolubles en n-pentano.

Asfalto (Betún). Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso constituido principalmente por betunes, de estructura coloidal, calor variable del pardo al negro, pegajoso. Se encuentra en forma natural o se obtiene como residuo de la refinación del petróleo por destilación al vacío. Es soluble en sulfuro de carbono, no volátil, termoplástico entre 100 y 200 ° C. Se utiliza principalmente para la construcción de carreteras.

Agua Libre. Es fácilmente separada, no emulsionada. El agua libre es coproducida con la producción de aceite crudo.

Barril. Es una unidad comúnmente utilizada en la industria del petróleo para indicar el volumen de un líquido equivalente a 42 galones ó 159 litros.

Betunen. Es la mezcla de hidrocarburos de origen natural completamente soluble en disulfuro de carbón.

Catalizador. Sustancia química que se utiliza en procesos de refinación para acelerar u orientar la reacción hacia la obtención de un producto determinado.



Coalescencia. La unión de dos o más gotas para formar una sola. En una emulsión la coalescencia reduce el número total de gotas y también el total de área interfacial.

Coagulación. Precipitación de coloides a partir de soluciones, particularmente de proteínas.

Coloidal. Un estado de subdivisión en la cual las partículas, las gotas o burbujas dispersadas en otra fase tienen por lo menos una dimensión entre ~ 1 a 1000 nm. Esta definición agrupa a los coloides como una categoría de las dispersiones.

Concentración Micelar Crítica (CMC). Se refiere a la concentración del surfactante por encima de la cual las micelas comienzan a formarse.

Condensado. Una mezcla de hidrocarburos líquidos ligeros que se obtiene de la condensación de gases hidrocarburos. Generalmente el contenido de la condensación los condensados es propano, butano y pentano.

Craqueo (Cracking). Es un fenómeno químico de transformación por el cual, moléculas grandes de hidrocarburos son desintegradas en moléculas pequeñas de bajo punto de ebullición. Se utiliza a fin de aumentar la producción de productos más ligeros y volátiles. Cuando se utiliza un catalizador para lograr la reacción química deseada entonces se llama Craqueo Catalítico (desintegración catalítica) y cuando únicamente se utiliza temperatura se llama Craqueo Térmico.

Cristalización. Operación que tiene por objeto separar de una disolución un soluto al estado sólido y se realiza en aparatos denominados cristalizadores. La cristalización puede considerarse como la operación inversa de la disolución.

Desemulsionante. Un agente adicionado a una emulsión que causa o aumenta la velocidad de rompimiento de emulsión.

Destilación Atmosférica. Primera destilación del petróleo crudo, con el fin de obtener gasolina, kerosina, gasóleos y productos pesados; se realiza siempre a presión atmosférica.

Destilación al Vacío. Se realiza en una columna o torre de fraccionamiento a presión inferior a la atmosférica. El crudo reducido por destilación atmosférica, es el que se somete a una destilación al vacío, la reducción de la presión tiene por objetivo bajar el punto de ebullición de las fracciones pesadas para lograr su separación, sin el riesgo de descomponerlas.



Detergencia. La habilidad para limpiar o remover suciedad. Generalmente la detergencia esta asociada con la acción de un agente limpiador como jabones, detergentes, sales alcalinas o una combinación de los anteriores.

Diluente. Una fracción de petróleo de bajo punto de ebullición (gasolinas) que se adicionan a líquidos de petróleo de alta viscosidad.

Dipolo. El dipolo eléctrico está constituido por dos cargas, una positiva y otra negativa del mismo valor, separadas una distancia.

Dispersión. En coloides, un sistema en el cual las gotas finamente divididas, partículas o burbujas son distribuidas en otra fase. La dispersión implica una distribución sin dilución. Una emulsión es un ejemplo de una dispersión coloidal.

Edad. Las propiedades de las emulsiones y de los aceites crudos contenidos en un recipiente pueden cambiar con el tiempo, la edad en los aceites crudos se puede referir a los cambios en la composición debido a la oxidación, precipitación de componentes, acción bacterial o evaporación de componentes que tienen bajos puntos de ebullición. La edad en las emulsiones se puede referir a cambios de agregación, coalescencia o químicos. Las emulsiones viejas frecuentemente tienen gotas dispersas.

Emulsión. Dispersión de gotas de un líquido en otro, ambos inmiscibles entre sí, en la cual las gotas son de tamaño coloidal o cercano al tamaño coloidal.

Emulsionante. Un agente que actúa para estabilizar una emulsión. Generalmente son surfactantes pero no necesariamente.

Estabilización. Es el proceso de separación de hidrocarburos ligeros (gases) petróleo o gasolina de tal forma que el producto queda estable, en el sentido que puede ser manejado o almacenado sin la posibilidad de que cambie su composición.

Floculación. Cuando en la sedimentación debido al tamaño o a la naturaleza de las partículas, la separación resulta difícil se conjuga la sedimentación con otro proceso llamado floculación, mediante el cual las partículas se reúnen formando grupos, copos o floculos. Al formar partículas mayores caen con mayor velocidad haciendo posible la sedimentación.

Gasolinas (Nafta). Fracción del petróleo que se obtiene entre la gasolina y la kerosina, destila entre 30 ° C y una temperatura comprendida entre 100 y 20 ° C, según se trate, de una gasolina ligera o una gasolina pesada y cuyo craqueo suministra una gran variedad de productos.



HLB. Balance Hidrofílico-Lipofílico; es una escala empírica para categorizar los surfactantes en términos de sus tendencias para ser más solubles en aceite o en agua.

Humectación. La humectación es el efecto humedecer, que etimológicamente viene de la raíz latina humectare / humere que significa estar mojado.

Un humectante es un producto muy afín al agua que estabiliza el por ciento de la misma en el cuerpo al que se le aplica, a pesar de las fluctuaciones posibles del medio ambiente. Científicamente se les da el nombre de agentes humectantes a las sustancias que desplazan los materiales adherentes, disminuyendo las tensiones interfaciales por adsorción preferente, permitiendo así que se humedezca la superficie por un líquido.

Inhibidor. Es una sustancia química que se utiliza en los procesos para prevenir o retardar la oxidación o corrosión.

Interfase. El límite entre dos fases, algunas veces incluyen una delgada capa en el límite en cual las propiedades de una fase bulk cambia con respecto a las propiedades de la otra fase.

Interfase de Emulsión. Una emulsión ocurre entre fases aceite y agua, en un proceso de separación o en un tratador.. Tales emulsiones pueden tener un alto contenido de sólidos y frecuentemente son muy viscosas. En este caso, el término interfase es usado en forma macroscópica y se refiere a la fase bulk separada por otras dos fases, la de más alta y más baja densidad.

Kerosina. Destilado del petróleo, situado entre la gasolina y el gasóleo, debe de destilar por menos el 65% de su volumen por debajo de 250 ° C, su densidad relativa es de ± 0.80 y su punto de inflamación igual o superior a los 38 ° C. Se utiliza como carburante de cientos tipos de motores de combustión interna.

Macroemulsión. El término macroemulsión es empleado para identificar aquellas emulsiones que presentan gotas muy grandes con respecto a valores específicos de las emulsiones.

Micela. Partícula coloidal dispersa en un medio, provista de una carga eléctrica y formada generalmente por agrupaciones de moléculas de la misma clase.

Microemulsión. Es un tipo de emulsión que se caracteriza por su gran estabilidad, la fase dispersa la componen gotas extremadamente pequeñas (<100nm) y la emulsión es



termodinámicamente estable. Estas emulsiones son transparentes y se pueden formar espontáneamente.

Pretratamiento. Preparación del petróleo crudo, extrayéndole el gas, agua, sales, etc., antes de su envío a la destilación primaria.

Refinación. Conjunto de procesos industriales que comprenden operaciones físicas y químicas para transformar los crudos del petróleo, en una amplia gama de productos terminados (carburantes, combustibles, disolventes, lubricantes, asfaltos, etc.).

Reducción de Viscosidad. Procedimientos para reducir la viscosidad de los residuos de destilación o de gasóleos procedentes de crudos parafínicos, mediante el craqueo destructivo de los hidrocarburos, sin intervenciones de catalizadores, sino únicamente por efecto de la temperatura y tiempo de residencia.

Sedimentación. Operación de dos fases que pueden ser sólido-líquido, líquido-gas o varias fases líquidas. Aunque la sedimentación puede realizarse mediante fuerza centrífuga, la electricidad, etc., se reserva este nombre para cuando se lleva a cabo solamente por gravedad. En esta operación la fase más densa cae al fondo del recipiente en donde se concentra.

Sedimento Básico y Agua (BS&W) . Es material pesado que se acumula en el fondo de los tanques de almacenamiento, compuesto normalmente por agua, aceite y material extraño.

Suspensión. Mezcla de un líquido con un sólido insoluble en el líquido; la mezcla es homogénea pero turbia y el sólido se deposita lentamente en el fondo

Surfactante. Agente activo en contacto con superficies que aumenta las propiedades de emulsificación, espuma, y mojado de un producto. 2.- Término sinónimo de tensoactivo.

Tensión Superficial. Fuerza a la que está sometida la superficie de un líquido, debido a la vanación de fase que en ella se origina, con lo que se produce un cambio en las uniones intermoleculares de la superficie del líquido. La contracción de fuerza por unidad de longitud alrededor del perímetro de una superficie