

# **Universidad Nacional de Ingeniería**

**PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA  
DE PETRÓLEO Y PETROQUÍMICA**



**TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA**

**“ Tratamiento del Crudo Emulsionado  
con Agua en la Selva Norte ”**

*Trabajo Profesional para optar el Título de:*

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**WILFREDO RODRIGUEZ HERRERA**

**PROMOCION 1973 - 2**

**LIMA • PERU • 1983**

"TRATAMIENTO DEL CRUDO EMULSIONADO CON AGUA EN LA SELVA NORTE"

	<u>I n d i c e</u>	<u>Pág. N°</u>
<u>Capítulo I</u>	<u>- Introducción.</u> -----	1
<u>Capítulo II</u>	<u>- Enfoque Técnico sobre la presencia de la sal en el petróleo crudo.</u> -----	2
	A ) Sales en el Petróleo Crudo.-----	2
	B ) Agua en el Petróleo Crudo.-----	5
	C ) Breve teoría de Emulsiones y Características de la emulsión de Agua en Petróleo.-----	9
<u>Capítulo III</u>	<u>- Procesos de Desalado y/o Deshidratación de Petróleo Crudo.</u> -----	21
	1.- Mecanismos del Desalado Crudo.-----	21
	2.- Desalado Químico.-----	26
	3.- Desalado Electrostático.-----	36
	4.- Desalado M i x t o.-----	37
<u>Capítulo IV</u>	<u>- Sistemas de Desalado Utilizados en la Selva Norte.</u> -----	38
		/..

	<u>Pág. N°</u>
A) Desalado (Deshidratación)	
Químico:-----	39
-Operación.-----	39
-Dosificación.-----	40
B) Desalado Electrostático.-	43
1.- Descripción del pro- ceso.-----	44
2.- Mantenimiento.-----	50
3.- Factores que contro- lan la eficiencia del Desalado Electrostáti- co.-----	55

\* \* \* \* \*

## "TRATAMIENTO DEL CRUDO EMULSIONADO CON AGUA EN LA SELVA NORTE"

### Capítulo I      *Introducción*

*El tema que se presenta, pretende dar las pautas necesarias para tener conocimientos básicos sobre las causas, origen y problemas que genera la presencia del agua emulsionada en el crudo y sobre todo la manera de reducirla o eliminarla, con el sistema de tratamiento más adecuado y económico.*

Capítulo    II            Enfoque Teórico sobre la presencia de la  
Sal en el Petróleo Crudo

A) - Sales en el Petróleo Crudo

La importancia de eliminar del petróleo, el agua innata que le acompaña - desde el yacimiento productivo, obedece a los efectos nocivos que ocasiona su presencia entre los que podemos citar los siguientes :

- Es portadora de sales inorgánicas promotoras de incrustaciones y corrosiones en los equipos de refinación.
- Disminuye el API del crudo y por lo tanto, su valor comercial.
- Incrementa los costos de transporte y procesamiento del petróleo crudo.

Las sales y demás impurezas sólidas (arena, asfalto, lodo de perforación compuestos organometálicos, arcillas etc.) son indeseables porque tienden a formar depósitos, incrustaciones y residuos de carbón en los equipos de proceso, tuberías de conducción y tanques de almacenamiento.

Las sales que se encuentran con mayor frecuencia en el petróleo crudo, son los cloruros, sulfatos y carbonatos de los metales alcalinos y alcalinotérreos. Usualmente se encuentran disueltas en el agua y es posible que se presenten también en forma de cristales no disueltos, dispersos en el crudo.

*La existencia de sales no disueltas, se debe probablemente a lo siguiente*

*-Vaporización del solvente (agua) en el interior del pozo petrolero y a rrastrre del mismo por los gases que ascienden a la superficie.*

*-Cristalización por cambio de solubilidad al pasar el sistema; desde el fondo del pozo (solución saturada) , hasta la superficie (solución sobresaturada a causa del descenso de la temperatura y presión).*

*Entre las sales, las más perjudiciales son los cloruros de calcio y magnesio que por hidrolizarse facilmente a las temperaturas de los procesos*

de destilación, a ácido clorhídrico, -  
constituyen medios potenciales de co  
rrosión muy peligrosos.



HCl : Acido Clorhídrico Corrosivo

#### B) - Agua en el Petróleo Crudo

Por lo general, la mayor parte de las sales en el petróleo vienen disueltas en el agua que lleva consigo. En consecuencia, para eliminarlas, es necesario remover el agua, es decir, la salmuera presente.

Como se sabe, agua y aceite (petróleo) son inmiscibles, no obstante, el agua (la salmuera) puede adherirse al crudo y al hacerlo sigue uno o ambos de los caminos siguientes :

**- "AGUA LIBRE" -**

Esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometida durante el proceso para sacarlo del subsuelo. La mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia; las gotas de agua dispersas se agrupan (coalescen) con facilidad y al aumentar su tamaño caen rápidamente por simple decantación natural.

Dado que las fases no están en íntimo contacto, su separación requiere solamente un poco de reposo, por lo que los tiempos de decantación (o sedimentación) son relativamente cortos.

"AGUA EMULSIONADA"

Se denomina "Emulsión" a la unión prácticamente permanente y aparentemente homogénea de un par de líquidos normalmente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en el seno del otro, en forma de pequeñas gotas.

El "agua emulsionada" presente en el petróleo es también resultado de una fuerte agitación ocurrida dentro del pozo petrolero, pero en este caso las

pequeñas gotas de agua dispersa están íntimamente ligadas al crudo debido a la presencia de una tercera sustancia llamada "Emulsionante" que facilita la mezcla y la estabiliza; estas sustancias están presentes en el crudo. En estas circunstancias, el contacto-agua-aceite es sumamente fuerte, por lo que se necesitan métodos especiales para romper (desestabilizar) la emulsión y separar el agua, ya que la decantación natural no es posible o tarda mucho tiempo. La eliminación del "agua emulsionada" es mucho más difícil y es aquí donde aparecen los mayores inconvenientes en todo proceso de desalado de crudos.

C) - Breve Teoría de Emulsiones y Características de la Emulsión de Agua en Petróleo.-

1) Formación de Emulsiones

Para la formación de una emulsión estable, es decir una emulsión que no se romperá sin alguna forma de tratamiento, son necesarias tres condiciones :

-Los líquidos deben ser inmiscibles.

-Debe de haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas pequeñas en el otro.

-Debe de haber presente un agente emulsionante.

## 2) Fases de una Emulsión

En una emulsión, el líquido que es fraccionado en gotas es conocido como la fase dispersa o fase interna. El líquido que rodea a las gotas es conocido como la fase continua o fase externa.

Una emulsión de petróleo y agua puede tener cualquiera de los dos como fase dispersa, pero en la mayoría de los casos el agua está en forma de gotas dispersadas en el crudo; estas emulsiones pueden contener desde trazas hasta 90 % o más agua y pueden ser muy resistentes o débiles, dependiendo de varios factores los cuales incluyen las propiedades de los dos lí-

quidos, el porcentaje de cada uno y el tipo y cantidad de agente emulsionante presente.

En raras ocasiones las emulsiones producidas en algunos campos son del tipo reverso, esto es, el petróleo es la fase interna, la que es dispersada en el agua.

Mucho más raro es encontrar crudo producido en una emulsión dual, donde la fase dispersa es una gota de una emulsión de petróleo crudo en agua y la fase externa es crudo.

### 3) Emulsionantes

Son sustancias que se encuentran asociadas al petróleo desde su yacimiento de origen.

Generalmente se encuentran en la interfase entre el petróleo y las gotas de agua, en la forma de una película alrededor de la gota; favorecen la dispersión del agua en el crudo y la hacen duradera. La película de agente emulsionante, que rodea la gota de agua tiende a prevenir la coalescencia de las gotas de agua, y aún cuando ocurra la colisión de dos gotas, impide su unión para formar gotas más grandes, que se decantarían fácilmente.

La característica estructural más importante de una emulsionante es que su molécula posee dos porciones bien definidas, cada una de las cuales muestra afinidad exclusiva por el agua (porción hidrosoluble) ó por el aceite (parte oleosoluble)

*Esta particularidad de atraer simultáneamente al agua y al petróleo, hace que el emulsionante sea soluble en ambos líquidos y que por lo tanto, facilite su mezcla actuando como un puente o ligazón interfasial. De este modo, las gotitas de agua quedan dispersas en el petróleo y se mantienen en suspensión, gracias a la película protectora formada por el emulsionante.*

*Los agentes emulsionantes encontrados comúnmente en el petróleo crudo incluyen asfaltos, sustancias resinosas ácidos orgánicos solubles en aceite y otros materiales finamente divididos, que son más solubles o dispersables - en crudo que en agua.*

También se encuentran fierro, zinc, y sulfatos de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de fierro.

#### 4) Estabilidad de las Emulsiones

Una vez formada la emulsión, hay una serie de factores estabilizantes que contribuyen a mantenerla como tal. Entre ellos tenemos :

##### a) El emulsionante

Cuanto mayor es la cantidad de emulsionante, mayor será la estabilidad de la emulsión; también se ha encontrado que no todos los emulsionantes tienen el mismo poder de estabilización de una emulsión.

b) Diferencia de densidad entre las fases

Cuanto menor es la diferencia entre las gotitas de agua o salmuera (fase - continua) su separación será más lenta por lo que el tiempo de decantación del agua será mayor.

c) Viscosidad de la fase continua

La emulsión es más estable cuando - mayor es la viscosidad de la fase con - tina (petróleo); las gotas de agua en - cuentran mayor resistencia a su despla - zamiento disminuyendo así las posibili - dades de su coalescencia; además el - proceso de decantación resulta mucho - más lento.

d) Presencia de cargas eléctricas en -  
la fase dispersa

Cuanto mayor sea la carga eléctrica que pudieran tener las partículas dispersas (gotitas de agua), más estable, es la emulsión, debido probablemente a que aumentan las fuerzas de atracción entre el agua y el emulsionante. En el caso de la emulsión agua-petróleo - las gotitas de agua están cargadas eléctricamente a causa de la ionización de las sales disueltas. Esto determina que la emulsión sea más estable y difícil de romper o desdoblar.

e) Temperatura

Las temperaturas bajas favorecen la estabilidad de la emulsión porque au

mentan su viscosidad y disminuyen la -  
diferencia de densidades entre las fa  
ses.

f) Tamaño de las gotas y porcentaje de  
agua

Al incrementar la agitación o turbu-  
lencia, el tamaño de las gotas de agua  
decrecen y la emulsión se hace más es-  
table.

Si el porcentaje de agua aumenta, para  
emulsificar completamente el agua, es  
necesario una mayor agitación. Es  
evidente que, una emulsión de alto por-  
centaje de agua tendrá un mayor número  
de gotas de agua por unidad de volúmen  
y de ahí que habrá un mayor número de

colisiones entre las gotas para formar gotas más grandes y resolver la emulsión en petróleo y agua. De ahí puede decirse que, en general, porcentajes mayores de agua tienen la tendencia a formar emulsiones menos estables.

g) Edad de la emulsión

Si una emulsión es almacenada en un tanque y no es tratada, una cierta cantidad de agua coalescerá y se asentará por gravedad. A menos que se aplique un tratamiento para una ruptura completa, habrá un pequeño porcentaje de agua remanente en el crudo aún después de un tiempo prolongado de sedimentación.

Como se indicó en c- d- y f, este pequeño porcentaje de agua tiende a formar una emulsión más estable.

Esto podrá explicar porque algunas emulsiones se hacen más estables y más difíciles de tratar después que pasa - el tiempo.

Esto es, con el transcurso del tiempo, una parte del agua sedimentada, y el pequeño porcentaje de agua remanente - en el petróleo hace esa porción de la producción total mas difícil de tratar.

#### d) Ruptura de emulsiones

En una emulsión de agua en crudo hay dos fuerzas que actúan en dirección opuesta. La tensión superficial del

agua hace que las gotas pequeñas tiendan a juntarse para formar gotas más grandes, las cuales cuando son suficientemente grandes, vencen la fuerza de la gravedad y decantan.

La película de agente emulsificante, la cual rodea la gota de agua, tiende a prevenir la coalescencia de las gotas de agua y, aún cuando ocurra la colisión de dos gotas, tiende a permanecer entre las gotas y prevenir su unión en gotas más grandes.

Para resolver (romper) una emulsión de petróleo deben anularse las propiedades del agente emulsificante de tal manera que, las gotas de agua puedan coalescer.

Capítulo III Procesos de Desalado y/o Deshidratación -  
de Petróleo Crudo

1.- Mecanismos del Desalado de Crudo -

Dado que la sal se encuentra disuelta en el agua emulsionada del crudo, básicamente el desalado de éste consiste en romper esta emulsión y separar sus dos componentes agua y crudo.

Este proceso se realiza en las siguientes e  
tapas :

- a) Colisión de las gotas de agua
- b) Coalescencia o agrupamiento de las gotitas de salmuera desestabilizadas.
- c) Separación o decantación de las gotitas coalescidas de la fase continua (del petróleo), por gravedad.

a) Colisión

Para que las gotitas de agua coalescan es necesario que se hayan producido colisiones entre ellas, favoreciendo la rotura de la película emulsionante. En el caso de petróleos crudos con bajo contenido de agua es necesario agregarle agua de lavado (fresca) y agitarlo; de esta manera al aumentar el número de gotas de agua, aumenta la posibilidad de colisiones.

Un aumento de temperatura también favorece la posibilidad de colisiones ya que las pequeñas gotas de agua adquieren mayor movimiento (browniano); además el aumento de temperatura reduce la viscosidad del petróleo, permitiendo que las colisiones sean más violentas.

b) Coalescencia

Los factores que favorecen la colisión de las gotas de agua también favorecen la coalescencia. En los casos en que la película de emulsionante es muy estable, las gotas de agua no coalescen aunque se produzcan colisiones.

Cuando un petróleo presenta esta característica se hace necesario agregarle un agente químico (desemulsificante) - que debilite o rompa la película protectora.

La coalescencia también se puede propiciar utilizando campos electrostáticos (desaladoras electrostáticas) que polarizan las gotas de agua, es decir, una

parte se carga negativamente y la otra positivamente (el agua es una molécula polar).

Luego los extremos de la gota que tienen cargas diferentes se atraen, produciendo la coalescencia de las gotas.

c) Decantación

La decantación de las gotitas de salmuera coalescidas requiere de un tiempo de reposo adecuado, el que puede reducirse calentando el petróleo ya que así se reduce su viscosidad y las gotas de agua encuentran menor resistencia en su caída.

El aumento de temperatura también favorece una mayor diferencia de densidades entre las gotas de agua y el petróleo.

leo, acelerando la decantación; ya que un aumento de temperatura puede hacer disminuir apreciablemente la densidad del petróleo mientras que la densidad del agua permanece casi constante.

La decantación de las gotas coalescidas también se puede favorecer haciendo pasar el petróleo a través de un lecho de agua fresca.

Al decantarse el agua de un crudo al que se le agregó agua de lavado, aun que se decantara solamente el agua agregada, la salinidad del crudo será menor. Esto se debe a que la sal se habrá diluido al repartirse en mayor cantidad de agua; por lo tanto, las

gotas de agua remanente tienen menor concentración de sal. Este es otro de los efectos favorables al agregar agua de lavado al proceso.

## 2.- Desalado Químico

En los procesos de desalado químico se utilizan desemulsificantes, que son compuestos químicos que destruyen o debilitan la emulsión agua-petróleo. La acción del desemulsificante se complementa con procesos (mecánicos o térmicos) que favorecen la coalescencia de las gotitas de agua y con procesos de separación o decantación del agua.

### a) Factores que favorecen la desemulsificación o desalado químico

1) Elección del desemulsificante adecuado y dosificación correcta

Deben utilizarse productos específicos para cada tipo de petróleo crudo tratado. Muy rara vez un mismo tipo de desemulsificante es eficaz en dos campos de producción diferentes.

La selección del desemulsificante y la dosificación apropiada se deben hacer mediante pruebas realizadas en la batería de producción.

Los requisitos para que el desemulsificante y demás aditivos desestabilizantes sean efectivos, son :

-Rápida difusión del desemulsificante en la interfase agua-aceite. Esto se

consigue mezclándolo convenientemente con el crudo desde el principio del proceso.

-Debe ser fuertemente atraído por la interfase. En el caso de la emulsión que nos ocupa (agua en aceite); este requisito se satisface eligiendo un demulsificante cuya solubilidad y facilidad de dispersión sea mayor en el petróleo que en el agua, de manera que la adherencia a la interfase tenga lugar con un mínimo de agitación.

-La localización del demulsificante en la interfase reduce la estabilidad de la "película protectora interfacial", la cual termina por romperse produciendo así la coalescencia y decantación de

*las gotitas de agua dispersas.*

2) *Agitación Controlada*

*La agitación que se necesita para formar emulsión agua de lavado-crudo, debe ser moderada.*

*Si se agita demasiado, la emulsión se hará muy estable y consecuentemente difícil de romper.*

3) *Alta diferencia de densidades entre las fases*

*La rápida coalescencia y menor tiempo-de decantación se alcanza cuando se incrementa la diferencia de densidades entre la fase dispersa (agua) y la fase continua (petróleo).*

*Para esto es necesario que las densidades*

del agua y del petróleo aumenten y disminuyan respectivamente. Esto podría lograrse aumentando la temperatura de la mezcla y/o agregando a la mezcla un crudo o producto de petróleo más ligero.

4) Baja viscosidad de la fase externa  
na

Cuanto menor es la viscosidad de la fase externa (petróleo), más rápida es la decantación, puesto que las gotitas de agua (de salmuera) dispersas encuentran menor resistencia en su caída. La baja viscosidad de la fase externa se consigue :

- Aumentando la temperatura de la emulsión
- Añadiendo a la emulsión un solvente del petróleo que sea menos viscoso o algún aditivo

adelgazante Estos aditivos y solventes -  
deben ser perfectamente compatibles con los  
demulsificantes a fin de que no destruyan -  
sus efectos. El disolvente a la vez que -  
baja la viscosidad del crudo, disminuye su  
densidad, lo cual favorece también la coa -  
lescencia.

5) Calentamiento de la emulsión  
(petróleo crudo)

La aplicación del calor contribuye a  
desestabilizar la emulsión, ya que :

-El incremento de la temperatura disminuye-  
la viscosidad de la fase externa, favorecien-  
do una rápida decantación de las gotas de a-  
gua.

-Aumenta la diferencia de densidad entre las fases. Al elevarse la temperatura, disminuye la densidad de la fase continua (petróleo). La densidad del agua es menos sensible a los cambios térmicos y prácticamente permanece constante.

-Favorece la colisión entre las gotitas de salmuera, requisito indispensable para que éstas se agrupen (coalescan) y puedan decantar por acción de la gravedad.

Sin embargo, las temperaturas de trabajo no deben ser muy altas, debido principalmente a las limitaciones siguientes :

-Temperaturas altas suponen pérdida de hidrocarburos volátiles, con lo cual baja el API del crudo y por ende, su valor comercial.

-Puede precipitarse ciertas sales del crudo como los sulfatos de sodio y calcio cuya solubilidad decrece con la temperatura. Si esto llega a ocurrir se formarán suspensiones coloidales de sales en el crudo.

-La mayor temperatura puede alterar también la solubilidad del emulsionante en una de las fases. Esto varía su distribución y afecta la interfase.

El desalado se realiza generalmente, calentando el crudo entre 150° y 250°F y el "agua de lavado", entre 150° y 212°F.

#### 6) Control del PH

Es conveniente mantener rangos de PH entre 8 y 9 para atenuar la corrosión y favorecer la decantación. Para conseguirlo

se agrega junto con los demulsificantes , cantidades adecuadas de soda cáustica ( de 2 a 5 lb/MB de crudo). Por el contrario, si las salmueras son muy alcalinas se agregarán productos ácidos para bajar el PH.

b) Procesos utilizados para desalado-  
Químico de Petróleo

El método químico es el más ampliamente usado para tratar el petróleo crudo - en los mismos campos de producción. Según el punto donde se aplique el desemulsificante al crudo, el método adopta las tres modalidades siguientes :

- Inyección en el fondo del pozo petrolero - "down the hole treating" (sistema continuo)
- Adición en la línea de flujo o "flow line -

*treating"* (sistema continuo).

-Inyección por cargas en el tanque de almacenamiento (*batch treating*).

En el primer caso tiene la ventaja de que ayuda a prevenir la formación de emulsión y facilita la ascensión del crudo a la superficie cuando éste es muy viscoso.

En el sistema continuo "*flow line treating*", (el más frecuentemente empleado), la inyección de los compuestos químicos se hace después que la emulsión ha salido a la superficie. Generalmente el punto de aplicación está localizado mucho antes del separador de gas, a menudo en la cabeza del pozo.

A diferencia de los dos primeros que son continuos, el "*bath treating*" es un proceso intermitente en el que los desemulsificantes -

se agregan a la emulsión después que esta - se halla en los tanques de almacenamiento. Luego de la adición se agita la mezcla, se calienta si es necesario y luego se deja re posar. Este sistema es el menos usado.

### 3.- Desalado Electrostático

Los procesos de desalado electrostático, generalmente no incluyen inyección de desemulsificantes; después de separado el gas, el crudo es calentado, luego se le inyecta agua caliente y se agita la mezcla mediante una válvula emulsificadora. La mezcla entra al desalador electrostático donde se separa el agua salada que sale por el fondo y el crudo limpio sale por la parte superior y vá a los tanques de almacenamiento.

Normalmente este sistema no se emplea en los campos de producción, sino más bien con inyección de desemulsificantes, es decir, desalado mixto.

#### 4.- Desalado Mixto

Este sistema es similar al de desalado electrostático, con la diferencia que se inyecta desemulsificante al crudo antes de pasar al separador de gas.

Capítulo IV      *Sistemas de Desalado Utilizados en la -  
Selva Norte*

*El crudo producido en la Selva Norte, en especial el de la estructura Corrientes; se caracteriza por su alto contenido de sal y BS W (salinidad de 1000 - 7000 PBT y BS W de 10 - 70 %), para lo cual, se hace necesario tratar este crudo a fin de obtener un crudo de buena calidad (salinidad 10 PTB y BS W 0.2 %) y ser bombeado a la Costa a través del Oleoducto Norperuano sin ningún problema.*

*Para este fin se utilizan los métodos de desalado químico y desalado electrostático; uno como complemento del otro en algunos campos y el desalado químico solamente en otros.*

*A continuación se describirá como funcionan ambos métodos :*

A.- Desalado (Deshidratación) Químico  
Operación

El tratamiento químico que se efectúa en las Baterías de Operaciones Selva (Petroperú) consiste en inyectar en los separadores (a la entrada de éstos), un rompe dor de emulsión llamado desemulsificante.

El crudo mezclado con el desemulsificante es recepcionado en tanques de lavado (Gun Barrels), en los cuales se produce la colisión y coalescencia, en consecuencia el rompimiento de la emulsión petróleo-agua.

Los tanques de lavado (Gun Barrels) contienen y mantienen constante un colchón de agua (producida por los pozos) de más o menos el 40 % de la altura del tanque; el exceso de

agua es drenada automáticamente por el sifón instalado en el tanque el cual tiene una altura calculada para mantener constante el colchón de agua.

De los tanques de lavado el crudo pasa a los tanques de sedimentación en los que se les elimina el poco porcentaje de agua que todavía contienen; luego pasan a los tanques de almacenamiento desde donde son bombeados al oleoducto en algunas baterías y a las desoladoras electrostáticas en otras.

#### -Dosificación

En las Baterías de Producción en la Selva Norte se efectuaron primero pruebas de botella y posteriormente pruebas de campo para encontrar los desemulsificantes apropiados -

para cada tipo de crudo. Una vez conseguido el producto apropiado se efectuaron las pruebas usando varias dosificaciones hasta encontrar la apropiada. Actualmente la dosificación más apropiada en la Selva se ha encontrado en 25 y 30 p.p.m.

Como volumen de crudo se debe considerar para el cálculo, el total de crudo emulsionado, es decir debemos llegar a inyectar 1.05 GPD/MB como mínimo y 1.26 GPD/MB como máximo.

Para un caso general la fórmula siguiente nos permite determinar los p.p.m. de química (desemulsificante) :

$$\text{p.p.m.} = \frac{q \times 10^6}{Q \times 42}$$

Donde : p.p.m. = partes por millón (concentración)

$q$  = Volúmen de química a usar en galones por día

$Q$  = Volúmen de petróleo emulsionado a tratar en barriles.

En el cuadro siguiente se puede observar resultados de varias pruebas efectuadas con un determinado desemulsificante:

$q$ GPD	$Q$ MBPD	p. p. m.	Galones por MB
80 /4	20.15	23.63	0.99256
90 /4	20.15	26.59	1.11663
100/4	20.15	29.54	1.24069

B.- Desalado Electrostático

Efectuado el tratamiento químico, el cual reduce la salinidad y BS W en un 97 %, el crudo pretratado es bombeado a las unidades deshidratadas con una salinidad de 30 - 40 PTB y BS W de 0.20 %. El crudo pasa a los quemadores para dar tiempo de cohesión, coalescencia y sedimentación.

Después de pasar por los quemadores, pasa a la unidad deshidratadora electrostática, al mismo tiempo que se le inyecta agua fresca - como lavado de crudo.

El rompimiento de las moléculas de agua por la acción del campo eléctrico (18,000 voltios) permite que el crudo tratado tenga una salinidad menor de 10 PTB y un BS W menor de 0.20 %.

## 1.- Descripción del Proceso

El sistema está compuesto por tres partes fundamentales :

- Tratador-Calentador
- Desalador Eléctrico
- Patín de Bombas

A continuación se describe tres secuencias más importantes del proceso:

1.1 - El crudo a tratarse proveniente del tanque de sedimentación, es impulsado por una bomba hacia las desaladoras a 50-60 psi de presión, a la entrada del tratador es regulada por una válvula de globo de acuerdo a las necesidades de operación; a continuación se encuentra un mixer (mezclador) que se encarga de mezclar el agua provenien

te de la desaladora con el crudo a tratarse, el agua tiene por objeto incrementar la temperatura del crudo; e iniciar la dilución de la salmuera, y ayudar a la eliminación del agua libre en el tratador; la mezcla resultante entra al tratador; allí es calentada hasta 170°F, lográndose una fuerte remoción de sólidos y arena. El agua - proveniente de la desaladora es inyectada a presión en la corriente de crudo, a través del mixer, con un rate de aproximadamente 75 G.P.M.

El agua proveniente del tratador es conducida al patín central y pasa por un intercambiador de calor a fin de incrementar la temperatura del agua fresca proveniente del deaireador, final -

mente, el agua del tratador es drenada al exterior.

1.2 - El crudo después de salir del tratador pasa por otro mixer donde se mezcla con agua fresca deaireada (115°F) que tiene la misma función que el primer mixer, luego entra al de salador electrostático a una temperatura de 155°F, allí el agua libre es separada del crudo, el acabado final se obtiene al pasar el crudo por las grillas eléctricas, donde las gotas de agua son polarizadas y atrapadas al coalescer, y por gravedad precipitadas.

Las grillas eléctricas son ajustables a voluntad a fin de optimizar la coa

lescencia de las gotas de agua, esto -  
permite tener un mayor tiempo de reco-  
rrido entre el campo eléctrico. El  
crudo tratado sale con salinidad 10  
PTB y BS W 0.20.

3.1 - El componente final de este sis-  
tema es el patín central de bom-  
beo; sobre el cual se encuentran :

- bombas y compresores,
- precalentador de combustible para los quemadores,
- sistema de deaireación
- el intercambiador de calor agua fres-  
ca - agua de drenaje, y
- tableros de distribución de energía e-  
léctrica.

El flujo de agua en el proceso, es el siguiente : el agua fresca ingresa al patín central de bombas desde un tan - que de almacenamiento, impulsado por una electrobomba; a temperatura ambiente (65 - 80°F) entra al deaireador , que está conectado a una bomba de vacío de una sola etapa, el cual recibe el agua atomizada, produciéndose la separación del oxígeno atrapado en el agua dulce; esto permite atrapar y eliminar hasta el 95 % de oxígeno (3 PPM), evitando la corrosión de las partes internas del desalador y del sistema de flujo de agua fresca. La presión de operación del deaireador es de - 25"Hg

que es suficiente para producir el vacío requerido, el caudal de agua fresca es de 75-80 GPM; el condensador de vapor reinyecta el condensado a la línea de carga de agua dulce y llega al intercambiador de calor, incrementando su temperatura a 100°F, luego pasa por un serpentín situado dentro del tratador, alcanzando una temperatura de 110 - 120 °F, finalmente, el agua es introducida en un tanque de almacenamiento, de donde es tomada por una bomba, la que lo envía al mixer ubicado a la entrada de la desaladora.

Finalmente en el patín central se encuentran ubicados tres balones de gas propano, utilizados para el arranque de la planta.

## 2.- Mantenimiento

Debido a la alta salinidad de los crudos a tratarse, se hace necesario, someter a mantenimiento periódico al tratador a fin de atenuar la formación de costra salina en las paredes interiores de los tubos de fuego, que entran directamente en contacto con el crudo.

Este problema dió motivo para que se formara una Comisión Especial, la cual efectuó el estudio correspondiente y dictó las recomendaciones para efectuar modificaciones y formas de operación. Entre las principales recomendaciones, tenemos :

## 1.2 - Lavado y Enfriamiento de los Tubos de Fuego

Si los crudos tienen más de 600 PTB se realizan cada hora, y cada 2 horas, si tienen menos, todo esto durante 10 minutos.

Para esto se han adoptado en cada planta (tratador) unos tubos de 1" con agujeros dirigidos hacia la pared del tubo de fuego, siguen paralelo al tubo de fuego inferior hasta 15 pies, contados desde el inicio; forman una estructura tipo U que cubre la mitad inferior del tubo.

Estos rociadores están conectados a la válvula de mariposa situada lateralmen

te que sirve de drenaje al tratador y para este caso ha sido adaptado para este fin.

## 2.2 - Mantenimiento con Agua Caliente - en el Tratador

Esta operación se hace cada cuatro días, por espacio de 4 horas. Sirve para disolver con el agua caliente, cualquier enconstramiento que haya podido formarse.

Para realizar esta operación se debe parar la entrada de crudo, cerrar la válvula de drenaje del tratador, parar la bomba de agua de transferencia y agua fresca, luego empezar a meter agua con

las válvulas de los rociadores y las otras que no están conectadas a los rociadores; hay que cerrar la válvula de entrada de gas.

Llevar el nivel de agua hasta 5' y 6", y cerrar nuevamente las entradas de agua, esperar hasta completar las cuatro horas.

Terminado el mantenimiento, abrir la válvula de drenaje y de gas, luego meter crudo a un rate lento y progresivo hasta obtener el rate deseado.

Después de haber empezado a meter crudo, poner en funcionamiento la bomba de agua fresca, y cuando el nivel de agua en el tratador esté en 1' 2" poner en funcionamiento la bomba de agua de transferencia.

### 3.2 - Inspección de Tubo de Fuego por- Man Hole

*Esta operación es similar a la anterior, pero hay que desplazar totalmente el crudo con agua, luego de terminar de calentar, abrir todos los drenajes hasta que quede totalmente vacío, es decir no se mete crudo; luego, se abre los man-hole y se procede a su inspección. Esta operación dura aproximadamente 12 horas y se hace cada 30 días,*

### 4,2 - Sacada de Tubo de Fuego

*Esta operación demanda mayor planificación, es similar a la anterior, pero hay que desempernar las bridas*

que sostienen a los tubos de fuego, - luego jalarlos con grúa para observarlos, en esta parada, se hace mantenimiento general del equipo.

Se realiza cada 6 meses y demanda de 2 a 3 días de parada.

### 3.- Factores que controlan la eficiencia del Desalado Electrostático

Entre las principales podemos citar:

#### 1.3 - El agua inyectada a la desaladora

Debe ser agua tratada, debe tener un contenido muy bajo de sólidos suspendidos y disueltos y un PH acorde con el crudo tratado (Turbidez = 5 ppm,

PH = 7 - 7.5)

Los sólidos suspendidos pueden aumentar el BSW del crudo tratado y pueden desmejorar el desalado ya que algunos de ellos, como las arcillas, favorecen la formación de la emulsión de agua en el crudo.

### 2.3 - Cantidad de Agua Inyectada

Normalmente 10 - 20 %, para disolver los cristales de sal que puedan encontrarse en el crudo y diluir la concentración de sal en el agua presente en el crudo. Actualmente se inyecta aproximadamente el 15 % de agua, con respecto al crudo tratado.

### 3.3 - Caída de Presión en la Válvula Mezcladora P1

Esta válvula regula el grado de mezcla entre el crudo y el agua agregada; si la caída de presión es muy baja no habrá buena mezcla y bajará la eficiencia del desalado; si es muy alta se emulsionan las gotas de agua en el crudo y también se observa un desalado deficiente. El control de P es esencial para controlar la eficiencia del desalado. Actualmente se mantiene un P entre 10 y 15 psi.

#### 4.3 - Temperatura de Operación

El agua inyectada y el crudo deben ser calentados; la temperatura que deben alcanzar depende de la calidad del crudo ( $^{\circ}$ API) y depende de la viscosidad del crudo a tratar. A mayor temperatura se reduce la viscosidad del crudo y se logra una rápida separación de las gotas de agua por gravedad.