



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**Diseño de metodología para el desarrollo y
evaluación de productos desémulsificantes
en baterías de separación de crudo**

TESIS

**Que para obtener el título de
Ingeniero Químico**

P R E S E N T A

Oscar Manuel Niembro Rodríguez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. René De La Mora Medina



Ciudad de México, 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ZARAGOZA

CARRERA DE INGENIERÍA QUÍMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/084/18

ASUNTO: Asignación de Jurado

Alumno (a): Niembro Rodríguez Oscar Manuel

PRESENTE

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

PRESIDENTE	M. EN I. SALVADOR JACINTO GALLEGOS RAMALES
VOCAL	I.Q. RENÉ DE LA MORA MEDINA
SECRETARIO	I.Q. DOMINGA ORTIZ BAUTISTA
SUPLENTE	M. EN I. PABLO EDUARDO VALERO TEJEDA
SUPLENTE	I.Q. CONSUELO MATÍAS GARDUÑO

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CDMX., a 24 de Abril de 2018.

JEFA DE CARRERA


I.Q. DOMINGA ORTIZ BAUTISTA





Agradecimientos

A mi mamá, de quién desde siempre he recibido el buen ejemplo y su amor. Porque siempre estuviste ahí para sacarnos adelante en la adversidad. Tienes un lugar muy importante en mi corazón.

A mi esposa e hija, quienes son mi motor para seguir avanzando y dar siempre lo mejor de mí. Las amo.

A mi Tía Clementina y mi tío Ramón, mis segundos padres. Gracias infinitas por todo su apoyo, por hacerme un espacio en su corazón y por sus buenos consejos, son mi faro.

A toda mi familia, que siempre me ha apoyado y demostrado su cariño. Me siento orgulloso ser parte de ella y los quiero mucho.

A mis profesores por su apoyo y dedicación en cada clase, porque me enseñaron que la mayor riqueza de un país es el conocimiento aplicado para el desarrollo de la sociedad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a todas las personas que día a día laboran en ella, por formar mejores profesionistas pero sobre todo mejores seres humanos. Es un honor para mí ser Universitario.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por permitirme aprender y aportar mi granito de arena a la sociedad.

A mis amigos y compañeros de trabajo, por sus enseñanzas y consejos.

Gracias Padre-Madre, Respiración de la Vida, Fuente del sonido, Acción sin palabras.



*Diseño de metodología para el desarrollo y evaluación de productos
desemulsificantes en baterías de separación de crudo.*



“Trata de dar lo mejor de ti y serás feliz siempre”

NIRO



Diseño de metodología para el desarrollo y evaluación de productos desemulsificantes en baterías de separación de crudo.

Índice General

	Pág.
Índice general.	5
I. Sinopsis.	7
II. Objetivos.	9
III. Introducción.	10
3.1. Principios básicos de emulsión.....	11
3.1.1 Concepto de emulsión.....	11
3.1.2. Tipos de emulsión.....	12
3.3. Estabilidad de Emulsiones.....	15
Agitación/Tamaño de gota.....	15
Tensión Interfacial.....	15
Emulsificantes.....	16
Viscosidad de la fase continua.....	16
Relación de volumen de fase.....	17
Temperatura.....	17
Sólidos.....	17
Actividades de intervención de pozos.....	18
Edad de la emulsión.....	19
Salinidad de la salmuera.....	19
Tipo de crudo o aceite.....	20
Diferencia de densidades.....	20
3.4. Rompimiento de emulsiones.....	20
3.4.1. Métodos de tratamiento para rompimiento de emulsiones...21	
3.5. Clasificación de desemulsificantes.....	24
3.6. Tratamiento de aguas aceitosas por floculación y coagulación.....27	
IV. Caracterización del petróleo crudo.	31
4.1. Tipos de petróleo crudo.....	32
4.2. Producción de crudo en el país.....	43
V. Descripción de la batería de separación.	45
5.1. Batería de separación en CPG La Venta, Tabasco.....	46
5.2. Batería de separación Arenque en Cd. Madero, Tamaulipas.....	48
5.3. Uso y ventajas del producto desemulsificante en baterías de separación.....	49
VI. Diseño de la metodología para formulación y evaluación de aditivos.	53
6.1. Selección de materias primas.....	53
6.2. Evaluación a nivel laboratorio.....	54
6.3. Resultados de la evaluación en laboratorio.....	66



Índice General (continuación)

	Pág.
VII. Evaluación industrial.	74
7.1. Conclusiones de la evaluación industrial.....	78
7.2. Recomendaciones de la evaluación industrial.....	78
VIII. Guía de referencia para personal operativo.	79
IX. Conclusiones.	82
X. Bibliografía.	85



Diseño de metodología para el desarrollo y evaluación de productos desemulsificantes en baterías de separación de crudo.

I. Sinopsis.

El petróleo crudo (también llamado comúnmente aceite), al momento de su extracción, viene acompañado de agua congénita, la cual puede presentarse como agua libre o bien como agua en emulsión, además de sedimentos y parafinas, los cuales estarán en menor o mayor proporción dependiendo de las características de los yacimientos. Para la calidad del petróleo crudo, el agua es un contaminante que contiene sales disueltas de cloruro de sodio, calcio y magnesio. Estos dos últimos cloruros se hidrolizan a altas temperaturas para formar ácido clorhídrico promotor de la corrosión. Las sales también ocasionan ensuciamiento en equipos de proceso. Además de los problemas que causan estos contaminantes en las plantas de refinación, también reducen el valor comercial del petróleo. PEMEX Exploración y Producción (PEP), por lo general debe entregar a PEMEX Transformación Industrial (TRI) un crudo con un contenido máximo de 0.5% vol. de agua y sedimentos, y un máximo de 50 libras de sal por cada mil barriles de aceite (LMB), siendo estos los parámetros más importantes a controlar en el proceso de deshidratación de crudo. La presente tesis tiene como objetivo proponer una metodología para el desarrollo y evaluación de productos químicos desemulsificantes (también llamados desemulsionantes) a nivel laboratorio con ayuda de los principales métodos de prueba estandarizados ASTM y métodos de campo como la prueba de botella, la cual es una de las más utilizadas en la selección de este tipo de aditivos, permitiendo mejorar el proceso de deshidratación y desalado del crudo.

Para ello se presenta en primer lugar, una revisión bibliográfica de las características y tipos de petróleo crudo en México, la función de las baterías de separación, los principios de las emulsiones en el crudo y los diversos mecanismos para romperlas.

Posteriormente trataremos la metodología para la formulación y evaluación de aditivos que ayudan al rompimiento de emulsiones y a la separación de agua congénita, con ejemplos de resultados a nivel laboratorio e industrial.

Como parte final se propone una guía de referencia para que el personal operativo, que trabaja directamente en las instalaciones de procesamiento de crudo, conozca los principales parámetros que debe monitorear para la correcta aplicación de productos químicos desemulsificantes.

Mediante este trabajo, se formuló un producto químico para recomendarlo en la deshidratación de crudo, con la finalidad de alcanzar la especificación en el contenido de agua y sedimento para su envío a los centros de refinación.



Con estos análisis, identificamos que cada tipo de petróleo crudo tiene sus características, como son: peso específico, °API, viscosidad, contenido de agua, sedimentos, parafinas, asfaltenos lo que es importante al momento de diseñar el mejor sistema de tratamiento para su deshidratación y desalado, que incluye equipos de proceso, aplicación de aditivos y, en caso de ser necesario, unidades de calentamiento y electrostáticas. Hay que tomar en cuenta que dichas características pueden cambiar a lo largo de la vida del yacimiento, ya que por lo general los contaminantes se concentran a mayor profundidad por la precipitación natural. Así, un yacimiento nuevo en cuanto a su explotación, presentará menor cantidad de contaminantes que uno maduro, que además se complica por la implementación de procesos para incrementar el factor de recuperación de aceite, desde inyección de gases como nitrógeno y CO₂, productos químicos incluyendo compuestos ácidos y más recientemente bacterias.

Para un buen tratamiento del crudo en las baterías de separación, deben conjugarse varios factores: un buen manejo de las diferentes corrientes que integran la mezcla de crudo a tratar, haciendo primero un análisis de estabilidad de crudos ya que al mezclar dos o más corrientes podemos alterar el equilibrio que mantiene a los asfaltenos y parafinas dispersos, provocando su precipitación; evitar variaciones súbitas en la composición de la corriente que llega a las baterías, que pueden causar un descontrol en el sistema; mantener condiciones de operación estables en las baterías y realizar el mantenimiento continuo de los equipos de proceso, así como una selección adecuada de aditivos, tales como: desemulsificantes, mejoradores de flujo, inhibidores de parafinas, de asfaltenos y cualquier otro que se requiera, además de una constante caracterización de las corrientes de crudo y monitoreo frecuente de los pozos para detectar contaminantes como fluidos de estimulación. Como se puede percibir, es un sistema multifactorial que requiere una supervisión, control y comunicación continua entre las áreas de producción y de tratamiento.

Actualmente en el País se ha visto una disminución en la producción de crudos ligeros (> 30°API) que se ha tratado de compensar con nuevos campos pero de crudos pesados (< 20°API) con mayor cantidad de agentes contaminantes, lo que significa que se deben generar esquemas de tratamiento con el desarrollo a nivel laboratorio de productos desemulsificantes más eficientes.

Como conclusiones, aprendimos que un aditivo desemulsificante puede funcionar en diversos tipos de crudo, pero no es una regla general y su formulación debe ser flexible para adaptarse a las condiciones de cada campo petrolero y con ello maximizar su desempeño.



Así, como hipótesis de este trabajo podemos plantear la siguiente:

“Un producto desemulsionante formulado con varios activos sinérgicos, por su efecto multifuncional, será mejor en el tratamiento de deshidratación y desalado del petróleo crudo en baterías de separación, y será único para la mezcla evaluada, ya que las condiciones de cada Activo de Producción son diferentes”.

II. Objetivos.

- ◆ Identificar los parámetros fisicoquímicos más importantes que influyen en el proceso de deshidratación y desalado del petróleo crudo: peso específico, °API, viscosidad, contenido de agua, sedimentos, parafinas, asfaltenos; así como las condiciones operativas que es necesario monitorear y controlar para un buen manejo del aceite.
- ◆ Diseñar la metodología para desarrollar un producto desemulsificante que permita la deshidratación de crudo procesado en las baterías de separación de crudo para obtener un aceite con contenido de agua y sedimentos menor a 0.5% vol. de acuerdo a las especificaciones contratadas para el crudo de exportación y entre las subsidiarias de PEMEX: Exploración y Producción (PEP) y Transformación Industrial (TRI); para evitar problemas de corrosión y ensuciamiento en las plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación (SNR) compuesto por 6 Refinerías.
- ◆ Diseñar una guía mediante la cual el personal operativo conozca el funcionamiento general del producto que va a aplicar y qué condiciones operativas pueden afectar su eficiencia.
- ◆ Establecer un mecanismo de comparación entre los productos de las empresas comerciales para ofrecer a PEMEX la mejor alternativa, que le asegure un eficiente tratamiento del crudo, al costo más bajo posible.



III. Introducción.

Petróleo (del bajo latín petroleum, y este del latín petra 'piedra' y óleum 'aceite'). Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos y del que se obtienen productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, el queroseno o el gasóleo. (Fuente: Real Academia de la Lengua).

En México se producen varios tipos de petróleo crudo, siendo los principales el Maya (pesado), Istmo (ligero) y en menor proporción el Olmeca (súper ligero). Esta es una clasificación general, ya que cada uno de ellos está compuesto por una mezcla de muchos campos y pozos. Para incrementar el valor comercial del petróleo crudo que se extrae de los yacimientos, es necesario eliminar la mayor cantidad de contaminantes congénitos como son el agua y sedimentos, para lo cual la aplicación de productos químicos es indispensable junto con el buen manejo de las condiciones operativas en las baterías de separación.

Por la cantidad de petróleo crudo que se extrae en el país, aproximadamente 1.86 millones de barriles por día en lo que va de 2018

(fuente: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>), la cantidad de aditivo utilizado para la deshidratación se hace considerable, así como el costo del producto químico, sobre todo si consideramos que muchos de los activos utilizados en la formulación de los productos químicos son de importación. Afortunadamente hay empresas en México que actualmente producen algunos de los activos y eso es una luz en el camino. Se debe fomentar en el País el desarrollo desde lo básicos para mantener la independencia del exterior y fomentar la ciencia y con ello la actividad industrial.

Dentro de la gama de aditivos que se utilizan en el tratamiento de crudo encontramos productos del Instituto Mexicano del Petróleo y de empresas privadas que buscan ganar mercado en el mayor número de instalaciones de tratamiento, incluyendo pozos y baterías de separación en tierra y costa afuera, la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) en el estado de Tabasco (que es donde llega la mayor cantidad de crudo que se produce en el País), así como las Centrales de Almacenamiento y Bombeo (CAB's).

La dependencia de estos productos, que en su mayoría provienen del extranjero, genera que se incrementen los costos de forma considerable por la paridad peso/dólar, de ahí la función del Instituto Mexicano del Petróleo para ofrecer a PEMEX productos químicos nacionales que compitan en eficiencia ayudando a su vez a reducir los precios en el mercado.



Por ello se hace indispensable desarrollar una metodología para la evaluación de la variedad de aditivos que permita definir el producto más adecuado en función del crudo que se quiera tratar y al costo más bajo.

Comenzaremos por definir cuál es la función de una batería de separación y de que se compone, las propiedades del petróleo, los diversos tipos que hay en el país, las características de una emulsión, los mecanismos para romperla y el procedimiento para la selección adecuada de los agentes desemulsificantes, junto con algunos resultados de pruebas de laboratorio e industrial.

Es importante también definir qué parámetros debe tener bajo control el personal operativo de las baterías de separación para asegurar buenos resultados en el tratamiento del aceite, ya que es el efecto combinado del aditivo químico junto con el buen manejo operacional lo que ayudará a cumplir con la especificación de calidad. El tratamiento se puede ver afectado hasta por la configuración interna de tanques, la relación diámetro-altura, el diseño de los distribuidores de crudo y hasta el tipo de válvulas que pueden generar emulsiones. No podemos verlos como entes independientes, la variación en la operación influye directamente en la eficiencia del aditivo y será este último, el que ayude a cumplir la función de la batería: entrega de petróleo crudo con un máximo de 0.5 %vol. de agua y sedimento y contenido de sal (cloruros de sodio, calcio y magnesio) ≤ 50 libras por cada mil barriles (LMB) de acuerdo con las especificaciones que marca PEMEX. Con la aplicación de la reforma energética, ahora se permite la extracción de crudo por parte de operadores privados, con lo cual deberán implementar su sistema de deshidratación y desalado de crudo.

3.1. Principios básicos de emulsión.

3.1.1. Concepto de emulsión.

El agua y el petróleo son esencialmente inmiscibles, por lo que coexisten como dos fases, pero pueden llegar a dispersarse uno en el otro como pequeñas gotas, lo que se le llama emulsión. Dependiendo de las condiciones las emulsiones pueden ser estables o ligeras, y de ello dependerá el tipo de tratamiento que se requiera para separar completamente las fases o como comúnmente se dice “romper la emulsión”.

Una emulsión puede ser definida como una mezcla de dos líquidos inmiscibles, tales como aceite y agua, uno disperso en gotas en el otro, estabilizado por un agente emulsificante.

Las emulsiones pueden ser clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas suspendidas; considerándose como emulsión o macro emulsión cuando el rango del tamaño de las gotas es de 50 a 150 micras (1 milímetro = 1000



micras) y como micro emulsión o micela cuando el tamaño de gotas es menor a 50 micras.

Básicamente hay tres componentes en una emulsión:

- ◆ La fase dispersa o interna, como gotas suspendidas.
- ◆ La fase continua o externa, es el líquido que lo rodea.
- ◆ Un agente emulsificante, que separa y estabiliza la dispersión de las gotas (fase dispersa).

3.1.2. Tipos de emulsión.

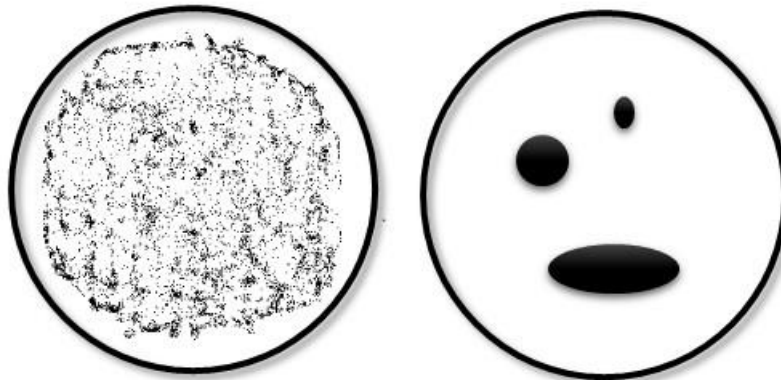
Los dos tipos de emulsiones agua-aceite son conocidas como aceite en agua AC/AG y agua en aceite AG/AC. Las emulsiones AC/AG se refieren a aceite disperso en el agua y las emulsiones AG/AC se refieren a agua dispersa en el aceite.

En los campos petroleros las emulsiones agua en aceite AG/AC son llamadas emulsiones directas o regulares y al realizar el análisis de agua y sedimento por centrifugación el contenido de crudo es mayor al de agua, mientras que las emulsiones aceite en agua AC/AG son llamadas emulsiones inversas y el contenido de agua en el análisis de centrifugación es mayor al del crudo. También pueden ocurrir emulsiones múltiples o complejas del tipo AC/AG/AC consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite y las emulsiones AG/AC/AG presentando gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua.

Una prueba simple para identificar las dos emulsiones AG/AC y AC/AG, requiere de poner una gota de la emulsión dentro de un vaso con agua. Si la gota se expande dentro del agua, la emulsión es inversa AC/AG; por otro lado, si la gota flota en la superficie o cae por el agua sin dispersarse, la emulsión es directa o regular AG/AC (Foto 3.1, Fig. 3.1.)



Foto 3.1. Emulsión agua en aceite.



Izquierda: emulsión AC/AG

Derecha: emulsión AG/AC

Figura 3.1. Prueba simple para determinar el tipo de emulsión.
Vista superior de un vaso con agua.

Una emulsión AC/AG, en donde el aceite está disperso en la fase continua de agua (Fig. 3.2.), puede contener: sólidos como arena y asfaltenos, partículas metálicas, emulsificadores, limpiadores, y otros residuos. Generalmente este tipo de emulsiones se presenta en pozos que ya han sido explotados por muchos años, así como en los drenados de tanques y presas API, que recolectan todos los drenajes aceitosos de las plantas de proceso. La estabilidad de la emulsión se mantiene mediante una combinación de mecanismos físicos y químicos.

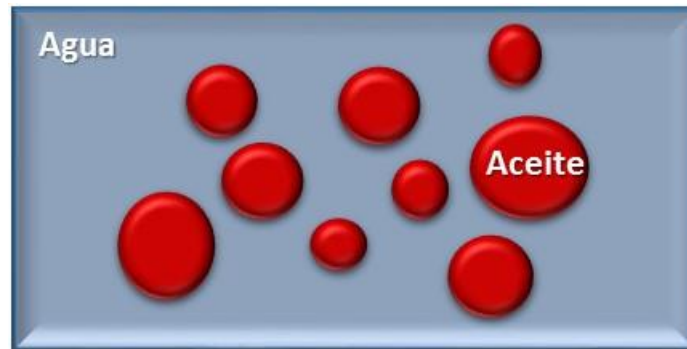


Figura 3.2.
Emulsión aceite en agua (AC/AG).

En las emulsiones agua en aceite (Fig. 3.3.), la fase dispersa es el agua y la fase continua es aceite crudo. Estas son las emulsiones que encontramos regularmente en los yacimientos que no han sido exhaustivamente explotados. El agua es salina y puede contener sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos disueltos.

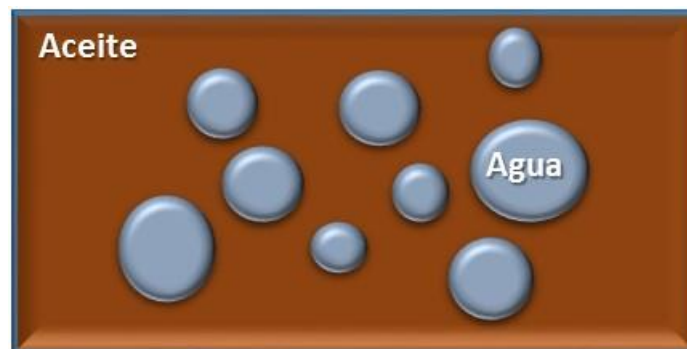


Figura 3.3
Emulsión agua en aceite (AG/AC).

Las emulsiones AG/AC producidas pueden ser clasificadas como estables y suaves. Por definición una emulsión estable es difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado una emulsión suave es muy inestable y fácil de romper, con gotas de agua de gran diámetro que a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional sin necesidad de aplicar productos químicos y es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía dependiendo de la concentración de agentes emulsificantes y del tipo de crudo que estemos manejando, ya sea ligero o pesado. En los crudos ligeros, la separación de agua se facilita por la diferencia de densidades, mientras que en los crudos pesados el agua presenta mayor resistencia a precipitar.



En los pozos de extracción de petróleo, el paso del crudo conteniendo agua y gas a través del árbol de producción o también llamado comúnmente “árbol de navidad” y por diversos accesorios genera alta turbulencia y favorece las emulsiones. 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, siendo posible la formación de emulsiones a través de diversos mecanismos.

3.3. Estabilidad de Emulsiones.

Existen tres requisitos para formar una emulsión estable:

- Los dos líquidos deben ser inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar un líquido en pequeñas gotas.
- Debe estar presente un agente emulsificante.

La estabilidad de una emulsión depende de varios factores:

◆ **Agitación/Tamaño de gota.**

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación y una de las fases se dispersa en muchas gotas pequeñas dentro de la otra. A mayor agitación el tamaño de gota es más pequeño. Este resultado hace más estable la emulsión. A mayor tamaño de gota la emulsión será menos estable que una distribución de tamaño de gota pequeño. El paso por el árbol de producción en el pozo, válvulas, accesorios y bombas puede generar emulsiones que pueden volverse estables dependiendo de las condiciones. En la deshidratación y desalado de crudo, una forma de tratamiento es generar una emulsión temporal al hacer pasar el crudo junto con agua de lavado a través de una válvula mezcladora en la cual, por la distribución de sus internos, se crea una emulsión agua-crudo para favorecer su lavado pero es necesario aplicar un producto desemulsificante para romper rápidamente dicha emulsión.

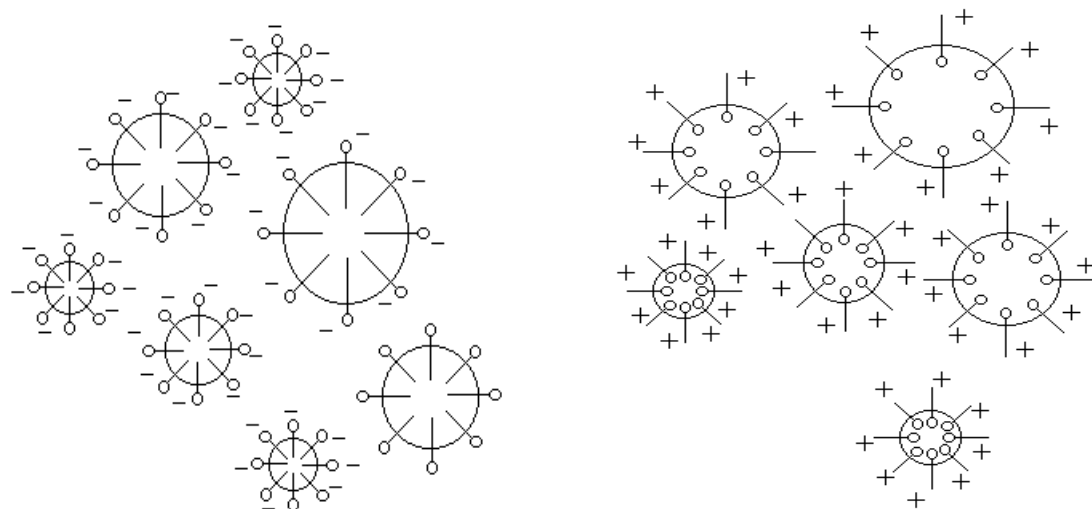
◆ **Tensión Interfacial.**

Se llama tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsionen espontáneamente. La tensión interfacial alta entre las dos fases tenderá a la coalescencia de las gotas de la fase dispersa. Una tensión interfacial baja, favorece la emulsión de las dos fases. Al dosificar una variedad de productos químicos desde pozos, puede verse afectada la tensión interfacial y favorecer emulsiones, de ahí la importancia de saber que aditivos se le están agregando al crudo desde el pozo.

Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de un agente emulsificante.

◆ Emulsificantes.

Los agentes emulsificantes o emulsificadores, son necesarios para crear emulsiones. La eliminación, alteración o neutralización de estos materiales o condiciones permite la resolución o prevención de emulsiones. El típico emulsificante es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfifílica, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite (Fig. 3.4.).



(a) Emulsión aceite en agua

(b) Emulsión agua en aceite

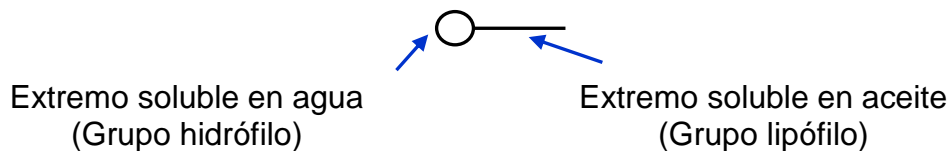


Figura 3.4. Agentes de superficie que poseen grupos hidrofílicos y lipofílicos.

◆ Viscosidad de la fase continua.

Una viscosidad alta en la fase continua disminuye la movilidad de las gotas y por lo tanto, la frecuencia de colisión entre ellas evitando la coalescencia, que es la propiedad de las cosas para unirse o fundirse, por lo que se incrementa la



estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas sin coalescer también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión.

En los crudos pesados con alta viscosidad, el agua se mantiene “atrapada” en forma de gotas dispersas en el crudo y es más difícil que coalescan y precipiten para separarse del crudo.

◆ **Relación de volumen de fase.**

Existen tratamientos de crudo con emulsiones directas (agua en aceite) en donde se incrementa el volumen del agua (fase dispersa) para incrementar a su vez el número y tamaño de gotas favoreciendo que éstas “choquen” y coalescan más fácilmente. Aunado a esto, el agua utilizada es baja en sales (agua de lavado) para que por diferencia de concentraciones, las sales contenidas en el crudo queden disueltas en el agua.

◆ **Temperatura.**

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Aumentando la temperatura se incrementa la precipitación de las gotas, decrece la viscosidad de la fase continua, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios disminuyen la estabilidad de la emulsión. La temperatura del crudo a la salida de los pozos dependerá la localización y profundidad del yacimiento, pudiendo ser desde 30°C hasta 100°C como en el campo Puerto Ceiba en Tabasco. En el transporte por los oleoductos va perdiendo calor y puede llegar a la batería a una temperatura desde ambiente hasta unos 60°C. La temperatura ayuda a la deshidratación reduciendo la viscosidad y disolviendo las parafinas, que de llegar a precipitarse, pueden complicar seriamente el tratamiento del crudo.

◆ **Sólidos.**

Las partículas sólidas pueden estabilizar una emulsión dependiendo de su tamaño y concentración. La estabilización de la emulsión se produce porque las partículas sólidas tienden a concentrarse en la interfase agua-aceite formando una película que evita que las gotas al chocar coalescan (Foto 3.2., Fig. 3.5.). En el tratamiento químico, se utilizan productos químicos humectantes los cuales actúan rompiendo esa película y favoreciendo la precipitación de los sedimentos. En la producción de petróleo es común que el crudo arrastre sólidos provenientes del mismo yacimiento, arenas o también de los fluidos de perforación que se utilizan y que no han sido debidamente separados.



Foto 3.2.
Sólidos en crudo por filtración.

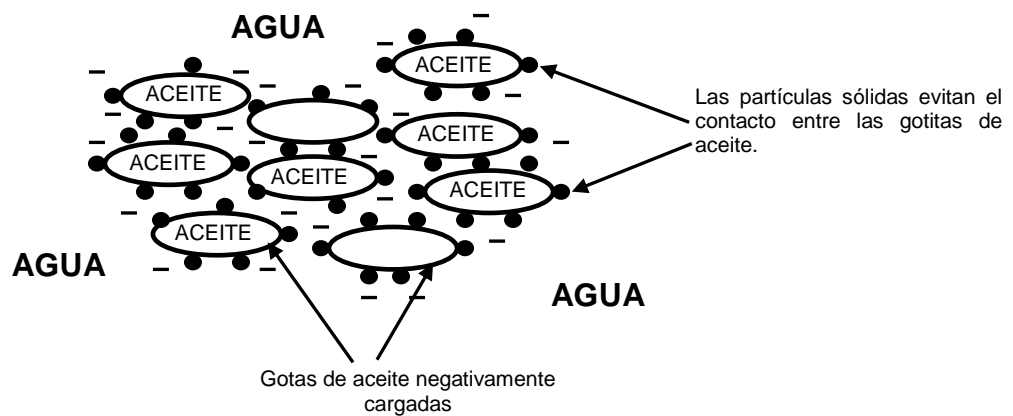


Figura 3.5. Estabilización física de una emulsión mediante sólidos finos,
ilustrada con una emulsión AC/AG

◆ Actividades de intervención de pozos.

Para el incremento de la producción de crudo, se realizan una diversidad de actividades en los pozos petroleros, tales como: estimulaciones, reparaciones, inyección de nitrógeno, bióxido de carbono, inducciones con aplicación de productos químicos y entre otras. Como la finalidad es producir cada vez más aceite, continuamente se están probando nuevas técnicas que pueden incidir en las características del crudo producido. Por ejemplo, la adición generalizada de compuestos ácidos y una gran diversidad de químicos a los pozos en las



actividades de estimulación, si no son debidamente controlados, causan problemas de emulsiones en las baterías de separación al cambiar drásticamente el pH de la fase acuosa emulsionada, alterando el comportamiento de la interfase. Por ello, todos los fluidos producidos en las operaciones de estimulación deben ser colectados y tratados para evitar que se mezclen con el crudo de venta, ya que de lo contrario esa contaminación afecta directamente la eficiencia de los desemulsificantes. Se debe llevar una supervisión constante y registro de intervenciones de pozos, así como de todos los productos químicos inyectados, ya que por lo general, son empresas terceras las que realizan estos servicios. Deben evaluarse continuamente tanto el desempeño de los desemulsificantes como las características del crudo para estar preparados y actuar en caso de detectar un cambio importante que pudiera afectar el tratamiento de deshidratación del crudo.

◆ **Edad de la emulsión.**

En los crudos frescos producidos, los agentes emulsificantes están distribuidos uniformemente en todo el aceite por el movimiento en los oleoductos. Cuando la corriente de aceite llega a los tanques de almacenamiento o deshidratadores en las baterías de separación y permanece estancado, dichos agentes comienzan a migrar de la fase aceite hacia la interface aceite-agua. Esta migración produce una película resistente que rodea las gotas, resultando en una emulsión que es más difícil de romper. Es por ello que antes de que el crudo entre a los tanques, se debe aplicar producto desemulsificante, que puede ser reforzado con humectante, dispersantes y lo que se requiera para minimizar dicho efecto y obtener un crudo deshidratado dentro de calidad.

◆ **Salinidad de la salmuera.**

La concentración de cloruros en el crudo producido dependerá del tipo de formación del yacimiento. El agua salada se encuentra junto con el crudo en los yacimientos y su porcentaje aumenta conforme avanza la explotación del campo, ya que por diferencia de densidades el crudo con menor porcentaje de agua se ubica en la parte superior y aumenta conforme se incrementa la profundidad hasta que supera el porcentaje de crudo y se empieza a producir más agua que aceite. El agua salada es considerada un contaminante del crudo por los problemas de corrosión y ensuciamiento que generan los cloruros y debe ser separada. Cuando en un crudo tenemos poca agua pero con una alta salinidad, debemos procurar un tratamiento aplicando agua de lavado para alcanzar la especificación de contenido de cloruros.



◆ Tipo de crudo o aceite.

Los crudos varían en su composición dependiendo el tipo de yacimiento de donde son extraídos y determinará la cantidad y tipos de emulsificadores naturales presentes, así podemos tener crudos con alto contenido de parafinas, asfaltenos, metales y otros componentes. También tendremos diferentes viscosidades y °API, que influyen directamente en el proceso de deshidratación del crudo. Se debe analizar la opción más eficiente de tratamiento, que puede incluir una combinación de productos químicos, calentamiento, aplicación de corriente eléctrica, diferentes configuraciones de tanques deshidratadores, tiempos de residencia, o lo que se requiera.

◆ Diferencia de densidades.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua, por lo que entre mayor sea esta diferencia, el agua caerá más rápido.

3.4. Rompimiento de emulsiones.

Un buen rompimiento de una emulsión crudo-agua se consigue realizando un análisis de todas las condiciones de campo que permita la adecuada selección de procesos, equipos y productos químicos al menor costo posible.

Para comprender mejor el rompimiento de emulsiones es necesario analizar algunos conceptos:

- Coloides: partículas por debajo de las 10 micras que se encuentran estabilizadas por cargas eléctricas negativas sobre su superficie, haciendo que se repelan las partículas vecinas, como se repelen mutuamente dos polos magnéticos.

Las especies coloidales halladas en agua cruda y en agua de desecho incluyen arcillas, sílice, hierro, y otros metales pesados. El aceite en emulsiones AC/AG es con frecuencia coloidal.

Los compuestos químicos desemulsionantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificantes. Los desemulsionantes tienen una fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos se deben desplazar y realizar las tres acciones principales:

- ◆ **Coagulación:** Es la cancelación de las propiedades emulsificantes del agente activo de superficie o la neutralización de la gota de aceite cargada.

- ◆ **Floculación:** Es la aglomeración de las gotas neutralizadas en glóbulos grandes, que pueden separarse (Fig. 3.6.).
- ◆ **Coalescencia:** Es la fusión de dos o más partículas para formar gotas únicas de mayor tamaño (Fig. 3.6). Un extenso proceso de coalescencia puede generar la separación total de las fases, lo cual se puede identificar visualmente por la superposición de una capa de material oleoso (menos denso) sobre la capa de material acuoso (más denso).

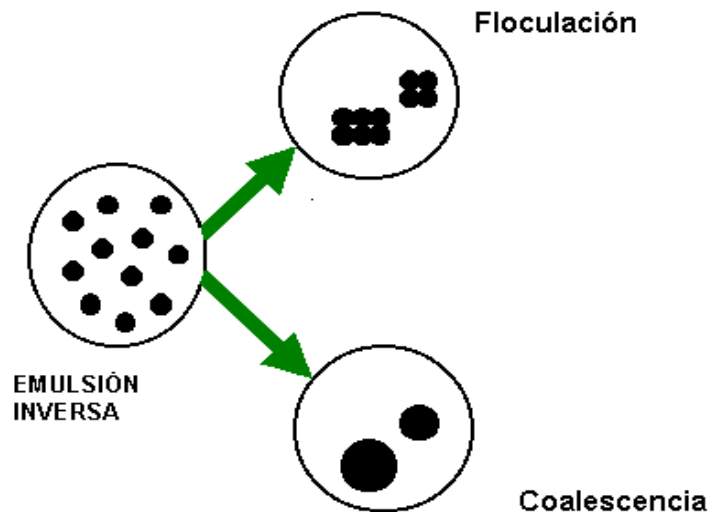


Figura 3.6. Ejemplo de floculación y coalescencia en una emulsión inversa.

3.4.1. Métodos de tratamiento para rompimiento de emulsiones.

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

Para el caso del de aguas aceitosas como por ejemplo las descargas de aguas de refinerías, se está utilizando también tratamiento con bacterias.

Referente al tratamiento químico, este consiste en aplicar un producto desemulsificante, el cual como recomendación debe ser inyectado desde el yacimiento, ya sea a fondo de pozo con la ayuda de tubería capilar, a bien a nivel de superficie. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba. El tratamiento térmico

consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores y hornos de gas combustible.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques deshidratadores los cuales pueden tener arreglos internos específicos en base a las características del crudo a tratar. Cuentan en el interior con un distribuidor de crudo, que es un arreglo de tubería horizontal en la parte baja del tanque con orificios por donde sale el crudo y se lava al pasar por un “colchón” de agua, la cual tiene una concentración de sales menor a la del crudo.

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

La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsionante inyectado en línea.



Foto 3.3.

Paquete de inyección de producto químico, el cual cuenta con un tanque cuyo volumen dependerá de la cantidad de producto a dosificar, indicador de nivel, bombas dosificadoras con flujo de descarga regulable, probeta verificadora de flujo, tubería y accesorios para conexión a proceso. Todo montado en un patín con charola para contención de derrames y que puede ser transportable al punto donde se requiera la inyección.

Un solo compuesto químico no puede proveer todas las funciones requeridas para la deshidratación y desalado de crudo, por lo que, los desemulsionantes comerciales son una mezcla de varios activos básicos (30-60% en peso dentro de la formulación) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, xileno, tolueno y alcohol isopropílico para obtener un producto químico que sea manejable para su inyección y se integre rápidamente a la corriente de hidrocarburo.

Los desemulsionantes para tratar emulsiones regulares agua en aceite son, por lo general, solubles en hidrocarburo para que puedan difundirse más fácilmente a través de la fase de aceite, pero pueden contener un activo afín al agua para trabajar también en esa fase.

De la misma forma, los desemulsionantes para emulsiones inversas aceite en agua, son preferentemente solubles en agua pero con activos dispersables en hidrocarburos. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Para romper emulsiones, es necesario neutralizar los factores estabilizantes y permitir que coalescan las gotas emulsionadas. Las características dieléctricas del agua y las del aceite hacen que las gotas emulsionadas de aceite porten cargas negativas. En consecuencia, para desestabilizar una emulsión aceite en agua debe emplearse un desemulsionante de carga positiva “catiónico” (Fig. 3.7.).

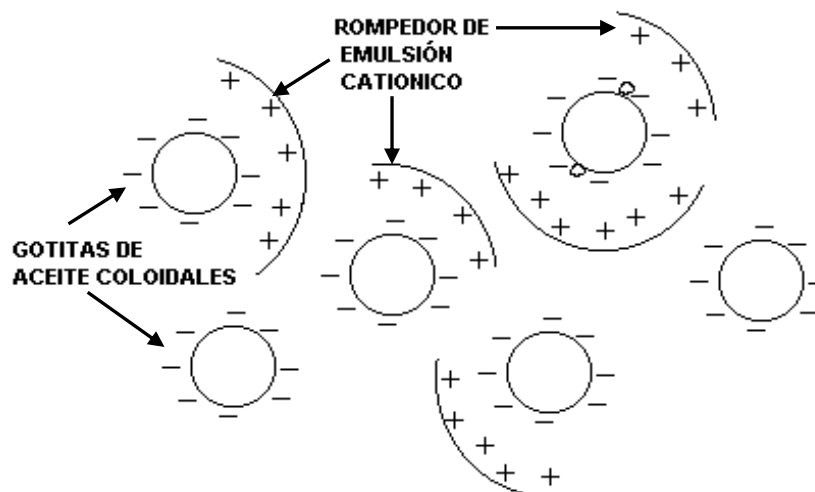


Figura 3.7. La acción de un rompedor de emulsión catiónica en una emulsión AC/AG.

El rompimiento de una emulsión agua en aceite o de aceite en agua debe, idealmente, producir una capa de aceite y una capa de agua bien definidas. Sin

embargo es difícil lograr una resolución tan clara; a menudo hay una interfase con emulsión residual.

3.5. Clasificación de desemulsificantes.

Actualmente, se emplea una variedad de desemulsificantes, también llamados tensoactivos, que agrupan varias familias químicas como se muestra en la siguiente tabla.

Clasificación	Grupos funcionales	Descripción
Tensoactivos aniónicos	$R-O-SO_3X$ $R-C_6H_4-SO_3$ Donde R representa un radical alquílico y X un neutralizante alcalino	Alquisulfatos Alquil aril sulfonatos
Tensoactivos catiónicos	$(R)_4-NX$ Donde (R) 4 representa cuatro radicales orgánicos y X un halógeno generalmente	Sales cuaternarias de amonio
Tensoactivos no-iónicos	$R_1-CO.OR_2$ $R_1-CO.NHRx$ $R_1-CO.N(Rx)_2$ Donde $R_1-CO.O$ es un radical de ácido y R es un radical alquílico substituido de bajo peso molecular.	Ester Amidas

Tabla 3.1. Fórmulas genéricas de desemulsificantes o tensoactivos.

Debido a que los desemulsificantes usados en el tratamiento son generalmente polímeros, en seguida se muestra la caracterización de los mismos:

◆ **Por la naturaleza de los monómeros y de los polímeros:**

- Poliacrilamidas.
- Copolímeros de acrilamida-dimetilaminoetil acrilato.
- Poliaminas.
- Poliamidoaminas.
- Óxido de etileno/propileno.

◆ **Por su peso molecular:**

- Bajo peso molecular: 1 a 3 millones de uma.
- Peso molecular medio: 3 a 6 millones de uma.
- Peso molecular estándar: 6 a 10 millones de uma.



Alto peso molecular: 10 a 15 millones de uma.
Muy alto peso molecular: arriba de 15 millones de uma.

◆ **Por su distribución molecular:**

Se refiere a que los aditivos no tienen un peso molecular único, hay una distribución de pesos moleculares. Por ello se utiliza el peso molecular promedio.

Baja polidispersión.
Alta polidispersión.

◆ **Por la naturaleza de sus cargas:**

No iónico.
Aniónico.
Catiónico.
Anfotérico.

◆ **Por su distribución de carga:**

Polímeros aleatorios.
Bloques de polímeros.

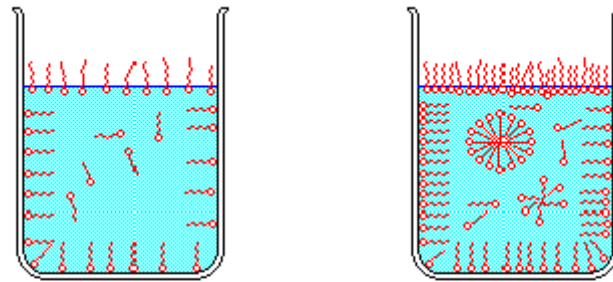
◆ **Por su viscosidad, la cual depende de la carga y del peso molecular.**

◆ **Por su forma física:**

Emulsión o pasta.
Solución.

Se utilizan también resinas alquifenol-formaldehído, ácido dodecilsulfónico o bien mezclas de varios tipos de compuestos que actúan en la interfase aceite-agua para romper la emulsión.

Cuando un tensoactivo se disuelve en agua o en un solvente no acuoso, se ejercen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas del tensoactivo, orientándose en la superficie del líquido y en la superficie del envase que está en contacto con el líquido. A determinada concentración se forman micelas en el seno del líquido, a este punto se le llama concentración micelar crítica (C.M.C.), (Fig. 3.8.).



Solución de tensoactivo
en agua por debajo de
la C. M. C.

Solución de tensoactivo
en agua en punto de
C. M. C.

Figura 3.8. Modelos de disolución de un tensoactivo en agua.

En la figura anterior (lado izquierdo) vemos como en la superficie, las moléculas del tensoactivo se alinean de manera perpendicular, donde la parte hidrofílica se orienta hacia la fase acuosa, mientras que el grupo lipofílico, se encuentra en un ambiente no polar. Al incrementarse la concentración (lado derecho), la superficie se satura y las moléculas de surfactante que se añaden deben solubilizarse en la fase acuosa tendiendo a formar grupos que se les denomina micelas, ya que las interacciones hidrófobas entre moléculas de surfactantes se tornan suficientemente importantes respecto a las interacciones hidrofílicas surfactante/agua para que se forme espontáneamente una asociación.

La concentración micelar crítica, que se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas, puede detectarse mediante numerosos métodos, ya que diversas propiedades presentan en esta zona una discontinuidad en su variación. Los métodos más empleados se basan sobre la variación de la tensión superficial (todos tipos de surfactantes) y de la conductividad electrolítica de las soluciones (sólo surfactantes iónicos).

Para la aplicación de los tensoactivos existen pruebas de caracterización como el punto de turbidez y el valor HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico), las cuales nos proporcionan una idea general acerca de su aplicación.

El punto de turbidez corresponde a la temperatura a la cual se inicia una transición de fase, separándose de la solución acuosa una fase que contiene surfactante con un poco de agua.

El punto de turbidez es esencialmente independiente de la concentración de surfactante. Se explica este fenómeno de la manera siguiente: a medida que aumenta la temperatura, se va reduciendo la hidrofiliidad del surfactante. La CMC (concentración micelar crítica) del surfactante disminuye y el número de agregación crece; las micelas aumentan de tamaño, y al llegar a cierto valor



(centenares de Angstroms) empiezan a interactuar con la luz, produciendo una turbidez. Si se sigue aumentando la temperatura, las micelas llegan a un tamaño suficiente (micrómetro) para que la gravedad las pueda sedimentar, produciéndose una separación de fase.

El balance hidrofílico-lipofílico (HLB) indica la solubilidad de un producto desemulsificante en agua, mediante la determinación del número de agua, que es el volumen de agua usado para producir una persistente turbidez en un gramo de muestra de desemulsificante disuelto en una mezcla de disolventes benceno-dioxano. El resultado indicará la solubilidad en agua y para ello se establecen rangos de acuerdo a lo siguiente:

- *Número de agua <13*: Insoluble en agua y soluble en hidrocarburo. En la práctica, se ha observado que dentro de este rango están los buenos productos coalescedores.
- *Número de agua entre 13 y 17*: Dispersable en agua y soluble en hidrocarburo. Buenos productos dispersantes de asfaltenos.
- *Número de agua >17*: Completamente soluble en agua e insoluble en hidrocarburo. Buenos productos limpiadores y separadores de agua, así como buenos definidores de interfase.

3.6. Tratamiento de aguas aceitosas por floculación y coagulación.

El petróleo desde el yacimiento viene acompañado de agua (agua congénita) la cual debe separarse para acondicionar el crudo y que este último pueda ser procesado más adelante en las refinerías. En este tratamiento se generan aguas aceitosas, como los drenados de tanques deshidratadores, que deben ser tratadas ya sea para reinyectarlas a pozo letrina, o bien para su descarga a cuerpos de agua (mar o ríos). Decidir uno u otro tratamiento estará en función de la disponibilidad de pozos letrina. Actualmente en el país PEMEX tiene a su cargo la mayoría de pozos letrina por lo que la opción más económica es inyectar el agua aceitosa en ellos con un previo acondicionamiento, pero con la reforma energética y la entrada de operadores privados hay campos donde los pozos letrina pasaron a control de las diversas compañías operadoras y ahora PEMEX tiene que evaluar si les paga por inyectar o bien implementa un sistema de tratamiento para descargar a cuerpos de agua. Este tratamiento incluye etapas de floculación y coagulación, en los cuales dos mecanismos están principalmente involucrados, y son llamados neutralización de la carga y adsorción:

- ◆ Neutralización de la carga.

En medio acuoso, partículas coloidales hidrofóbicas son generalmente cargadas negativamente. El incremento en el contenido de cationes en la

solución reduce el potencial zeta y el espesor de la doble capa la cual rodea la partícula coloidal.

La superficie de la partícula cargada eléctricamente está en una diferencia de potencial desde el medio solvente. El equilibrio electrostático entre la superficie de la partícula y el medio solvente se alcanza por medio de dos capas transitorias.

La primera capa es fija y el resto está unido a la superficie de la partícula. La segunda capa está separada de la primera por un plano corto, y es más difusa, (Fig. 3.9.).

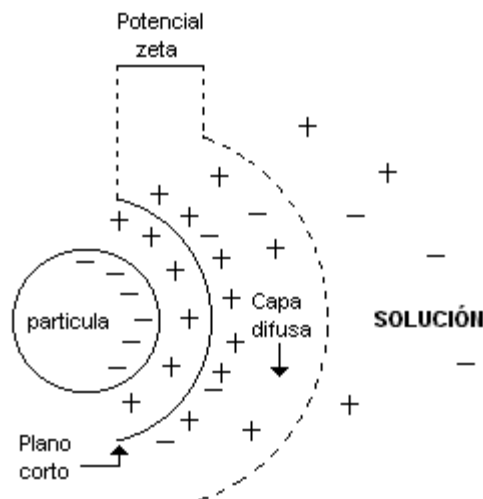


Figura 3.9. Capas de equilibrio de una partícula coloidal.

La diferencia de potencial entre el plano corto y la solución es llamado potencial zeta. Esta diferencia de potencial es cerca de 10 a 200 mV.

A medida que se reduce el potencial zeta a cero o cerca de cero, las partículas en movimiento pueden aproximarse cada vez más y colisionar unas con otras debido al ímpetu de movimiento browniano, al movimiento del líquido en el cual están contenidas y el movimiento relativo de las partículas por sedimentación.

Las fuerzas de Van der Waals (Tipo de fuerza: la universal fuerza de atracción entre átomos y moléculas), y el fenómeno de adsorción superficial entonces vienen a ser dominantes otra vez. Puesto que las partículas pueden enlazarse, desestabilizando la suspensión.

Este mecanismo de neutralización de la carga es reversible, hay una concentración limitante de cationes que permite que ocurra la

desestabilización. Sobre esta concentración crítica, si los cationes continúan incrementándose un nuevo desequilibrio iónico entre las partículas y la solución puede ser creada, llegando a la formación de una nueva doble capa y la reestabilización de la suspensión.

◆ Adsorción.

La adsorción es un mecanismo de superficie la cual permite a dos partículas contactarse para ser enlazadas una con otra por las fuerzas de Van der Waals o enlaces de hidrógeno.

Coagulación es la desestabilización de una suspensión coloidal usando productos con una alta densidad de carga iónica, en donde dos tipos de mecanismos pueden ocurrir.

En un primer tipo los cationes son aumentados a la suspensión coloidal en una cantidad igual para neutralizar las cargas negativas. La coagulación ocurre directamente por la neutralización de las cargas. Este tipo de coagulación es extensamente usada en el tratamiento de agua potable con cationes de hierro o aluminio.

Un segundo tipo de coagulación es lograda usando polímeros de bajo peso molecular ($LMW = 20,000$ a 1 millón) con una alta carga catiónica (Fig. 3.10). Cuando esta clase de polímero está en contacto con partículas aniónicas, sus cadenas pueden ser enteramente adsorbidas en la parte de la superficie de las partículas coloidales, de este modo formando regiones de una naturaleza catiónica.

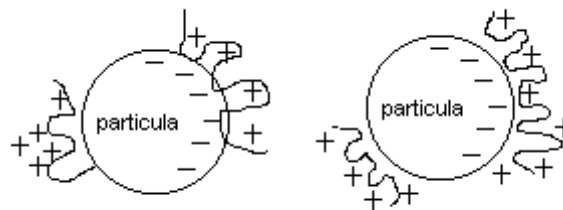


Figura 3.10. Coagulación usando polímeros.

Esta adsorción de iones cargados opuestamente reduce la superficie potencial y la protección de las partículas. Llegando a ser verdaderos dipolos, estas partículas son atraídas unas con otras. Las fuerzas de Van der Waals entonces actúan, atando las dos partículas y desestabilizando la suspensión.



La floculación es la desestabilización de una suspensión coloidal hidrofóbica por la unión entre partículas coloidales usando largas cadenas de polímeros.

Esto requiere el uso de polímeros con un alto peso molecular (más de 1 millón) y toma lugar en dos etapas principalmente: iniciación de flóculo y crecimiento del flóculo.

a) Iniciación del flóculo.

Al iniciar flóculos, los polímeros esencialmente actúan a través de adsorción irreversible de los coloides a través de su cadena molecular.

Si la concentración del polímero es tal que los sitios de adsorción se mantienen libres en las partículas, la misma cadena del polímero puede llegar a ser adsorbida sobre dos diferentes partículas.

En este mecanismo, el polímero permite que una parte de su cadena molecular se desenrolle en la solución más allá de la doble capa de las partículas. El extremo libre de la cadena molecular esta alternadamente adsorbida sobre la superficie de una segunda partícula, lo cual crea así un puente entre las dos partículas.

En general, la concentración óptima del polímero debe ser tal que más de la mitad de los sitios de adsorción sigan siendo disponibles en las partículas.

La unión entre partículas puede ocurrir con polímeros no iónicos, catiónicos o aniónicos. En este mecanismo, el fenómeno de neutralización de la carga tiene una influencia secundaria. Esto explica porque las reacciones de floculación pueden ocurrir con cargas de polímeros que llevan el mismo signo que la suspensión coloidal.

Para un polímero dado, la unión depende principalmente de dos parámetros: el número de sitios o lugares dispuestos para la adsorción sobre la superficie de las partículas y el índice de colisión de las partículas.

b) Desarrollo de flóculos.

De acuerdo al mecanismo antes descrito, el desarrollo de los flóculos toma lugar en una secuencia de varios pasos.

- Dispersión del polímero en el medio.
- Difusión del polímero hacia la interfase.
- Adsorción del polímero sobre la superficie de una partícula.



- Colisión de partículas que llevan un floculante adsorbido con otra partícula.
- Adsorción de un floculante sobre una segunda partícula en orden para formar un puente y un micro floculo.
- El desarrollo de micro flóculos por colisiones sucesivas y adsorción.

Cada paso ocurre según su propia cinética y el resultado final, en términos del floculo, depende en el índice relativo de varias etapas. De este modo por ejemplo, si la fase de adsorción es mucho más rápida que la fase de crecimiento, se llegará a formar muchos flóculos pequeños, mientras que, si el índice de crecimiento es alto, los flóculos serán largos y pocos en número.

IV. Caracterización del petróleo crudo.

En estos tiempos, el crecimiento poblacional e industrial ha impulsado una mayor demanda de combustibles para satisfacer los requerimientos energéticos.

La Administración de Información de Energía (EIA) de Estados Unidos publicó que el consumo mundial de petróleo crudo y otros combustibles líquidos para el año 2017 fue de 98.52 millones de barriles por día (bpd) y espera que la demanda mundial en el año 2019 suba a 102 millones. (fuente: U.S. Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook - May 2018 <http://www.eia.gov>) debido a una recuperación del crecimiento económico mundial, lo cual exige esfuerzos en la exploración de nuevos campos, el aumento de producción en pozos existentes y el desarrollo de tecnología para explotarlos en condiciones cada vez más difíciles. El tiempo de las chapopoterías terminó, pasó la época de los yacimientos “a flor de tierra” y ahora se utilizan técnicas cada vez más sofisticadas que nos permitan encontrar y extraer el petróleo a mayores profundidades y con calidades cada vez menores. Antes, a falta de infraestructura y tecnología, no se explotaban los campos con crudos pesados y con altos contaminantes, pero ahora ya no podemos darnos ese lujo y la demanda exige mayor inversión en investigación y equipo para una mayor producción y el adecuado tratamiento que genere la mínima cantidad de desechos.

El crudo fluye del subsuelo al exterior principalmente por la presión que existe en el interior del yacimiento, cuando esta disminuye, hay que realizar procedimientos de recuperación mejorada y estimulación con la inyección de nitrógeno, bióxido de carbono, agua, productos químicos diversos y hasta ácidos para disolver la roca. La corriente que se extrae fluye en dos fases líquida y gaseosa y su composición dependerá del tipo de crudo (súper pesado como el Panuco, Ku-Maloob-Zaap y Cacalilao, pesado como el Maya, ligero

como el Istmo y súper ligero como el Olmeca). Entre más ligero sea el crudo, mayor valor comercial tiene.

4.1. Tipos de petróleo crudo.

El crudo es una mezcla de hidrocarburos con moléculas de diferente tamaño y estructura, donde cada componente tiene su punto de ebullición. Las moléculas pueden representarse por medio de esferas de diferentes tamaños mezcladas en forma caótica.

La separación del crudo en fracciones puede representarse como la separación de las moléculas por tamaños; así, cada fracción contiene moléculas dentro de un rango estrecho de tamaños, como se representa en la figura 4.1.

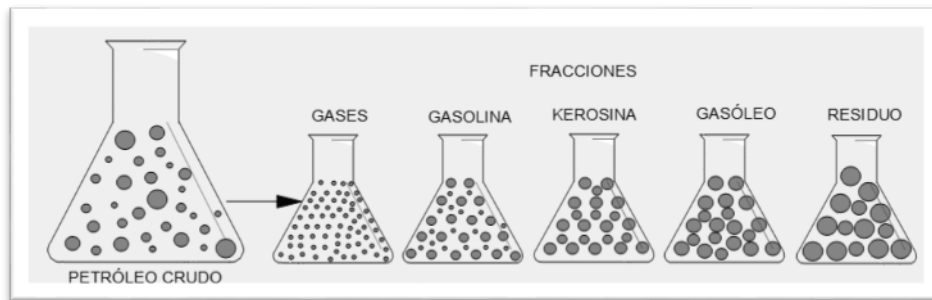


Figura 4.1. Representación del crudo y sus fracciones.

Para separar las diversas fracciones del crudo, debemos aplicar temperatura y vacío. Las diversas fracciones o cortes, se clasifican de acuerdo a rangos de temperatura de destilación TBP (True Boiling Point).

Destilación TBP del crudo.

Si se coloca una muestra de crudo en un matraz de un equipo de destilación (figura 4.2.) y se calienta, el volumen que se evapora a diferentes temperaturas puede medirse siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

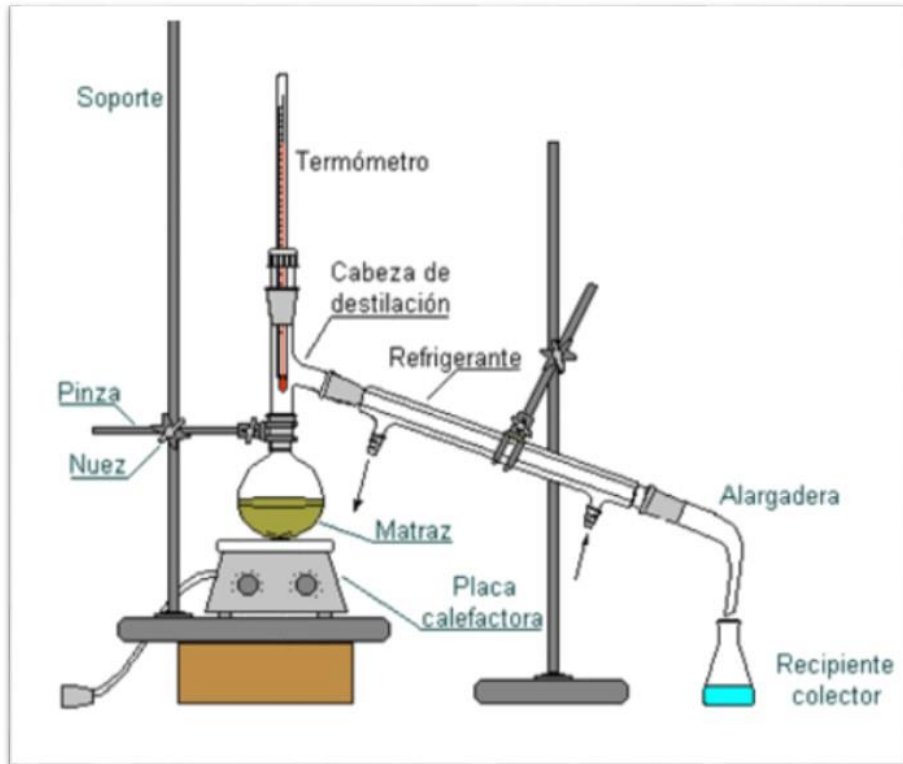


Figura 4.2. Destilación TBP del crudo.

- Calentar el crudo contenido en el matraz hasta 65°C y mantener esta temperatura con la manta de calentamiento. El líquido empieza a destilar y los vapores se condensan y caen en la probeta en la que se registra el volumen obtenido; después de un tiempo se agota esa fracción disminuyendo con ello el volumen en el matraz.
- Calentamos hasta 205°C y mantenemos esta temperatura con la manta de calentamiento. El líquido nuevamente empieza a destilar y se condensa, registramos el volumen recuperado hasta agotarse la fracción, el cual será la suma de la primera y segunda fracciones.

De esta forma se pueden repetir los pasos anteriores a temperaturas cercanas a los 400°C . Por arriba de los 430°C el crudo se comienza a coquizar haciéndose prácticamente un sólido.

Con una destilación TBP podemos construir una gráfica de temperatura versus porcentaje de volumen destilado (acumulado), como se muestra en la siguiente figura 4.3.

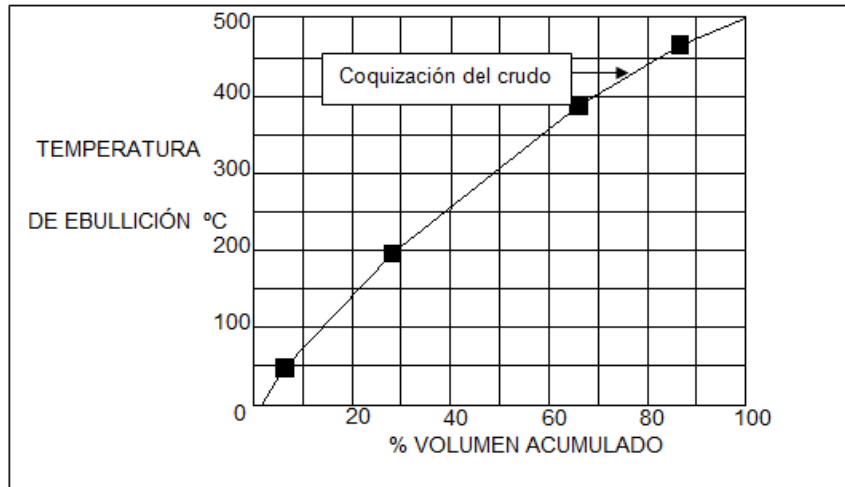


Figura 4.3. Curva de destilación TBP de un crudo.

Cada tipo de crudo tiene una curva de destilación TBP que especifica la cantidad y los tipos de hidrocarburos presentes, a mayor temperatura de ebullición corresponden compuestos más pesados.

Para especificar en forma más completa las características del crudo es útil incluir ciertos compuestos en los grupos que llamamos fracciones.

Entonces, las fracciones o cortes son los nombres genéricos que se utilizan para nombrar a todos los hidrocarburos que destilan entre dos temperaturas llamadas puntos de cortes.

Los puntos de corte se refieren a las temperaturas inicial y final de ebullición (T.I.E. y T.F.E. respectivamente) de las fracciones.

En la siguiente tabla se muestra una clasificación de las fracciones del crudo.

TEMPERATURAS, °C	FRACCIÓN
< 32	Butanos y más ligeros
32 - 105	Gasolina ligera
105 - 157	Naftas
157 - 232	Kerosina
232 - 343	Gasóleos ligeros
343 - 426	Gasóleos pesados
> 426	Residuos

Tabla 4.1. Fracciones del crudo.

La composición de los crudos varía ampliamente, los crudos ligeros tienden a contener más gasolina, nafta y kerosina; mientras que los crudos pesados tienden a contener más gasóleos y residuos.

A continuación se presenta la curva de destilación TBP de un crudo y sus fracciones:

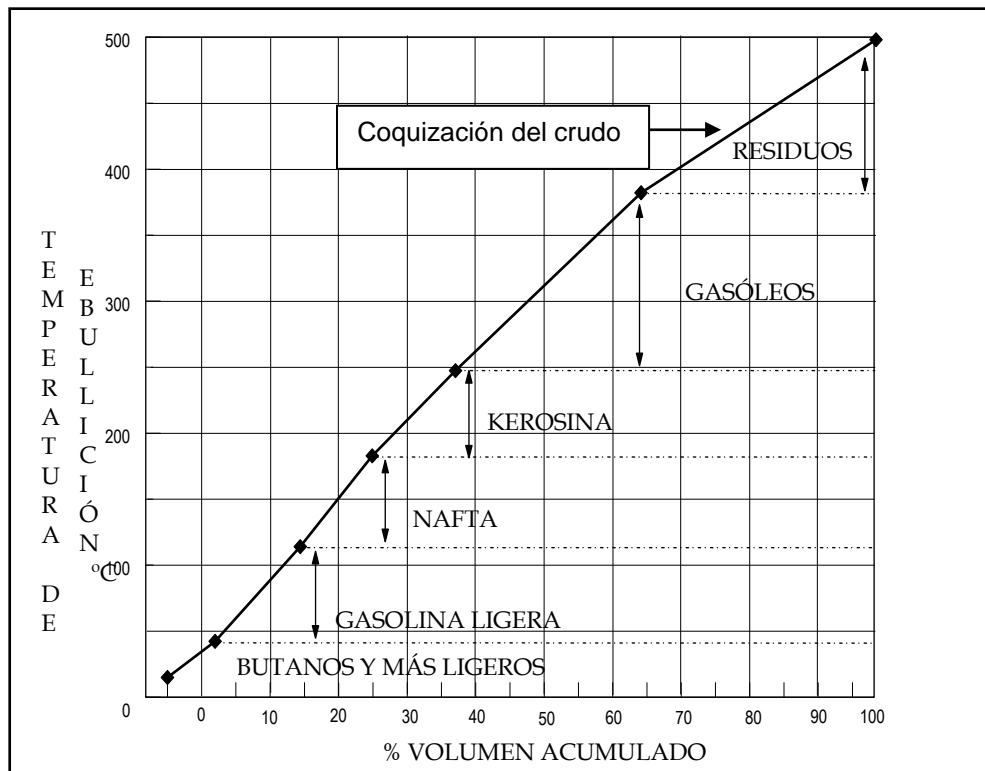


Figura 4.4. Curva de destilación de un crudo y sus fracciones.

En la siguiente figura se presenta como ejemplo la curva de destilación del crudo ISTMO.

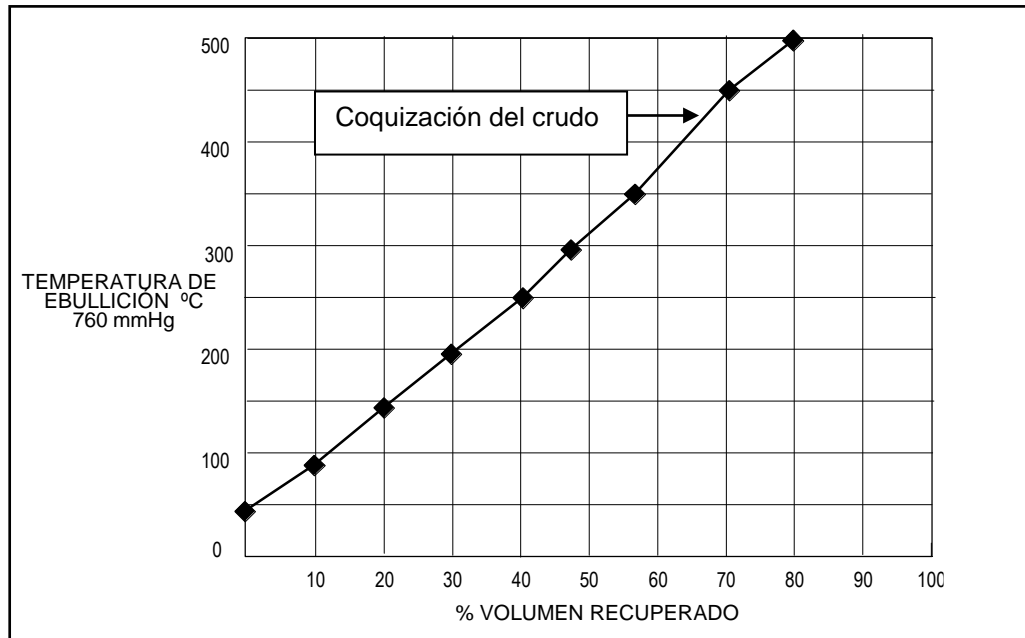


Figura 4.5. Curva de destilación del crudo Istmo.

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

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica la calidad del petróleo crudo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del American Petroleum Institute).

Crudo	Densidad (g/cm ³)	API
Extra pesado	> 1	< 10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.00 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Súper ligero	< 0.83	> 39.0

Tabla 4.2 Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad y °API.



Existe una clasificación desarrollada por 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 preparan principalmente cuatro variedades de petróleo crudo para el mercado de exportación, con las calidades típicas siguientes:

- ◆ **MAYA.** Petróleo crudo pesado con densidad promedio de 21-22°API y amargo (3.4-3.8% de azufre en peso), por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y diesel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Con objeto de maximizar el valor económico de este crudo, su procesamiento requiere de refinerías con unidades de alta conversión, las cuales transforman la fracción pesada (residuo) del crudo en productos con mayor valor.
- ◆ **ISTMO.** Petróleo crudo ligero con densidad promedio de 32-33°API y amargo (1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diesel y jet fuel/keroseno). El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalytic Cracker). Su calidad es similar a la del crudo Árabe Ligero y a la del crudo ruso Urales.
- ◆ **OLMECA.** Es el más ligero de los crudos mexicanos, con una gravedad de 38-39° API y un contenido de azufre de 0.73% a 0.95% en peso, por lo que es un crudo ligero y amargo. Sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos.
- ◆ **ALTAMIRA.** Es un crudo pesado, con una gravedad de 15.5° a 16.5° API y un contenido de azufre en el rango de 5.5% a 6.0% en peso. Al igual que el tipo Maya, brinda menores rendimientos de gasolina y diesel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Sus características físico-químicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto.

En lo que respecta al consumo interno, para las seis Refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), se procesan estos mismos cuatro tipos de crudo, junto con diversas corrientes más provenientes de todos los campos de la franja del Golfo de México (19 tipos) con propiedades fisicoquímicas diferentes, como se muestra a continuación:



Propiedad	Maya	Ligero	Reconstituido	Papaloapan	Arenque
Peso específico a 60/60 °F	0.9229	0.8580	0.8580	0.7838	0.8644
Gravedad API	22	33	34	49	32
Azufre total, %peso	3.3	1.4	1.4	1.7	2.5
Factor de caracterización K (UOP)	11.76	11.98	13.13	12.40	12.00
Presión de vapor Reid, lb/in ²	4.70	6.00	8.00	8.40	11.60
Viscosidad cinemática, cSt:					
A 15.6 °C	367.5	12.11	13.89	2.35	22.80
A 21.1 °C	281.09	10.26	12.34	2.27	17.71
A 25.0 °C	236.13	9.35	11.43	2.19	15.02
Poder calorífico bruto, BTU/Lb	18870	19520	19550	19982	19476
Poder calorífico neto, BTU/Lb	17820	18330	18345	18695	18290
Carbón Conradson, %peso	11.76	4.15	4.68	3.90	5.82
Carbón Ramsbottom, %peso	11.35	3.83	4.15	3.60	5.60
Nitrógeno básico, ppm	11.69	382	265	287	355
Nitrógeno total, ppm	3378	1192	912	958	1176
Nº de neutralización, mg KOH/g	1.16	0.44	0.08	1.08	0.92
Agua por destilación, %vol.	0.40	0.05	0.05	0.05	0.05
Agua y sedimento, %vol.	0.20	0.10	0.05	0.05	0.20
Sedimento por extracción, %peso	0.22	0.25	0.14	0.01	0.02

Tabla 4.3. Características de aceites crudos base.

Metales, ppm					
Propiedad	Maya	Ligero	Reconstituido	Papaloapan	Arenque
Fe, ppm	0.80	0.50	3.20	0.01	2.40
Cu, ppm	0.70	0.20	0.05	0.03	0.20
Ni, ppm	53.80	9.20	10.40	15.10	12.60
V, ppm	271.30	43.80	52.90	28.10	67
Sal, LMB.	65.75	12.50	<0.45	1.75	3.23
Ácido sulfhídrico, ppm	130	140	12	40	12
Mercaptanos, ppm	151	107	71	312	48

Tabla 4.3. Características de aceites crudos base (continuación).

Propiedad	Tamaulipas	Panuco	Muro-Álamo	Naranjos	Istmo
Peso esp. a 60/60 °F	0.9478	0.9871	0.9568	0.8957	0.8674
Gravedad API	17	12	16	26	31
Azufre total, %peso	5.5	5.4	3.6	2.8	1.9
Factor de caracterización K (UOP)	11.63	11.40	11.70	11.80	11.90
Presión de vapor Reid, lb/in ²	3.70	2.30	6.90	5.80	6.00
Viscosidad cinemática, cSt					
A 15.6 °C	3200	34652	14564	72.63	14.52
A 21.1 °C	2010	20122	7965	54.08	12.31
A 25.0 °C	1520	15105	5242.4	44.01	10.97

Tabla 4.4. Características de otros aceites crudos base.



<

Propiedad	Tamaulipas	Panuco	Muro-álamo	Naranjos	Istmo
Poder calorífico bruto, BTU/Lb	18740	18396	18648	19208	19452
Poder calorífico neto, BTU/Lb	17678	17405	17614	18070	18268
Insolubles en C ₅ , %peso	15.90	21.00		13.50	3.70
Insolubles en C ₇ , %peso	12.90	15.90		11.10	3.10
Carbón Conradson, %peso	13.30	13.60	14.42	7.82	4.61
Carbón Ramsbottom, %peso	12.70	12.58	13.89	7.62	4.49
Nitrógeno básico, ppm	285	275	948	517	217
Nitrógeno total, ppm	2565	3387	2850	1559	716
Nº de neutralización, mg KOH/g	1.97	2.15	0.37	0.92	0.25
Agua por destilación, %vol.	0.20	0.40	0.05	0.05	0.05
Agua y sedimento, %vol.	0.40	0.42	0.20	0.05	0.05
Sedimento por extracción, %peso	0.02	0.60	0.05	0.01	0.03
Metales ppm					
Fe, ppm	0.80	2.30	7.50	0.90	5.20
Cu, ppm	0.60	1.00	1.90	0.20	0.50
Ni, ppm	41.30	62.40	61.53	22.40	14.30
V, ppm	229	320	314	111	46.30
Sal, LMB.	87	150	111.7	16.8	19.5
Ácido sulfhídrico, ppm	24	37	647	10	1.00
Mercaptanos, ppm	145	183	52.40	34	1.00

Tabla 4.4. Características de otros aceites crudos base (continuación).



Notas:

- El peso específico del crudo es la relación del peso de un volumen dado de petróleo a 60°F al peso de igual volumen de agua destilada a 60°F.
- $^{\circ}\text{API} = (141.5/(\text{Peso específico del crudo})) - 131.5$
- Azufre: De acuerdo con su contenido de azufre, se clasifica como amargo, semi-amargo o dulce.
Amargo: mayor de 1.5%, Semi-amargo: entre 0.5 a 1.5% y Dulce: menor del 0.5%
- Factor de caracterización K: desarrollado por UOP (Universal Oil Product), es una relación entre el punto de ebullición molar promedio en grados Ranking (°F absoluto) y el peso específico a 60°F.
- Poder calorífico bruto: energía liberada durante la combustión completa en relación con la cantidad de combustible aportada.
- Poder calorífico neto: energía liberada menos el calor de evaporación del vapor de agua generado durante la combustión a 25°C, nuevamente en relación con la cantidad de combustible aportada. Es el valor que interesa en los usos industriales, por ejemplo hornos o turbinas ya que es el calor realmente aprovechable.
- Carbón Conradson y Ramsbottom: Son un indicativo de que tan propenso es un crudo a la formación de coque.
- Contenido de nitrógeno: produce un severo envenenamiento en los catalizadores, en la desintegración catalítica es fuente de formación de coque.
- Número de neutralización: puede ser utilizado para indicar los cambios relativos que se producen en el petróleo durante el uso en condiciones de oxidación independientemente del color o de otras propiedades del petróleo resultante. Es usado como un indicador de la degradación del petróleo, ya que al oxidarse se forman compuestos ácidos; o bien, podría ayudarnos a identificar constituyentes ácidos que estén presentes como aditivos.
- Agua y sedimento: el conocimiento del contenido de agua y sedimento en el petróleo crudo es importante en la refinación, la compra, la venta o la

transferencia de los crudos, ya que son contaminantes que hay que retirar y eso impacta en el valor comercial del petróleo.

Como vimos anteriormente, el crudo se clasifica de acuerdo a los grados API según lo siguiente:

- Extra pesado: menor a 10.0
- Pesado: 10.0 a 22.3
- Mediano: 22.3 a 31.1
- Ligero: 31.1 a 39.0
- Súper ligero: mayor a 39.0

La cantidad de componentes ligeros en el aceite crudo, depende de la presión en la cabeza del pozo y de la relación gas-aceite (RGA) con la que fluyen los mismos. El aceite de pozos de alta presión con una RGA elevada, tiene una gran concentración de componentes ligeros; por otro lado, el aceite de pozos de baja presión o con un RGA bajo, tienen una cantidad menor de componentes ligeros.

Para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos, se utilizan métodos químicos, térmicos y biológicos. En algunos pozos se inyectan productos químicos mejoradores de flujo que actúan disminuyendo la viscosidad y con ello la resistencia al flujo y otros productos que modifican la propiedad de mojabilidad de la roca almacenadora, provocando que libere más aceite. En cuanto a los térmicos, se está investigando la combustión *in situ* con inyección de aire comprimido y en los biológicos se está experimentando con bacterias que producen metabolitos que favorecen la recuperación de hidrocarburos.



Foto 4.1. Complejo marino para extracción de crudo en la Sonda de Campeche.

4.2. Producción de crudo en el país.

La producción petrolera de México registra un promedio de 1.86 millones de barriles diarios en lo que va de 2018 y las exportaciones se ubicaron en cerca de 1.21 millones de barriles diarios, según reportes de resultados de PEMEX al mes de septiembre del 2018.

Del total de crudo extraído en el País, la mayor producción (alrededor del 82.6%) se encuentra en el Bloque de Aguas Someras que incluye plataformas marinas con los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Chuc y Ligerio Marino. Le sigue Bloque Sur con el 12.4% de la producción y aquí están los pozos terrestres de Tabasco, Chiapas y Sur de Veracruz. El Bloque Norte aporta el 5% restante de la producción y aquí encontramos los campos de Veracruz, Tamaulipas y Coahuila. Cada Bloque está dividido en Activos de Producción.



Foto 4.2. Pozo terrestre para extracción de crudo.



Actualmente para la extracción de petróleo, PEMEX está conformado por Bloques de Producción de acuerdo con lo siguiente:

PEMEX Exploración y Producción
Bloques de Producción
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01
Activo Integral de Producción Bloque AS01-01
Activo Integral de Producción Bloque AS01-02
Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02
Activo Integral de Producción Bloque AS02-03
Activo Integral de Producción Bloque AS02-04
Subdirección de Producción Bloques Sur
Activo Integral de Producción Bloque S01
Activo Integral de Producción Bloque S02
Activo Integral de Producción Bloque S03
Activo Integral de Producción Bloque S04
Subdirección de Producción Bloques Norte
Activo Integral de Producción Bloque N01
Activo Integral de Producción Bloque N02
Activo Integral de Producción Bloque N03

Tabla 4.5. Bloques de Producción PEMEX Exploración y Producción.

V. Descripción de la batería de separación.

Para el procesamiento del petróleo extraído, tanto en mar como en tierra, están instaladas baterías de separación, que son paquetes de separación líquido-gas con el propósito de obtener por un lado el crudo tratado y por otro el gas para entrega a Refinerías y Complejos procesadores de gas.

Las instalaciones de proceso de producción primaria, como son las baterías de separación, se diseñan y construyen para manejar la capacidad máxima esperada de los campos petroleros.

En el País se definen tres tipos de baterías de separación de acuerdo a su presión de operación:

- Alta presión $56-90 \text{ Kg/cm}^2$
- Presión intermedia $35-55 \text{ Kg/cm}^2$
- Baja presión $2-34 \text{ Kg/cm}^2$

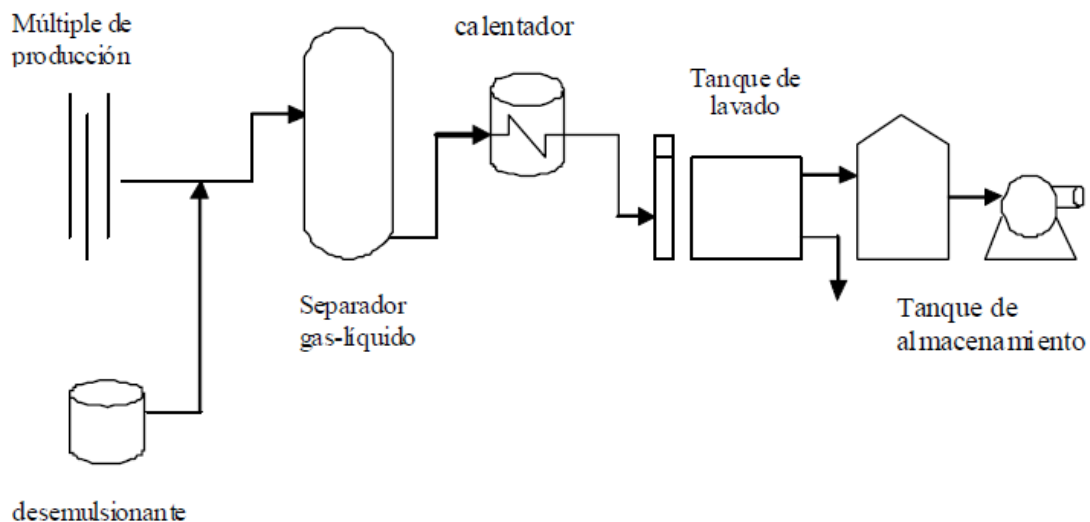


Fig. 5.1. Diagrama ejemplo de una batería de separación.

Generalmente se dice que un crudo sin agua es un crudo sin sal, ya que la mayor parte de esta permanece disuelta en el agua. Al ser eliminada el agua en el proceso de deshidratación, se elimina por consiguiente la mayor cantidad de sal.



Los efectos que provocan estas sales al llegar al proceso de refinación son considerables:

- Incrustaciones en tuberías y equipos de proceso.
- Descontrol de condiciones de operación.
- Hidrolización al incrementarse la temperatura para formar ácido clorhídrico (HCl) lo que provoca corrosión, con el consiguiente aumento en la aplicación de aditivos neutralizantes e inhibidores de corrosión.
- Además de mayores costos de mantenimiento y paros de planta por reparaciones.

Por tales motivos es necesario eliminar la mayor cantidad de agua, sales y sedimento posibles.

5.1. Batería de separación en CPG La Venta, Tabasco.

Manejo del crudo en baterías de separación, ejemplo instalación de la planta deshidratadora del Bloque Sur, Activo de Producción BS04 ubicada en el Complejo Procesador de Gas (CPG) La Venta, en el estado de Tabasco.

El CPG La Venta cuenta con una batería de separación (o planta deshidratadora) donde se recibe la producción del Activo BS04, el cual está integrado por los siguientes sectores:

- Cinco Presidentes - San Ramón.
- Rabasa.
- Ogarrio.
- Contratos Integrales. Aquí se incluyen los campos maduros asignados a la empresa Petrofac México, S.A. de C.V.

La función de la batería es recibir las diversas corrientes de crudo con gas asociado y tratarlas para cumplir con la especificación de sal en crudo (igual o menor a 50 LMB) y agua y sedimento (igual o menor a 0.5%vol.) para ser entregado a PEMEX Transformación Industrial y procesado en las refinerías, o bien para crudo de exportación. El gas separado entregarlo al mismo CPG La Venta para su distribución.

El crudo procesado es una mezcla de corrientes de aceites parafinosos y ligeros, de 27-34°API, que se extrae de los pozos de los Sectores del Activo BS04 y enviados mediante ductos a la batería de separación ubicada dentro del CPG La Venta.

El crudo La Venta se caracteriza por su alto contenido de agua y parafinas, lo cual dificulta el proceso de deshidratación ya que el agua y la parafina provocan emulsiones más estables lo cual causa serios problemas de operación.



Descripción del Proceso.

El crudo que se extrae de pozos (82,000 barriles por día en promedio) pasa por un paquete de separación de gas el cual es enviado posteriormente a tratamiento para eliminar los componentes ácidos. El crudo despuntado, que ya se le separó el gas, se recibe en la batería de separación en donde se divide en dos líneas de proceso, una para el proceso de deshidratación “en frío” (30-40°C) y otra para el proceso de deshidratación en caliente o térmico, pasando por un tren de calentamiento de gas combustible donde se le incrementa la temperatura a 70°C. La diferencia en ambos procesos radica en que el crudo tratado “en frío” contiene menor cantidad de agua y sal, por lo que su tratamiento es más sencillo y no requiere calentamiento, el cual consume gas combustible e incrementaría el costo.

El proceso de deshidratación en frío tiene una capacidad de diseño de 30,000 barriles por día (bpd) y el proceso de deshidratación en caliente tiene una capacidad de diseño de 140,000 bpd.

Para llevar a cabo el proceso de deshidratación, la planta cuenta con un tanque deshidratador, un desnatador para tratamiento de agua congénita, tanques de almacenamiento, tren de calentamiento y vasijas electrostáticas.

En el proceso térmico, el aceite que sale del tren de calentamiento es enviado a las vasijas electrostáticas donde, mediante la acción combinada de productos químicos, corriente eléctrica, tiempo de residencia y la configuración misma de las vasijas, se rompe la emulsión y se separa el agua y sedimentos por la parte baja y por la parte superior o “espejo” (que es la superficie donde se encuentra el aceite más limpio) se obtiene un crudo con el contenido de agua y sedimentos especificados para su venta.

El proceso en frío se lleva a cabo mediante la inyección de productos químicos y el tiempo de reposo en el tanque deshidratador.

Al final se mezclan las corrientes “fría” y “caliente” para integrar una sola que es la que se envía como producción.

Un factor importante es monitorear de forma continua en el proceso las características del crudo, contenido de sal (cloruros de sodio, calcio y magnesio), agua, parafinas, asfaltenos, así como el programa de intervención de pozos.

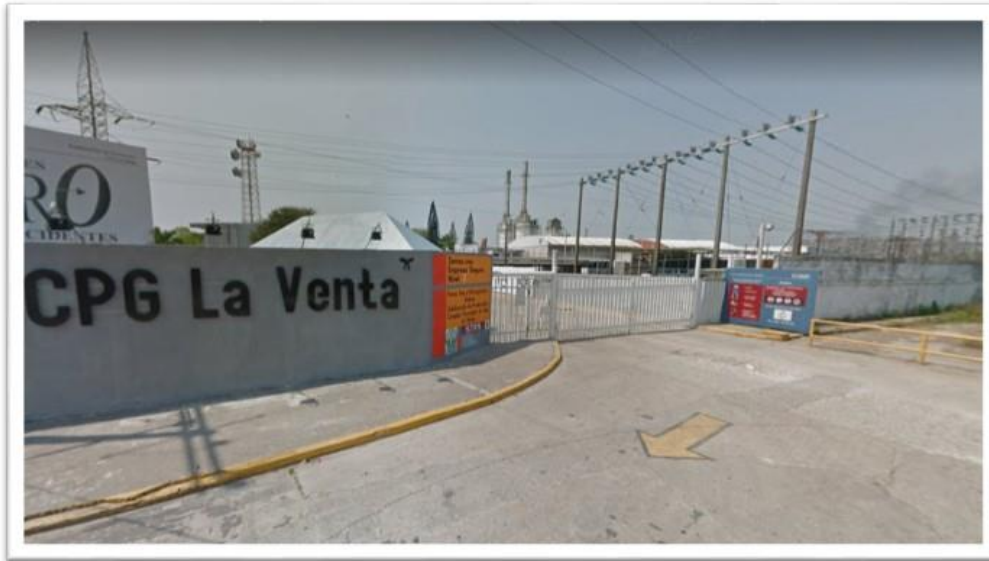


Foto 5.1. Complejo Procesador de Gas La venta.

5.2. Batería de separación Arenque en Cd. Madero, Tamaulipas.

Manejo del crudo Arenque en la batería de separación Arenque de la Subdirección de tratamiento y Logística Primaria de PEMEX Logística.

El crudo Arenque es un aceite parafinoso y ligero, de 34°API, que se extrae de las plataformas marítimas localizadas en las cercanías a la costa de Cd. Madero, Tamaulipas. De allí es enviado a tierra mediante ductos submarinos a la batería de separación Arenque de la Subdirección de tratamiento y Logística Primaria de PEMEX Logística, en donde la finalidad es separar el gas asociado y tratar el crudo para reducir el contenido de sal en crudo a valores menores o iguales a 50 LMB y de agua y sedimentos congénitos a valores menores o iguales a 0.5%vol. para su posterior entrega a la Refinería “Francisco I. Madero”.

El crudo Arenque también presenta un alto contenido de parafinas lo que, al igual que en el crudo La Venta, dificulta el proceso de deshidratación.

Descripción del Proceso.

El crudo que se recibe de plataformas (un estimado de 9,000 barriles por día) llega a la batería de separación y pasa por un tren de separadores verticales de alta y baja presión (18 Kg/cm² y 6 Kg/cm²) en donde se le extrae el gas asociado el cual después pasa a un rectificador para su envío a Refinería.

Por otro lado, el aceite que sale de los separadores es enviado a un tanque deshidratador con una capacidad de 55,000 barriles en el cual; mediante la

acción combinada de productos químicos, tiempo de residencia y la configuración misma del tanque, se separa el agua y los sedimentos por la parte baja del tanque y por la parte superior o “espejo” (que es la superficie donde se encuentra el aceite más limpio) sale un crudo con el contenido de agua y sedimentos especificados para su envío a Refinería.



Foto 5.2. Batería de Separación Arenque.

5.3. Uso y ventajas del producto desemulsificante en baterías de separación.

En el petróleo crudo, las emulsiones se comienzan a formar desde el yacimiento por agentes emulsificantes naturales y sedimentos. Al ser extraído y viajar por la tubería debe pasar por una infinidad de accesorios y equipos como árboles de producción, preventores, válvulas, codos, reducciones y bombas en los cuales, por acción del flujo, se favorece el mezclado y la formación de minúsculas gotas de agua e hidrocarburo que se mezclan de forma violenta formando emulsiones que a veces pueden romperse por sí solas con el tiempo o que, por efecto de los agentes emulsificantes, permanece y es necesario romper con la aplicación de aditivos.

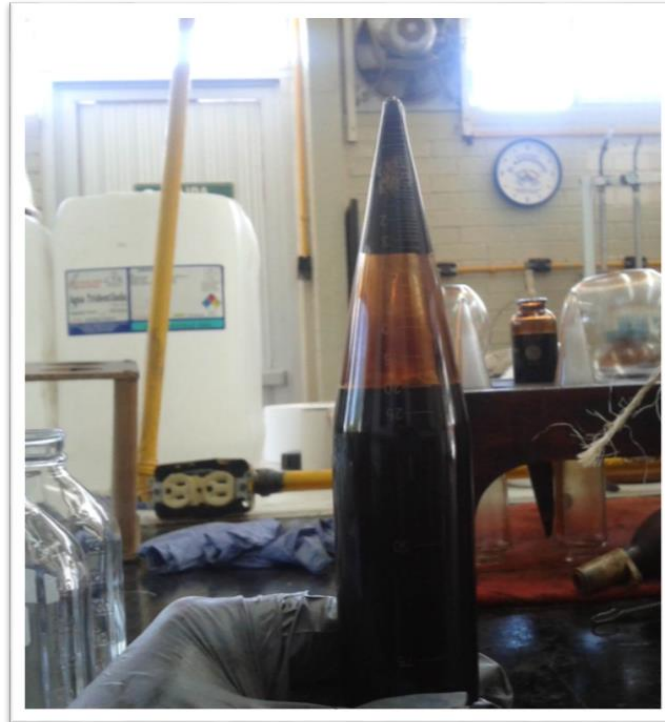


Foto 5.3. Emulsión presente en el crudo.

El producto químico a aplicar para la deshidratación del crudo debe considerar todo lo anterior para ofrecer una eficiencia que permita cumplir con los parámetros de agua, sedimentos y sal, especificados por PEMEX. Un desemulsionante debe ser desarrollado en función del tipo de crudo que se pretenda tratar y, de preferencia, se deben realizar las pruebas de laboratorio en las propias instalaciones de procesamiento. En cuestión de horas un crudo puede cambiar drásticamente dependiendo de la cantidad de hidrocarburos ligeros, parafinas, ácido sulfhídrico y emulsión presentes. Conforme pasa el tiempo, en una muestra de crudo las emulsiones tienden a hacerse más estables y difíciles de romper por la precipitación de asfaltenos y la cristalización de parafinas formando una capa cerosa que únicamente podremos disolver con calentamiento; además, si el recipiente de muestreo no es hermético, los hidrocarburos más ligeros comienzan a escapar alterando la densidad del crudo y este comienza a degradarse en presencia del oxígeno presente en el aire. En suma, lo recomendable es realizar la formulación de los productos químicos en los centros de procesamiento para mantener lo más posible las condiciones originales del crudo.

Para obtener el máximo rendimiento del producto desemulsificante, hay que tomar en cuenta donde ubicaremos el o los puntos de inyección que permitan la mayor integración con la corriente de crudo. Por conveniencia, el aditivo debe dosificarse desde la salida de pozos, al interior de los pozos por tubería capilar, y en la corriente de entrada de la planta, así tendrá mayor tiempo para ejercer su función. Debemos buscar un punto cerca a la descarga de una

bomba para que se mezcle con el hidrocarburo aprovechando el flujo. En campos costa afuera, se debe instalar puntos de inyección en las plataformas marinas de tal forma que se aproveche el tiempo que tarda en llegar a la Batería en tierra para ir suavizando la emulsión y humectando los sedimentos. No debemos olvidar que en plataformas marinas el espacio es restringido y la logística implica mayores costos, por lo que debemos llevar a cabo un estudio costo-beneficio con análisis detallados en laboratorio que permitan definir si la inyección de producto a bordo es lo más recomendable o bien, si el reactivo puede ser inyectado en el punto de llegada a tierra.

En la actualidad, la calidad así como la cantidad del crudo que se extrae va en decremento ya que al inicio de la producción el crudo prácticamente no contiene agua ni sedimentos ya que estos dos últimos, por diferencia de densidades, tienden a irse al fondo. Entonces, conforme vamos extrayendo el crudo, nos acercamos cada vez más a la interfase con el agua, que es la parte donde encontramos el crudo más sucio.

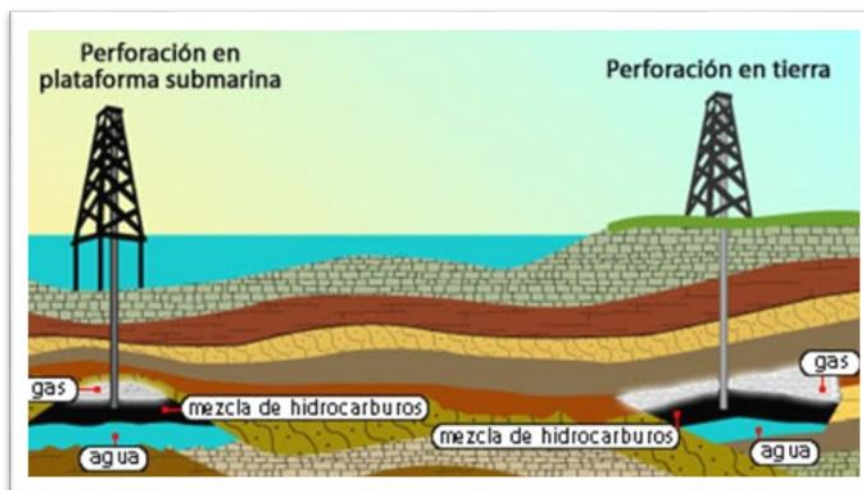


Figura 5.2. Esquema de pozos petroleros costa adentro y costa afuera.

Este efecto lo podemos ver directamente en los tanques de almacenamiento y deshidratadores, en los que podemos hacer lo que se denomina perfilado de tanque, que es tomar muestras a diversas alturas y analizar el agua, emulsión y sedimento con el método ASTM D4007 y sal en crudo con el método ASTM D3230, los cuales se detallan más adelante.



Altura de la toma de muestra (metros)	Agua libre (%vol.)	Emulsión (%vol.)	Agua total (%vol.)	Sedimento (%vol.)
14	0.1	0.0	0.1	0.0
12	0.3	0.0	0.3	0.0
10	10	2.0	10.0	0.0
8	30	5.0	32.0	Trazas
6	40	10.0	45.0	Trazas
4	60	10.0	65.0	0.2
2	100.0	0.0	100.0	0.0

Tabla 5.1. Ejemplo de Perfil de un tanque deshidratador.

Tenemos que considerar que el producto actúe solamente modificando propiedades físicas y no reaccione químicamente con el crudo o gas asociado, además debe ser compatible con los aditivos que se inyecten previamente a la salida de pozos (inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, mejoradores de flujo, etc.).

La aplicación del producto modifica la tensión superficial que existe entre el agua y el aceite favoreciendo la coalescencia de las gotas de agua y la humectación de sedimentos enviándolos al fondo de los tanques. El producto además puede tener un efecto dispersante de parafinas.

La ventaja que representa el uso de agentes químicos en las Baterías de Separación se ve reflejado en la disminución del tiempo de residencia del crudo en tanques deshidratadores, así como mantener condiciones de operación más nobles, es decir, sin fluctuaciones importantes que ocasionen arrastres de agua en el crudo y de crudo en el agua. Además evitar la cristalización de parafina.

La eficiencia máxima en el rompimiento de emulsión y separación de agua se obtendrá con las siguientes variables en su conjunto: la aplicación correcta de producto, condiciones de operación controladas y la configuración del tanque deshidratador.



Foto 5.4. Sistema de inyección de productos químicos instalado en pozos, que incluye tanque de almacenamiento y bomba neumática.

VI. Diseño de la metodología para formulación y evaluación de aditivos.

6.1. Selección de materias primas.

Para desarrollar un buen producto químico que se aplique a nivel industrial debemos evaluar una gama de básicos o materias primas disponibles comercialmente en calidad y cantidad suficiente que permita satisfacer la demanda futura del producto.

El producto final debe tener varias funciones: favorecer el rompimiento de emulsión aceite-agua, promover la coalescencia de las gotas de agua, humectar los sedimentos, definir la interfase aceite-agua, mantener dispersas las parafinas y, en crudos pesados, dispersar asfaltenos y mejorar el flujo.

Un solo básico no puede llevar a cabo todas las funciones por lo que se tiene que buscar el efecto combinado de varios productos integrados en una formulación. Para ello debemos de buscar la correcta sinergia de todos y cada uno de los componentes del producto, ya que existe la posibilidad de que al mezclarse pudieran interferir entre ellos debilitando o inhibiendo por completo su función.



6.2. Evaluación a nivel laboratorio.

Lo primero que debemos conocer son las especificaciones que debemos alcanzar con el tratamiento y el proceso industrial (por lo general un contenido máximo de 0.5% de agua y sedimentos, así como un máximo de 50 libras de sal por cada mil barriles de crudo), las condiciones de operación que se manejan (temperaturas, tiempos de residencia, etc.) y los equipos involucrados (tipos y capacidades de tanques deshidratadores, desaladoras electrostáticas, eliminadores de agua, etc.) para simular lo más posible estas condiciones en las pruebas de laboratorio.

Para el desarrollo de un aditivo debemos seguir una metodología que ayude a definir el producto adecuado para un proceso en específico. Cada proceso debe tener un producto desarrollado tomando en cuenta las condiciones inherentes al mismo.

Para seleccionar adecuadamente los básicos debemos primero evaluarlos por separado y definir cuáles son los que presentan mayor eficiencia en la propiedad que queremos atacar. Después hacemos pruebas de compatibilidad entre ellos para definir si el mezclado afecta el desempeño de cada uno de ellos.

Otra característica que deben cumplir es que deben ser compatibles con un solvente que sirve como vehículo.

Las pruebas que se llevan a cabo son:

a) Solubilidad en hidrocarburo/agua.

Los básicos empleados para tratar emulsiones agua en aceite por lo general deben ser solubles en hidrocarburo ya que su acción se lleva a cabo al ser integrado a la corriente de crudo, pero eso no impide que en la formulación podamos utilizar alguno soluble en agua e integrarlo con la ayuda de un alcohol. Las pruebas rápidas de solubilidad son llevadas a cabo en tubos de ensaye.

Equipo y material requerido

- a) Tubos de ensaye de aprox. 10 ml. con tapa roscada.
- b) Baño de temperatura constante.
- c) Agitador mecánico.
- d) Gradilla



Procedimiento

- Agregar en un tubo una cantidad de hidrocarburo, generalmente xileno, y en otro tubo agua y colocar en baño de calentamiento para alcanzar la temperatura de referencia.
- Añadir una alícuota del básico a evaluar a cada uno de los tubos y mezclar vigorosamente con ayuda del agitador mecánico (15 segundos) o de forma manual (30 segundos).
- Dejar reposar por aproximadamente 5 minutos para determinar si existe separación de fases y en qué proporción, o presencia de grumos en el tubo lo que indicaría que es insoluble o parcialmente soluble ya sea en el hidrocarburo o en agua.

b) Pruebas de botella.

En este procedimiento es usada una muestra de aceite crudo a deshidratar y se simula de forma estática el efecto del reactivo químico dosificado para alcanzar la especificación de agua y sedimento, así como de contenido de sal, tomando como referencia el tiempo de reposo y la temperatura real del proceso industrial. Las pruebas de botella ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo.

Equipo y material requerido

- a) Botellas oblongas graduadas de 160 ml. con tapa roscada.
- b) Baño de temperatura constante.
- c) Agitador mecánico.
- d) Pipetas graduadas de 1 ml y 2 ml con divisiones de 0.01 ml.
- e) Pipetas graduadas de 1 ml con divisiones de 0.01 y 0.001 ml.
- f) Jeringa semiautomática graduada de 10 ml.
- g) Micro jeringas graduadas.

Procedimiento

- Tomar una muestra representativa de crudo a la llegada a batería cuidando de que no haya sido aplicado previamente algún desemulsificante y registrar la temperatura del crudo. Colocar la muestra de preferencia en una hielera aislante.
- Una vez en el laboratorio, mantener la muestra en el baño de calentamiento a la misma temperatura del proceso.



- Determinar el contenido de sal (ASTM D3230), así como de agua, emulsión y sedimento (ASTM D4007) a la muestra representativa de crudo.
- Agitar la muestra para homogeneizar y llenar inmediatamente las botellas oblongas con la muestra de crudo hasta la marca de 100 ml etiquetándolas con un número progresivo. Colocarlas en el baño de calentamiento.
- Se dosifica el reactivo a evaluar a diferentes concentraciones, siempre considerando dejar una de las botellas sin dosificar para tomarla como referencia (blanco).
- Colocar las tapas y asegurarse de que no haya fuga.
- Colocar las botellas en el agitador mecánico y asegurarlas para evitar que se puedan romper. Agitarse durante uno o dos minutos dependiendo de la viscosidad del crudo para asegurar un mezclado homogéneo y evitando una sobre agitación que puede causar emulsiones estables. Cuando manejamos crudos ligeros, la agitación puede llevarse a cabo de forma manual.
- Transcurrido el tiempo de agitación, se retiran las botellas del agitador mecánico, se desfoga la presión de las botellas y se colocan en reposo en el baño de calentamiento a la temperatura y tiempo de referencia del proceso. El tiempo de reposo estará definido por la cantidad y capacidad de los tanques deshidratadores, así como del flujo.
- Realizar observaciones periódicas de cantidad y calidad de agua separada, definición de interfase y registrarlas en bitácora. Transcurrido el tiempo de reposo, realizar la lectura final.
- Se procede a ejecutar la prueba de sal en crudo conforme al método ASTM D3230. Con una pipeta volumétrica o con una jeringa se toman 10 ml de la muestra de la parte central del volumen del crudo contenido en la botella y se efectúa la determinación del contenido de sal en aceite crudo.
- Posteriormente se determina el contenido de agua y sedimento en crudo. Con una pipeta volumétrica o jeringa se toman 25 ml de muestra de la parte central del volumen del crudo contenido en la botella, y se centrifuga siguiendo el método ASTM D4007.
- Comparamos los resultados para determinar que aditivo mostró un mejor desempeño y a que dosificación.



Foto 6.1. Prueba de botella.



Foto 6.2. Prueba de botella. Observación de cantidad y calidad de agua separada, así como calidad de interfase.

c) Pruebas en desaladora electrostática portátil.

Un procedimiento alternativo a la prueba de botella es el empleo de unas desaladoras electrostáticas portátiles (foto 6.3.), en las cuales se simula la deshidratación y desalado de crudo mediante la aplicación conjunta de productos químicos y un campo eléctrico que acelera el proceso de coalescencia de las gotas de agua, para posteriormente precipitarla al fondo.

En la prueba de laboratorio, se trabaja a un máximo de voltaje de 3000-4500 y una temperatura máxima de 90-130°C dependiendo del modelo de equipo con el que se cuente. Los equipos cuentan con 8 celdas de prueba simultáneas.

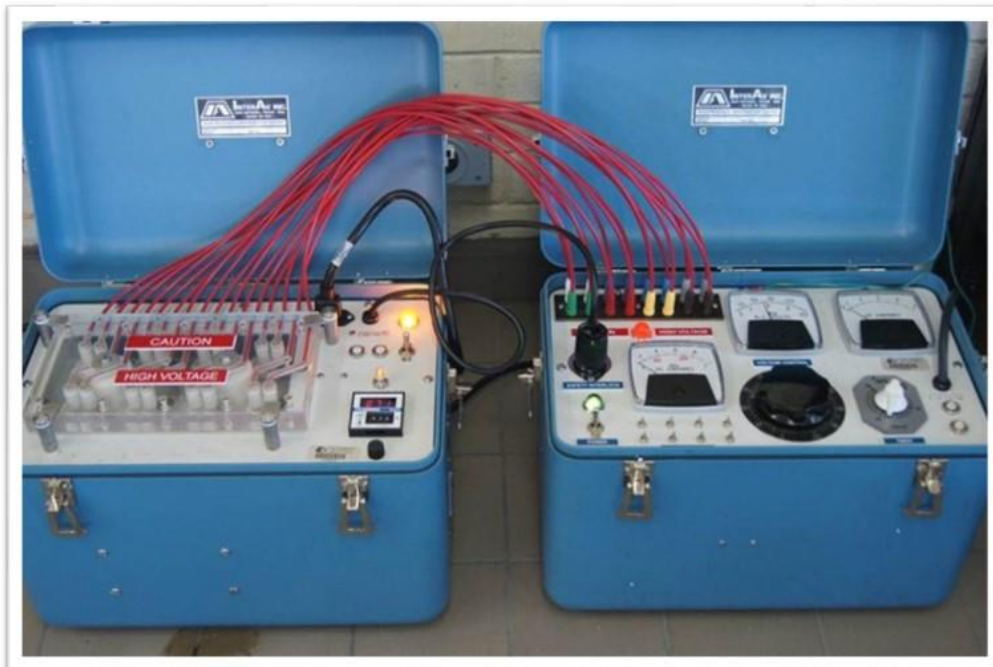


Foto 6.3. Desaladora electrostática portátil.

Procedimiento

- Determinar el contenido de sal (ASTM D3230), así como de agua, emulsión y sedimento (ASTM D4007) a la muestra representativa de crudo.
- Conectar la desaladora portátil, seleccionar la temperatura de prueba y encender el calentamiento.
- Colocar en un agitador 1 litro de muestra representativa de crudo y agregar 3-5% de agua de lavado, tratando de mantener las temperaturas reales del proceso para ambas corrientes. Dependiendo de la viscosidad



del crudo, será el tiempo de agitación de tal forma que se simule lo más posible la emulsión presentada a la entrada de la desaladora en la Planta Industrial, evitando formar una emulsión estable. Para crudos muy ligeros, la agitación puede ser de forma manual.

- Llenar cada uno de los tubos de vidrio cónicos hasta la marca de 100 ml y etiquetarlos con un número progresivo. Colocarlos en un baño de calentamiento a la temperatura de la prueba.
- Se dosifican los reactivos a evaluar, siempre considerando dejar una de las botellas sin dosificar para tomarla como referencia (blanco).
- Colocar los tapones y asegurar que no haya fuga.
- Agitar los tubos manualmente o con ayuda de un agitador mecánico, durante un tiempo establecido dependiendo de la viscosidad del crudo y las condiciones del proceso.
- Transcurrido el tiempo de agitación, se colocan los tubos en las celdas de la desaladora.
- Aplicamos el voltaje colocando el temporizador en 10 minutos. Transcurrido el tiempo, la corriente eléctrica se cortará automáticamente y procedemos a realizar las observaciones de cantidad y calidad de agua separada, así como definición de interfase.
- Aplicamos el voltaje por 10 minutos más y realizamos observaciones de cantidad y calidad de agua separada, así como definición de interfase.
- Nuevamente aplicamos voltaje por 10 minutos. Transcurrido el tiempo, procedemos a realizar las observaciones finales de cantidad y calidad de agua separada, así como definición de interfase. El tiempo de prueba podrá ajustarse de acuerdo con resultados observados.
- Se toman muestras de la parte media de la porción de crudo y se procede a ejecutar las pruebas de contenido de sal en aceite crudo conforme al método ASTM D3230 y de agua y sedimento por centrifugación, siguiendo el método ASTM D4007.
- Comparamos los resultados para determinar que aditivo mostró un mejor desempeño y a que dosificación.

A nivel industrial, las desaladoras electrostáticas (foto 6.4.) manejan transformadores que pueden aplicar voltajes que van desde 16,000 hasta 30,000 voltios, aunque el voltímetro instalado en la desaladora para detectar que voltaje realmente está pasando por el crudo en operación normal puede ir

desde 300 hasta 500 volts y un amperaje de 80-100 con una temperatura que puede ir desde los 95°C hasta los 150°C. Para su operación, se requiere inyectar previamente de agua de lavado en un rango del 3-5% y provocar un buen mezclado con el crudo mediante el paso por una válvula “mezcladora”.

Dependiendo del tipo de crudo a tratar, la eficiencia de deshidratación en una desaladora electrostática industrial es de aproximadamente el 95% y si se manejan dos equipos en serie puede alcanzar hasta el 99%.



Foto 6.4. Desaladoras electrostáticas industriales.

d) Determinación de HLB.

Este método es usado también para determinar la solubilidad en hidrocarburo o agua.

Procedimiento

- Preparar la mezcla de disolventes para número de agua como sigue: en un matraz aforado de 1 litro, adicionar 40 ml. de benceno y aforar a 1 litro con dioxano. Agitar hasta la disolución total.
- Pesar 1+0.05 gramos de producto tensoactivo en un matraz Erlenmeyer y se agregan con bureta 30 ml. de la mezcla de disolventes número de agua. Agitar hasta disolución total.



- Titular mediante bureta gota a gota con agua destilada hasta la primera turbidez que persista por un minuto o más.

El volumen gastado de agua en ml. corresponderá al número de agua del producto en cuestión. Menor a 13 corresponde a un producto insoluble en agua y soluble en hidrocarburo, de 13 a 17 corresponde a un producto dispersable en agua y soluble en hidrocarburo y con valores mayores a 17, serán para productos completamente solubles en agua.

e) Determinación de sal en crudo (conforme a ASTM D3230).

Este método cubre la determinación de la concentración aproximada de cloruros (sales) en aceite crudo. El rango de concentración cubierto es de 0 a 500 mg/kg o de 0 a 150 LMB como concentración de cloruro/volumen de aceite crudo.

Este método es utilizado para determinar el contenido aproximado de cloruros en aceites crudos, es importante para decidir cuándo un crudo requiere desalado. Así mismo se puede evaluar la eficiencia del proceso de desalado.

Un excesivo nivel de cloruros en el aceite crudo frecuentemente causa altas velocidades de corrosión en las unidades de refinación así como detrimento de los catalizadores usados en esas unidades.

Sal en aceite crudo: comúnmente cloruros de sodio, calcio y magnesio disueltos. El método mide la conductividad en aceite crudo, debido a la presencia de estos. También pueden estar presentes otros cloruros inorgánicos y orgánicos, así como metales que pueden interferir con la lectura.

Procedimiento

- Colocar en una probeta graduada con tapón esmerilado, 15 ml. de xileno grado reactivo analítico.
- Con una pipeta de entrega total, añadir 10 ml. de crudo.
- Sin retirar la pipeta de la probeta, enjuagar con xileno grado reactivo analítico la pipeta hasta que quede libre de crudo.
- Aforar hasta la marca de 50 ml. con xileno.
- Tapar la probeta y agitar vigorosamente durante 60 segundos.
- Aforar hasta la marca de 100 ml. con mezcla de alcoholes, la cual se prepara mezclando 63% de 1-butanol grado reactivo analítico, 37% de

metanol anhidro grado reactivo analítico y, por cada litro de esta mezcla, añadir 3 ml. de agua bidestilada.

- Tapar la probeta y agitar vigorosamente durante 30 segundos.
- Dejar reposar la solución por 5 minutos.
- Una vez transcurridos los 5 minutos, verter la solución en un vaso de precipitados de 100 ml. tipo berzelius (sin pico).
- Inmediatamente, colocar los electrodos del salinómetro dentro de la solución en el vaso, asegurándose que las placas de los electrodos queden por debajo de la superficie de la solución.
- Realizar la lectura y, de la curva de calibración del equipo, leer el valor de sal en crudo en libras por cada mil barriles (LMB o PTB por sus siglas en inglés).



Foto 6.5. Salinómetro digital.

f) Determinación de agua y sedimento (conforme a ASTM D4007).

Este método de prueba describe la determinación en laboratorio de agua y sedimento de aceites crudos por medio de un procedimiento centrífugo (conforme a ASTM D4007). Es un método aproximado, ya que la cantidad de



agua y sedimento determinado por este medio es siempre menor al real. Cuando se requiere una alta precisión, es recomendable usar el método de agua por destilación ASTM D4006, y el de sedimento por extracción ASTM D473.

En el método ASTM D4007, se colocan volúmenes iguales de aceite crudo y tolueno saturado de agua en un tubo graduado y se centrifuga, después se lee en el fondo del tubo el contenido de agua y sedimento. También es útil para medir el contenido de emulsión.

Conocer el contenido de agua y sedimento en un crudo es importante para determinar el volumen real de aceite. Entre menor cantidad de agua y sedimento presente un aceite crudo, su valor comercial será mayor. Además, el agua y sedimento, junto con las sales disueltas, son contaminantes que causarán problemas de corrosión en equipos y líneas, así como de procesamiento por ensuciamiento y envenenamiento de catalizadores.

Procedimiento

- Calcular la velocidad mínima necesaria en revoluciones por minuto (r/min) como sigue:

$$r/\text{min} = 1335 \sqrt{(\text{rcf}/d)}$$

rcf = fuerza centrífuga relativa, debe ser mínimo 600 y

d = diámetro del giro medido entre las puntas de los tubos opuestos en posición de rotación, en milímetros (mm), o

$$r/\text{min} = 265 \sqrt{(\text{rcf}/d)}$$

d = diámetro del giro medido entre las puntas de los tubos opuestos en posición de rotación, en pulgadas (in).

- Colocar en dos tubos centrífugos graduados, tolueno saturado con agua hasta la marca de 50%. Debe saturarse con agua (destilada o de la llave, es indistinto) debido a que ésta es soluble en el tolueno en una cantidad significativa. Si no fuese saturado el tolueno, una fracción del agua contenida en el crudo sería atrapada lo cual nos causaría una lectura de agua menor.
- Agregar el aceite crudo hasta llegar a la marca de 100%.
- Añadir dos gotas de desemulsificante (aprox. 0.2 ml). Para determinar el contenido de emulsión, omitir este paso, pero el análisis deberá realizarse a la temperatura real de proceso.
- Tapar los tubos e invertir varias veces para asegurar que el solvente y el aceite crudo se mezclen uniformemente. Al invertir el tubo, el crudo no debe quedar pegado en el fondo.

- Colocar los tubos centrífugos en un baño de calentamiento a 60°C durante 15 min. Para crudos parafinosos la temperatura puede ser de 70°C, a fin de disolver los cristales de parafina que pudiesen estar presentes.
- Sacar los tubos del baño, secarlos y de inmediato colocarlos en una centrífuga en lados opuestos para que estén equilibrados, de preferencia que cuente con sistema de calentamiento y ajustada a la misma temperatura del baño. Centrifugar por 10 min. a la velocidad calculada.
- Después de centrifugar, registrar inmediatamente la cantidad de agua y sedimento presente. Colocar nuevamente los tubos en la centrífuga y, sin agitar, volver a centrifugar por otros 10 min. a la misma velocidad. Repetir esta operación hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante para dos lecturas consecutivas. En general, no más de dos centrifugaciones son requeridas.
- En caso de que se presente emulsión, añadir dos gotas más de desemulsificante, agitar y repetir la centrifugación.

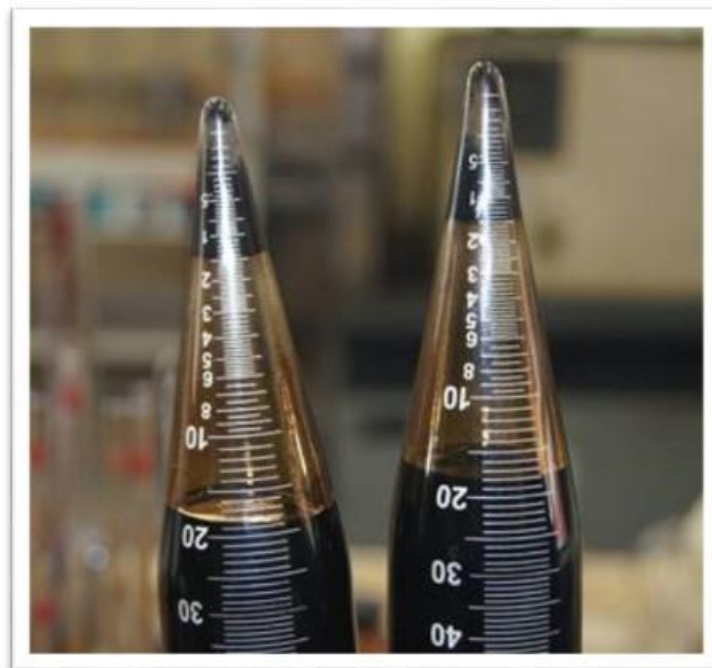


Foto 6.6. Determinación de agua, sedimento y emulsión en crudo.



Foto 6.7. Centrífuga con calentamiento para determinación de agua y sedimento en crudo.

g) Miscibilidad-Integración de componentes en la formulación.

Esta prueba sirve para determinar la estabilidad que tendrá el producto formulado, ya que es el resultado de la acción de 2 o más básicos que deben tener sinergia para una acción efectiva.

Cuando el producto es formulado, debe conservar sus propiedades por un periodo de tiempo que abarca desde su almacenamiento, transporte a la planta donde se pretende inyectar, y el tiempo que estará almacenado en el contenedor hasta su aplicación. La experiencia muestra que hay productos en los cuales los básicos no se integran totalmente y, pasadas unas horas, se separan.



Foto 6.8. Ejemplo de productos compatibles.



Foto 6.9. Ejemplo de productos no compatibles.

6.3. Resultados de la evaluación en laboratorio.

Para el desarrollo del producto se tomó como base el crudo de llegada a la batería de separación del Complejo Procesador de Gas de La Venta, Tabasco; operada por PEMEX Exploración y Producción, así como una serie de básicos disponibles comercialmente de diversas compañías para la formulación del producto desemulsificante.

Las familias químicas que se utilizan para el tratamiento de petróleo crudo son principalmente resinas fenólicas ramificadas, etoxiladas y propoxiladas de peso molecular entre 4000 – 5000 g-mol; polioles polimerizados propoxilado de peso molecular de 8000 g-mol; polioxialquilen glicoles de peso molecular de 1400 – 2000 g-mol; y pluracoles de aprox. 3000 g-mol de peso molecular, respectivamente, las cuales se utilizan como: coalescedor, rompedor, limpiador de agua separada y definidor de la interfase aceite-agua.

También se determinó la metodología adecuada para realizar la evaluación a nivel laboratorio de los básicos para la separación de fases.

Las evaluaciones de selección de básicos se realizaron en pruebas de botella, donde se observa el rompimiento de la emulsión, la elasticidad de la interfase, la calidad del agua y la rapidez de separación de ésta.

Mediante esta prueba se seleccionaron los básicos que realizarán la función de rompedor de emulsión, definidor de interfase, limpiador de agua y el coalescedor. Cabe mencionar que las evaluaciones se realizaron con las condiciones que se mencionan a continuación:

Crudo a tratar	Mezcla CPG La Venta
Temperatura	40 °C
Dosificación de básicos a evaluar	20-100 ppm
Tiempo de residencia	30 minutos

Tabla 6.1. Condiciones de las evaluaciones a nivel laboratorio.

La composición de la corriente de crudo de llegada a la batería del CPG La Venta varía en función a los bombeos que realiza el Activo de Producción y los campos que lo componen, tal como: Bacal, Blasillo, Cinco Presidentes, El Plan, Los Soldados, Ogarrio, Otates, Rodador, San Ramón, Sánchez Magallanes y ocasionalmente los que reciben del Activo Samaria Luna y sus campos: Samaria, Íride, Cunduacán, etc.

Por lo general se esperaría que el crudo de un mismo activo fuese similar en todos sus campos pero no es así. Las características del crudo varían entre los campos pudiendo ser crudo ligero o pesado, parafínico, con alto porcentaje de agua, asfaltenos.

Para bombear crudo a la batería, hay campos en donde primero se debe extraer el suficiente petróleo de los pozos para llenar los tanques de almacenamiento (foto 6.10.), que pueden ser de 5 a 20 mil barriles y el tiempo que tarde dependerá de la producción de los campos, por lo general la capacidad de los tanques se diseña para ser llenados en un máximo de dos días. Una vez llenos los tanques, el crudo es bombeado a la batería de separación o panta deshidratadora. Por esta razón, la calidad de crudo que se recibe en batería es variable y está en función de la programación de bombeos de cada campo.



Foto 6.10. Tanques de almacenamiento de crudo para su envío a baterías de separación.

De los análisis realizados a muestras de varios días, se determinó la siguiente caracterización:

Parámetro	Método	Resultado
Agua libre (%vol.)	ASTM D4007	10.0 - 70.0
Emulsión (%vol.)		15.0 - 40.0
Sedimento (%vol.)		Trazas
Agua Total (%vol.)		18.0 - 80.0
°API (adimensional)	ASTM D1298	27 - 29
Sal (LMB)	ASTM D3230	1900-5000

Tabla 6.2. Caracterización crudo mezcla CPG La Venta.

◆ Evaluación 1. Selección de básicos separadores de agua-rompedores de emulsión.

Se procedió a realizar las pruebas de botella para desarrollar la formulación adecuada para su tratamiento. En primer lugar evaluaremos los productos separadores de agua, de ahí integraremos los productos limpiadores de agua y definidores de interfase para, al final, lograr la formulación adecuada en el tratamiento del crudo mezcla CPG La Venta.

Condiciones iniciales de la muestra:

- Crudo mezcla CPG La Venta.
- Temperatura 40°C
- Agua libre: 28%
- Emulsión: 15%
- Agua total: 35%
- Tiempo de reposo: 30 minutos.

Botella No.	Reactivo	Dosific. Ppm	Agua Separada %	Calidad agua separada			Limpieza de crudo			Agua libre, emulsión y agua total*		
				S	R	L	M	R	B	%AL	%EM	%AT
1	Básico SA1	20	18	X				X		10	10	15
2		40	25	X				X		7	5	10
3		60	25	X				X		8	5	10
4		80	25	X				X		7	5	10
5		100	23	X				X		8	7	11
6	Básico SA2	20	15	X			X			10	12	17
7		40	15	X			X			10	10	15
8		60	20	X			X			10	8	14
9		80	22	X			X			9	8	12
10		100	20	X			X			10	10	14
11	Básico SA3	20	10	X			X			18	12	24
12		40	12	X			X			14	12	20
13		60	12	X			X			14	10	22
14		80	15	X			X			11	10	17
15		100	15	X			X			12	10	17
16	Básico SA4	20	20		X			X		12	6	14
17		40	25		X			X		8	6	10
18		60	25		X			X		6	6	9
19		80	27		X			X		5	4	7
20		100	25		X			X		7	4	9
21	Básico SA5	20	22		X			X		9	6	12
22		40	22		X			X		8	6	12
23		60	26		X			X		6	4	8
24		80	28		X			X		5	4	7
25		100	28		X			X		5	4	7

M: Mala, R: Regular, B: Buena, S: Sucia, L: Limpia

* Se determina tomando una muestra de crudo de 25 ml. de la botella, a la mitad del nivel de la fase de crudo.

Tabla 6.3. Selección de básicos separadores de agua-rompedores de emulsión.

Botella No.	Reactivo	Dosific. Ppm	Agua Separada %	Calidad agua separada			Limpieza de crudo			Agua libre, emulsión y agua total*		
				S	R	L	M	R	B	%AL	%EM	%AT
26	Básico SA6	20	18		X			X		12	8	16
27		40	20		X			X		10	8	15
28		60	22		X			X		9	7	12
29		80	25		X			X		6	4	9
30		100	25		X			X		7	4	10
31	Básico SA7	20	15		X			X		12	10	18
32		40	20		X			X		10	9	14
33		60	20		X			X		10	8	15
34		80	23		X			X		7	8	10
35		100	22		X			X		8	8	12
36	Básico SA8	20	25		X			X		5	4	8
37		40	25		X			X		5	4	8
38		60	28		X			X		2	2	4
39		80	30		X			X		2	2	4
40		100	30		X			X		3	2	5
41	Básico SA9	20	10	X			X			20	12	25
42		40	15	X			X			15	10	20
43		60	15	X			X			14	10	20
44		80	12	X			X			17	10	22
45		100	12	X			X			16	10	22
46	Básico SA10	20	15		X			X		12	10	18
47		40	20		X			X		10	10	14
48		60	20		X			X		10	10	14
49		80	22		X			X		8	10	12
50		100	20		X			X		10	10	14
51	Blanco	0	8	X			X			20	15	27

M: Mala, R: Regular, B: Buena, S: Sucia, L: Limpia

Se determina tomando una muestra de crudo de 25 ml. de la botella, a la mitad del nivel de la fase de crudo.

Tabla 6.4. Selección de básicos separadores de agua-rompedores de emulsión (continuación).

De los resultados, podemos identificar a los básicos 8, 5 y 4 como los de mejor desempeño, seguido de los productos 1 y 6, ya que presentan la mayor separación de agua, rompimiento de emulsión y menor cantidad de agua total en la fase aceite. Las dosificaciones más efectivas fueron en el rango de 60-80 ppm. Las dosis por arriba de 100 ppm pueden hacer que la emulsión se establezca y obtendríamos el efecto contrario al que deseamos y además, desde el punto de vista económico, dosificar grandes cantidades de reactivo resulta muy caro y en ese caso es más conveniente invertir en equipo de proceso como desaladoras electrostáticas.

Ahora el siguiente paso es reforzar el reactivo separador de agua-rompedor de emulsión, con productos dispersantes de parafinas, definidores de interfase y limpiadores de agua.

◆ **Evaluación 2. Combinación de básicos separadores de agua con productos limpiadores de agua.**

Condiciones:

- El limpiador de agua se evaluó a una dosificación de 20 ppm máx.
- Crudo mezcla CPG La Venta.
- Temperatura 40°C
- Tiempo de reposo: 30 minutos.

Botella No.	Reactivo	Dosific. Ppm	Agua Separada %	Calidad agua separada			Limpieza de crudo		
				S	R	L	M	R	B
1	Básicos SA4 + LA1	40/20	25			X		X	
2		60/20	25			X		X	
3		80/20	27			X		X	
4	Básicos SA5 + LA1	40/20	22			X			X
5		60/20	26			X			X
6		80/20	28			X			X
7	Básicos SA8 + LA1	40/20	25			X			X
8		60/20	28			X			X
9		80/20	30			X			X
10	Básicos SA4 + LA2	40/20	25		X			X	
11		60/20	25		X			X	
12		80/20	27		X			X	
13	Básicos SA5 + LA2	40/20	22		X			X	
14		60/20	26		X			X	
15		80/20	28		X			X	
16	Básicos SA8 + LA2	40/20	25		X			X	
17		60/20	28		X			X	
18		80/20	30		X			X	
19	Básicos SA4 + LA3	40/20	25		X			X	
20		60/20	25		X			X	
21		80/20	27		X			X	
22	Básicos SA5 + LA3	40/20	22		X			X	
23		60/20	26		X			X	
24		80/20	28		X			X	
25	Básicos SA8 + LA3	40/20	25			X			X
26		60/20	28			X			X
27		80/20	30			X			X

M: Mala, R: Regular, B: Buena, S: Sucia, L: Limpia.

Tabla 6.5. Selección de básicos limpiadores de agua.

De los básicos limpiadores de agua evaluados, el LA1 presentó el mejor desempeño en conjunto con los básicos SA5 y SA8, dejando un agua separada limpia sin rastros de hidrocarburo. El básico LA2 no marcó diferencia en la limpieza de agua y el básico LA3 sólo funciona en conjunto con el SA8.

El crudo mezcla CPG La Venta es parafínico, por lo cual a baja temperatura la emulsión tiende a estabilizarse por la cristalización de la parafina cerca de la interfase aceite-agua retrasando con ello la acción del producto desemulsionante. Para eliminar por completo la emulsión, se evaluó el producto IMP-IP-1 que es inhibidor de parafinas.

Botella No.	Reactivo	Dosific. ppm	Agua Separada %	Calidad agua separada			Limpieza de crudo			Agua libre, emulsión y agua total*			Sal LMB
				S	R	L	M	R	B	% AL	% EM	% AT	
1	SA5 + LA1+ IMP-IP-1	20/20/10	28			X			X	6	1	6	75
2		30/20/10	30			X			X	4	0	4	48
3		40/20/10	32			X			X	3	0	3	48
4		50/20/10	30			X			X	4	0	4	57
5	SA5 + LA3+ IMP-IP-1	20/20/10	26		X			X		6	2	7	85
6		30/20/10	30		X			X		5	0	5	68
7		40/20/10	30		X			X		4	0	4	52
8		50/20/10	30		X			X		4	0	4	54
9	SA8 + LA1+ IMP-IP-1	20/20/10	30			X			X	4	0	4	54
10		30/20/10	32			X			X	2	0	2	47
11		40/20/10	32			X			X	2	0	2	38
12		50/20/10	32			X			X	2	0	2	41
13	SA8 + LA3+ IMP-IP-1	20/20/10	28			X			X	6	0	6	70
14		30/20/10	30			X			X	4	0	4	54
15		40/20/10	32			X			X	2	0	4	56
16		50/20/10	32			X			X	2	0	4	52
17	Blanco	0	8	X			X			20	15	27	450

M: Mala, R: Regular, B: Buena, S:Sucia, L:Limpia.

Tabla 6.6. Evaluación de inhibidor de parafinas.

Con la aplicación del inhibidor de parafinas IMP-IP-1, se eliminó la emulsión que no pudo romper el desemulsionante, por lo que el agua pudo coalescer más fácilmente e integrarse a la fase acuosa. El básico S8 es el que presenta el mejor desempeño, junto con los básicos LA1 e IMP-IP-1 en las relaciones de dosificación de 30/20/10 y 40/20/10 y por arriba de esta dosificación, el comportamiento es semejante por lo que no conviene económicamente añadir más producto y pudiera resultar contraproducente al tratamiento.

El último paso para lograr una formulación eficiente, es integrar en la formulación un definidor de interfase que evita que el crudo y el agua separada

se vuelvan a emulsionar por el flujo a través de tuberías y tanques y a que el agua no arrastre crudo al ser drenada de los tanques.

Botella No.	Reactivo	Dosific. ppm	Calidad de interfase			
			ND	D	NE	E
1	SA5 + LA1+ IMP-IP-1 + DI1	30/20/10/5	X		X	
2		40/20/10/10		X	X	
3		30/20/10/5	X		X	
4		40/20/10/10		X	X	
5	SA5 + LA3 + IMP-IP-1 + DI1	30/20/10/5	X		X	
6		40/20/10/10		X	X	
7		30/20/10/5	X		X	
8		40/20/10/10		X	X	
9	SA8 + LA1+ IMP-IP-1 + DI2	30/20/10/5		X		X
10		40/20/10/10		X		X
11		30/20/10/5		X		X
12		40/20/10/10		X		X
13	SA8 + LA3+ IMP-IP-1 + DI2	30/20/10/5		X		X
14		40/20/10/10		X		X
15		30/20/10/5		X		X
16		40/20/10/10		X		X
17	SA8 + LA1+ IMP-IP-1 + DI3	30/20/10/5	X		X	
18		40/20/10/10	X		X	
19		30/20/10/5	X		X	
20		40/20/10/10	X		X	
21	SA8 + LA3+ IMP-IP-1 + DI3	30/20/10/5	X		X	
22		40/20/10/10	X		X	
23		30/20/10/5	X		X	
24		40/20/10/10	X		X	
25	Blanco	0	X		X	

ND: No definida, D: Definida, NE: No elástica, E: Elástica.

Tabla 6.7. Evaluación de definidor de interfase.

Con estos datos, determinamos que el básico DI2 es el indicado para incluirlo en la formulación, ya que la interfase es definida y elástica y permitirá separar y mantener el agua y el crudo limpios aunque haya agitación en tuberías y tanques.

Por lo tanto, de acuerdo a los resultados de las evaluaciones, la formulación más adecuada para el tratamiento del crudo mezcla CPG La Venta queda como sigue:



Función	Clave	Dosificación ppm
Básico desemulsificante	SA8	30-40
Básico limpiador de agua	LA1	20
Producto inhibidor de parafinas	IMP-IP-1	10
Básico definidor de interfase	DI2	5-10

Tabla 6.8. Formulación final de producto.

Esta es la composición base, que puede ser ajustada dependiendo de los cambios en la composición del crudo. Para ello, en la aplicación Industrial, lo recomendable es hacer caracterizaciones periódicas y determinar contenido de agua, emulsión, parafinas y, ocasionalmente, asfaltenos aunque este tipo de crudo no tiene problemas por su precipitación, pero conviene llevar un seguimiento.

Como lo vimos anteriormente, la corriente de crudo mezcla CPG La Venta se compone de varios pozos que tienen diferentes características, por lo que esta caracterización debe hacerse por cada uno de ellos y la ventaja es que podremos identificar cuáles son los más difíciles de tratar y, de acuerdo al programa de bombeos, saber cuándo llegaran a la batería de separación para hacer los ajustes necesarios en la inyección del reactivo.

VII. Evaluación industrial.

Con los resultados de las pruebas de laboratorio, el siguiente paso es solicitar oficialmente una evaluación industrial que permita confirmar el buen desempeño de las formulaciones de los productos desemulsionantes a las condiciones reales del proceso.

Una vez definido el o los productos a utilizar, es importante realizar una caracterización fisicoquímica que puede incluir las siguientes evaluaciones: peso específico, pH, color, apariencia, solubilidad en hidrocarburo/agua, viscosidad, no volátiles, número de agua, espectro de infrarrojo (IR), análisis Termogravimétrico (TGA) y las adicionales que consideremos necesarias para tenerlas de referencia y compararlas con las realizadas al lote industrial. Con estos datos debemos elaborar la hoja técnica y de seguridad del producto químico, esta última es necesaria para el transporte del producto en carreteras y para conocimiento del personal involucrado en la prueba industrial.

Por lo general, la prueba industrial de un producto desemulsificante en baterías de separación de crudo puede durar varios días dependiendo de cuántos puntos de dosificación instalemos, la distancia entre estos y la batería de



separación, el flujo de crudo y el tiempo de residencia del proceso. Debemos hacer un estimado del tiempo que tardará en impregnarse todo el sistema con el producto químico y cuantos días durará la prueba para calificarse como satisfactoria y calcular en consecuencia la cantidad de producto que necesitaremos.

Una vez autorizada la evaluación a nivel industrial y definido las toneladas de producto requerido, debemos gestionar la elaboración del lote industrial elaborando un protocolo o procedimiento de elaboración donde deberemos extrapolar la formulación hecha en el laboratorio a equipos industriales especificando claramente en la hoja de producción las cantidades de materias primas y solventes, condiciones de temperatura, agitación, vacío, orden en el que deberán agregarse las materias primas y solventes, tiempo de reacción o mezclado, si se requiere atmósfera inerte, así como el material requerido de los tanques mezcladores y tubería de transporte (acero inoxidable, acero al carbón, con recubrimiento, etc.) para evitar alguna reacción o contaminación y el tipo de recipiente donde habrá de envasarse (lámina o plástico).

Es muy importante que el personal involucrado conozca los riesgos en el manejo de las sustancias involucradas y se tomen todas las medidas de seguridad. La supervisión es indispensable para verificar que todo se haga correctamente.

Ya que nos aseguramos que el producto se elaboró, envasó y etiquetó correctamente y se comprobaron las propiedades físico-químicas contra la muestra de referencia, debemos trasladarnos al sitio donde se realizará la prueba industrial (que en este caso es la batería de separación del CPG La Venta de PEMEX Exploración y Producción, ubicada en La Venta, Tabasco) para checar la correcta instalación y operación de los equipos y líneas de dosificación, equipos y materiales de laboratorio, así como de los puntos de muestreo cumpliendo en todo momento con los reglamentos de seguridad de PEMEX.

Es importante tener definido el canal de comunicación antes de iniciar la prueba industrial, quienes serán las personas que estarán autorizadas para enviar y recibir información y que podrán tomar decisiones en caso de requerirse ajustes en dosificación o bien operacionales durante el desarrollo de la prueba.

En lo que respecta a la evaluación industrial de la formulación seleccionada, esta se realizó en la batería del Complejo La Venta tomando en cuenta las siguientes condiciones:



- Dosificación promedio estimada: 100 ppm aplicados a la mezcla del crudo a la batería.
- Temperatura del crudo a la llegada a batería: 25-35°C

Para el tratamiento térmico se encuentra instalado un tren de calentamiento de crudo para incrementar su temperatura a un promedio de 70°C. De ahí, al crudo se le inyecta agua de lavado en una relación del 3-5% vol. y la mezcla pasa a las vasijas electrostáticas donde con la acción del producto químico y el campo eléctrico, se favorece la separación de agua en un tiempo de residencia de aproximadamente 20 minutos.

El crudo deshidratado y desalado es enfriado y se toma la muestra de control para determinar el contenido de agua y sedimento, así como de sal en crudo y verificar si cumple con la especificación de 0.5% vol. y 50 libras por cada mil barriles, para su posterior envío a Refinería.

Los resultados más representativos de la evaluación se muestran a continuación.



Hora	Carga (M ³ PD)	Carga BPD	Consumo Litros	Dosificación (ppm)	Temp. (°C)	Sal (LMB)
0	7950	50000	1100	128	129	16
3	8745	55000	900	95	119	21
6	9222	58000	900	90	110	20
9	7950	50000	800	93	110	23
12	7622	48000	800	97	110	45
15	5088	32000	800	146	109	27
18	6121	38500	800	121	109	17
21	7473	47000	800	99	110	18
24	8157	51300	800	91	97	17
27	9858	62000	700	66	96	27
30	9142	57500	700	71	103	79
33	11289	71000	800	65	103	38
36	11130	70000	900	75	104	65
39	8904	56000	900	94	107	45
42	8904	56000	900	94	114	43
45	5247	33000	900	159	112	45
48	4611	29000	900	181	112	17
51	7568	47600	800	98	109	25
54	7568	47600	800	98	109	25
57	7314	46000	800	101	112	21
60	9358	58850	670	96	101	18
63	7950	50000	670	79	108	63
65	9063	57000	670	68	110	51
68	7473	47000	670	83	110	29
72	9158	57600	670	68	110	26
75	8427	53000	670	74	107	43
78	8427	53000	543	59	111	29
81	6042	38000	543	83	108	30
84	6948	43700	543	72	110	27
87	7473	47000	543	67	114	30
90	6042	38000	543	83	109	26
93	6678	42000	543	75	110	20
96	8439	53780	543	59	108	25
Termino de la Prueba Industrial						

Tabla 7.1. Resultados de la Evaluación Industrial.



7.1. Conclusiones de la evaluación industrial.

De acuerdo a los resultados, el producto desarrollado presenta buena eficiencia en el proceso de desalado de crudo al obtener un promedio de 31.8 libras de sal por cada mil barriles de crudo, que puede competir con productos comerciales de aplicación actual.

El consumo del reactivo desarrollado para la deshidratación del crudo (promedio de 90 ppm) es competitivo respecto de los comerciales, que puede llegar a 150 ppm.

Tomando en cuenta lo anterior, se recomienda la aplicación de manera regular del producto desarrollado para el tratamiento de la mezcla de crudo CPG La Venta.

Es importante para un buen desempeño del producto químico y de la batería en general, mantener estabilidad en la calidad del crudo de llegada de campos y controlen las condiciones de operación en la batería.

Cambios bruscos en la composición del crudo recibido y en la cantidad de agua congénita, generan inestabilidad en el sistema obligando a dosificar cantidades adicionales de reactivo en forma de choques. Por experiencia en esta prueba, al recibirse un exceso de agua mayor al 50% vol. causa un enfriamiento súbito en el tren de calentamiento reduciendo la temperatura de salida de 70°C hasta 55°C o menos, lo que afectará directamente la operación de la desaladora y como consecuencia la calidad del crudo desalado. Debemos mantener un monitoreo constante de la calidad del crudo y tomar acciones rápidas para minimizar los efectos que pudiera ocasiona el cambio en dicha calidad.

7.2. Recomendaciones de la evaluación industrial.

Para el control de las corrientes de llegada, se recomienda realizar una caracterización de los pozos que integran la corriente de crudo que permita identificar cuáles son los más problemáticos en cuanto a contenido de agua, sedimento, emulsión y sal para habilitar puntos de inyección directamente a la salida de pozos o, en caso de ser necesario, a fondo de pozo con la instalación de tubería capilar para dosificar el producto y preacondicionar el aceite.

En la medida de lo posible, habilitar tanques de balance en el recibo de crudo, para amortiguar los picos de agua y sedimentos. Así se reduce también el consumo de gas combustible ya que no se tienen que calentar grandes volúmenes de agua que a su vez, enfría el sistema afectando la deshidratación.

Conocer el programa de bombeo de crudo por campo, para realizar anticipadamente los ajustes en la inyección del reactivo.



Un buen resultado de tratamiento químico lo podemos alcanzar siempre que mantengamos una supervisión constante en las variables que impactan más en el proceso, como son: calidad del crudo recibido, temperatura, voltaje aplicado en vasijas electrostáticas, drenado de lodos, nivel de interfase, calidad y cantidad de agua de lavado. Por otro lado, debemos controlar también la calidad de los productos desemulsificantes y hacer evaluaciones constantes de su eficiencia ya que las características del crudo extraído cambian con el tiempo, por lo que debemos ajustar la formulación en base a dichos cambios en el crudo.

Otros factores importantes a considerar son los programas de reparación y estimulación de pozos, ya que estos trabajos implican la utilización de una diversa gama de productos químicos, como solventes, ácidos, fluidos de perforación, que se mezclan con el crudo y afectan la funcionalidad de los desemulsionantes por lo que podría requerirse del desarrollo de un producto especial para utilizarse en estos casos.

Así mismo, debemos verificar que los equipos de proceso reciban el mantenimiento oportuno. La limpieza es muy importante ya que continuamente se están acumulando sedimentos en todo el sistema y estos causan emulsiones más estables. En las vasijas electrostáticas se dificulta la aplicación correcta de la corriente al crudo al ensuciarse los bushings. La acumulación puede ser a tal grado que reduzca el tiempo de residencia del crudo en la desaladora.

VIII. Guía de referencia para personal operativo.

La finalidad de esta guía, es ofrecer al Personal operativo de las baterías de separación de PEMEX, una herramienta de fácil acceso para identificar y evaluar los principales parámetros que se deben tomar en cuenta para un eficiente tratamiento del petróleo crudo que llega de los campos petroleros, pudiendo ser estos terrestres o marinos.

Importante: Antes de realizar cualquier trabajo, asegurarse de portar el equipo de seguridad personal y cumplir con los permisos y las normas de acceso a Instalaciones de PEMEX. “La seguridad es primero”.

Para un buen tratamiento químico, debemos seguir varios pasos que ayudan a identificar las variables más importantes.

1. Caracterización de los pozos y del agua de lavado.

Como primer paso, se debe realizar una caracterización de los pozos que aportan la producción de crudo, así podremos determinar cuáles son los que presentan emulsiones más fuertes, parafinas, asfaltenos, sedimentos y por lo tanto requieren más atención. Debemos realizar en laboratorio un análisis de estabilidad de mezclas de crudos en el cual simularemos las diferentes



mezclas de crudos posibles, tomando como base las producciones máximas, mínimas y promedio, así como los periodos de bombeos por campos; lo anterior para detectar posibles precipitaciones de asfaltenos o cristalización de parafinas al momento de los mezclados. Registrar las temperaturas y presiones de los pozos para detectar algún cambio. Cuando utilizamos agua de lavado para eliminar sales y sólidos en el petróleo crudo, también debemos conocer su procedencia y caracterizarla para asegurarnos que no va a adicionar contaminantes. Por lo general en las baterías de separación puede utilizarse agua de servicio para el lavado de crudo, pero en Refinería se llega a utilizar agua desfleada con alto contenido de contaminantes (nitrógeno amoniacal, ácido sulfhídrico, etc.).

2. El Personal operativo, deberá estar al tanto de los rangos óptimos de dosificación de los productos desemulsionantes. Así también, conocer el flujo de crudo mínimo, promedio y máximo.

3. El proveedor de los aditivos deberá entregar los certificados de calidad y funcionalidad para verificar que el lote fue elaborado correctamente y el personal de la batería de separación debe tomar muestras directamente de los contenedores y compararlas con una muestra patrón para verificar, por lo menos visualmente, que corresponden al mismo producto, antes de inyectarlos al proceso. Además deben tener a la mano la hoja de seguridad para que el personal se prevenga con el equipo de protección necesario. En las instalaciones se deberá mantener siempre en existencia cantidad suficiente de reactivo para un mes de aplicación y almacenarse en un lugar techado, ventilado y cercado.

4. Seleccionar el equipo de dosificación adecuado (bombas eléctricas, neumáticas, accionadas con energía solar) de acuerdo a la disponibilidad de servicios y con una capacidad o gasto en función a los litros máximos que se deban dosificar considerando contingencias. Asegurarse que se lleven a cabo los programas de mantenimiento preventivos y tener disponibles kits de mantenimiento, que incluyen los accesorios más comunes (empaques, válvulas check, diafragmas, etc.).

5. Solicitar a las áreas involucradas los programas de bombeo de crudo, así como de intervención a pozos que puede incluir estimulaciones ácidas, reparaciones, etc. porque implica la utilización de una infinidad de productos químicos y materiales que afectan directamente la funcionalidad de los desemulsificantes y la estabilidad de las emulsiones agua-aceite, por lo que debemos evaluar su compatibilidad. En ocasiones, puede disponerse de un producto desemulsificante adicional que se inyecta únicamente en estos casos para reforzar el tratamiento.

6. Definir los parámetros a medir y los análisis de laboratorio correspondientes.

- Agua, sedimento y emulsión.
- Contenido de parafinas.



- Contenido de asfaltenos.
- Sal en crudo.
- Grasas y aceites en agua drenada.

Tener en cuenta la especificación a cumplir. Los resultados de laboratorio deberán comunicarse oportunamente al personal de operación para realizar los ajustes necesarios, tanto en condiciones del proceso como en la dosificación del desemulsionante.

7. Identificar los puntos de inyección de acuerdo a la caracterización de los pozos. En crudos con alto porcentaje de emulsión, sedimentos, parafinas, etc. lo recomendable inyectar desde pozos para darle mayor tiempo de acción al desemulsionante. Por lo general, se inyecta en varios pozos y la inyección principal se hace a la entrada de la batería de separación, por las facilidades de servicios.

8. Selección de los puntos de monitoreo. Este es de los puntos más importantes ya que en base a ello es como se reportaran oficialmente los resultados. Las muestras deben ser representativas al comportamiento del sistema, para ello el personal puede seguir las recomendaciones del método ASTM D4057 para muestreo de petróleo y productos de petróleo, donde se explica el procedimiento y la adecuada instalación del tubing y los accesorios de muestreo.

9. El Jefe de la batería de separación, junto con los responsables de operación y laboratorio, deben redactar un plan o programa de trabajo donde se especifiquen claramente los procedimientos, rutinas, responsabilidades, reportes y todas las actividades involucradas en el tratamiento, en condiciones normales de operación y en caso de contingencias.

10. La comunicación es fundamental para un buen tratamiento, desde la toma de muestra se debe reportar cualquier condición fuera de lo normal, que el laboratorio confirmará mediante análisis y reportará al área de operación, la que será la encargada de realizar los movimientos pertinentes de acuerdo al plan de trabajo.

Siguiendo estos sencillos pasos, tendremos una mejor disciplina operativa y un mayor control del sistema minimizando factores que pudieran afectar la operación de la batería, lo que redundará en un trabajo de calidad optimizando los recursos. Es decir, habremos alcanzado la eficiencia.



Figura 8.1. Esquema de Disciplina Operativa

Una buena operación requiere del trabajo de todos con recursos en tiempo y forma, siguiendo métodos y programas establecidos que nos permitan enterar al Personal involucrado para tomar acciones que resulten en objetivos y metas alcanzados.

IX. Conclusiones.

El desarrollo de un aditivo para eliminar del petróleo crudo los contaminantes como agua, sal y sedimentos, exige un análisis de su composición ya que debe desarrollarse prácticamente a la medida. El hecho de que funcione para un tipo de crudo, no garantiza que lo haga para todos. A modo de comparación, sería el trabajo de un sastre que debe confeccionar un traje de acuerdo a las medidas de su cliente. Así como el sastre toma medidas de puño, brazo, espalda, cintura; nosotros para el petróleo debemos medir los porcentajes de agua, sedimento, emulsión, sal, parafinas, asfaltenos y para ello debemos apoyarnos en métodos estandarizados y en técnicas que se han elaborado en base a la experiencia.

Así, vemos que la hipótesis planteada en un principio se cumple:

“Un producto desemulsionante formulado con varios activos sinérgicos, por su efecto multifuncional, será mejor en el tratamiento de deshidratación y desalado del petróleo crudo en baterías de separación, y será único para la mezcla evaluada, ya que las condiciones de cada Activo de Producción son diferentes”.

No podemos suponer que los pozos son idénticos aunque estén en el mismo Activo de Producción y geográficamente cercanos. Un buen desarrollo implica conocer la condición particular de cada uno de los pozos y como impactarán día a día en la mezcla porque tampoco el crudo que se extraiga tendrá las



mismas características al año siguiente. El desarrollo de productos químicos es un arte que requiere evaluación continua en campo, así como también el diseño de nuevas moléculas y procesos.

Este trabajo se realizó con apoyo del Área de Tratamientos Químicos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), que cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo y la aplicación de aditivos para tratamiento de crudo y sus derivados en las subsidiarias de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Actualmente el IMP es referencia obligada en asistencia técnica para deshidratación de crudo y cuenta con una gran diversidad de aditivos para los diferentes tipos que se extraen en el País.

Para los análisis de laboratorio, se utilizaron productos básicos de empresas comerciales establecidas en el País. Al respecto, una parte importante de ellas distribuyen productos elaborados en el extranjero, pero también existen compañías maquiladoras que han logrado manejar el proceso de producción, que maneja alta presión y gases tóxicos como el óxido de etileno y óxido de propileno.

En resumen, el desarrollo implicó varios pasos desde la caracterización, mediante la cual se pudo establecer que los principales problemas son la presencia de alto porcentaje de agua y de emulsión, presencia de parafinas y la variedad de pozos con características diferentes que abastecen la batería de separación.

Para llevar a cabo los análisis, debemos basarnos lo más posible en métodos y normas estandarizados (ASTM, UOP, NMX, etc.) lo que dará una mayor certidumbre a nuestros resultados.

En este trabajo se trató de seguir paso a paso las evaluaciones hasta integrar una fórmula que, junto con las condiciones del proceso, dio como resultado un crudo dentro de especificación.

El desarrollo implica también la actualización constante ya que el crudo tiende a aumentar el contenido de impurezas conforme se va extrayendo del subsuelo, por lo que el aceite tratado en dos o tres años más presentará nuevos retos y requerirá de nuevos análisis que permitan seguir cumpliendo con un tratamiento de calidad.

Las investigaciones más recientes en productos químicos están integrando a las moléculas nuevos grupos funcionales para otorgarle propiedades adicionales a los aditivos de acuerdo a las necesidades específicas de cada tipo de petróleo crudo. Para ello, unas herramientas que se han vuelto importantes son la Ingeniería Molecular y la Nano Tecnología, que nos acercan cada vez más al desarrollo de los súper aditivos, que incidirán directamente en la estructura del crudo y sus contaminantes a nivel molecular. Todo esto



apoyado con las técnicas de resonancia magnética nuclear, infrarrojo, cromatografía, espectrometría de masas, etc.

Por ejemplo, para caracterización, el cromatógrafo de gases separa las moléculas que forman una muestra química compleja. A continuación, el espectrómetro de masa golpea cada molécula con electrones, rompiéndolos en fragmentos que identifican la molécula. Esto produce una “huella digital” de la muestra y también de cualquier impureza.

El desarrollo en México es importante para no depender de los productos importados, que también son continuamente actualizados, pero que no están diseñados en específico para los tipos de crudo que se tienen en el País.

Para llevar a cabo un buen desarrollo de un desemulsificante, es importante conocer de primera mano las instalaciones donde se pretende aplicar ya que cada instalación tiene sus condiciones de operación particulares, su configuración de equipos, tiempos de residencia, tipo de crudo, etc.

Simultáneamente pueden aplicar en el crudo otros productos químicos como mejoradores de flujo, secuestrantes de ácido sulfhídrico, dispersantes de asfaltenos, de parafinas, inhibidores de corrosión, además de todos los que se aplican al momento de estimular y reparar pozos. Todos ellos pueden en ciertas condiciones sinergizar o bien contraponerse con el desemulsionante bloqueando su efecto.

El procesamiento del petróleo implica muchos retos interesantes, que demandan de todos nuestros conocimientos para el diseño de una metodología que permita aprovecharlo al máximo en beneficio de la sociedad, ya que es un recurso no renovable, tratando de minimizar el impacto al medio ambiente.

El petróleo y el gas asociado nos proveen de energía para mover nuestros autos, aviones, camiones, barcos que permiten comunicarnos y poder disfrutar productos de otras regiones, proporcionan la materia prima para la elaboración de la ropa y el calzado que utilizamos, del detergente con el que lavamos la ropa, de los plásticos en donde guardamos nuestra comida, de los medicamentos que tomamos, del fertilizante que utiliza el campo para la producción de alimentos, del asfalto con el que pavimentamos nuestras calles, de los muebles y aparatos eléctricos que tenemos en casa. En resumen, los beneficios del petróleo son importantísimos y han permitido aumentar nuestra calidad de vida, pero debemos tomar en cuenta también que su consumo implica un impacto al medio ambiente y debemos ser responsables para aprovecharlo eficientemente.



X. Bibliografía.

- [1] Mason, Thomas G. Emulsions: Fundamentals & Applications. Universidad de California. 2006.
- [2] Treating Oil Field Emulsions. Petroleum Extension Service, University of Texas at Austin, 4th edition, 1990. ISBN 0-88698-137-9.
- [3] Salager, Jean-Louis. Surfactantes en Solución Acuosa. Cuaderno FIRP S201-A, Modulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Universidad de los Andes, Venezuela.
- [4] Yáñez-Ayuso, José Luis; Roldán-Pérez, Raúl; Kavanagh-Mendoza, Jorge O. Disminución del contenido de sal, agua y sedimentos en petróleo crudo para ser procesado en una refinería de Minatitlán, Veracruz, México. Instituto Mexicano del Petróleo, Technol. Ciencia Ed. (IMIQ) 20(2): 85-90, 2005.
- [5] Velásquez, Ingrid; Pereira, Juan C. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. Revista Ingeniería UC, Vol. 21, No. 3, Diciembre 2014 pág. 45-54.
- [6] Gutzeit, Joerg. Controlling Crude Unit Overhead Corrosion - Rules of Thumb for Better Crude Desalting. NACE International Corrosion. 2007 Conference & Expo.
- [7] Warren, Kenneth W.; Sams, Gary W. The Roles of Chemical Screening and Electrostatic Field Selection in Desalting. NATCO Group, Inc. Prepared for Presentation at AIChE Spring National Meeting. Recent Advances in Desalting, New Orleans, Louisiana, April, 2004.
- [8] McLean, Joseph D.; Kilpatrick, Peter K. Effects of Asphaltene Solvency on Stability of Water-in-Crude-Oil Emulsions. Journal of Colloid and Interface Science 189, Article No. CS974807, pag. 242-253 (1997).
- [9] Marfisi, Shirley; Salager, Jean Louis. Deshidratación de crudos - Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP N° 853-PP. Editado y publicado por: Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Mérida 5101 Venezuela, Mayo 2004.
- [10] Petróleos Mexicanos. Reporte de resultados dictaminados 2017. Principales estadísticas de producción. Página web:
<http://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/Anexos%204T17D.pdf>
- [11] Petróleos Mexicanos. Indicadores petroleros Septiembre de 2018. Informe mensual sobre producción. Vol. XXX, No. 9, Septiembre 2018. Página web:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>



-
- [12] American Society of Testing Materials ASTM D4007, Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).
- [13] American Society of Testing Materials ASTM D3230, Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).
- [14] American Society of Testing Materials ASTM D4057, Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products.
- [15] Instituto de Capacitación de la Industria de la Construcción. Seguridad e Higiene en las Instalaciones de PEMEX. México, 2009.
- [16] API MPMS 8.1 Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products.