

34.
29



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

**DESCRIPCION Y ANALISIS DE LOS METODOS
UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA
PARA LA DESHIDRATACION Y EL DESA-
LADO DE CRUDOS.**

TESIS PROFESIONAL

**Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO**

P r e s e n t a

**NORMA ELENA SANCHEZ
CARRILLO**



México, D. F.

1985



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 está 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.

CONTENIDO

		PAG.
	INTRODUCCION	1
CAPITULO		
I	FUNDAMENTOS DE LA SEPARACION AGUA-ACEITE	4
I.1	Formación de Emulsiones	4
I.2	Separación Agua-Aceite por Gravedad	10
I.3	Efecto de la Temperatura	14
I.4	Efecto de Agentes Químicos Desemulsificantes	17
I.5	Efecto del Campo Eléctrico	19
II	PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA Y SALINIDAD DE UNA MUESTRA DE CRUDO	20
III	TECNOLOGIA SOBRE DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDOS	24
III.1	Procesos de Deshidratación y Desalado de Crudos	24
III.2	Descripción del Equipo	35
III.3	Ventajas de los Procesos y Equipos para la Deshidratación y el Desalado de Crudos	50
IV	PROCESOS PARA LA DESHIDRATACION Y DESALADO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CRUDOS	60

		PAG.
IV.1	Deshidratación de Crudo Pesado	60
IV.2	Deshidratación de Crudo Ligero	62
IV.3	Deshidratación de Crudo Volátil	64
V.	SELECCION DEL PROCESO DE DESHIDRATAACION MAS CONVENIENTE PARA UN ACEITE CRUDO ESPECIFICO	65
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
	APENDICE "A"	72
	APENDICE "B"	80
	REFERENCIAS	84

INTRODUCCION

En los yacimientos petrolíferos es común que los hidrocarburos se encuentren en las fases gaseosa y líquida, e invariablemente se tiene la presencia del agua de formación. En el caso de yacimientos de aceite, éste se encuentra confinado junto con el agua dentro de los poros de la roca que forma el yacimiento; por esta situación, es común que en alguna etapa de la vida productiva de un pozo se manifieste la presencia del agua en el aceite^{(1)*}.

Dependiendo de la parte de la estructura productora donde se localice el pozo, y de la terminación del mismo dentro del intervalo, será el ritmo de invasión y de producción de agua del pozo. Cuando los pozos se perforan cerca del contacto agua-aceite, producirán gran cantidad de agua en forma repentina; por otra parte, si los pozos se perforan sobre la estructura del yacimiento, durante un cierto periodo se producirá aceite limpio (sin agua) hasta que el frente de agua alcanza el pozo, iniciándose la producción de aceite con agua.

Otra causa que ocasiona la presencia del agua en el aceite crudo producido, es cuando se tiene una mala calidad en la cementación de la tubería de revestimiento del pozo. Al no estar bien cementada la tubería de revestimiento, ésta se puede agrietar; permitiendo así

* Referencias al final.

la entrada del agua que puede provenir de algún estrato superior a la zona productora de aceite y en esta forma contaminar al crudo.

La recuperación secundaria por inyección de agua, es otro de los motivos que dá lugar a la producción de agua en el aceite, ya que el objetivo esencial del sistema, es desplazar el aceite del yacimiento con agua. De tal forma que en la etapa final de la vida productiva de los pozos, el avance del frente de agua es tal que frecuentemente es mayor la producción de agua que la del aceite.(1)

Los materiales contaminantes que acompañan al aceite son además del agua, las sales solubles e insolubles asociadas al agua de formación y los sedimentos arrastrados por el aceite. El agua salada y el aceite son fluidos no miscibles cuando están en contacto, y bajo condiciones de turbulencia se forman emulsiones estables de estos fluidos, por lo que para la separación del agua y el aceite se hace necesario el empleo de algún método de deshidratación. El objetivo de la eliminación de los contaminantes que acompañan al aceite, es evitar daños a las instalaciones superficiales por efectos de corrosión, abrasión, tapamientos e incrustaciones; así como para entregar en óptimas condiciones el aceite a las refinerías o a exportación; esto último, en cuanto a su contenido de agua y salinidad.(2)

En este trabajo se analizarán los métodos utilizados en la industria petrolera para la deshidratación y el desalado de los diferentes tipos de crudos, a fin de determinar en qué casos es más eficiente alguno de ellos para obtener un aceite dentro de las especificaciones requeridas, para su entrega a refinerías o a las terminales marítimas de exportación.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA SEPARACION AGUA-ACEITE

1.1. Formación de Emulsiones (1),(2),(3),(4),(5),(6)

Una emulsión es la combinación de dos líquidos inmiscibles en la cual uno de ellos se encuentra distribuido o dispersado en el otro en forma de gotas, las cuales pueden ser de diversos tamaños. Al líquido que está disperso en forma de gotas se le conoce como fase dispersa y al que rodea a las gotas es conocido como fase continua.

Una emulsión estable es aquella que no se rompe a menos que se aplique algún tipo de tratamiento. Las emulsiones son estabilizadas por pequeñas concentraciones de componentes denominados agentes estabilizadores de emulsiones. Tres condiciones son necesarias para la formación de una emulsión estable:(1)

1. Los líquidos deben ser inmiscibles.
2. Debe de haber suficiente agitación para dispersar a uno de los líquidos en forma de gotas en el otro. La agitación que sufre el aceite por el flujo turbulento a través de la tubería de producción o del espacio anular, de la línea de descarga y del equipo superficial, es suficiente para formar emulsiones.
3. Debe de haber un agente emulsificante o emulsificador presente, que evita que al terminar la agitación de los líquidos, éstos se separen.

Un agente emulsificante debe ser soluble en el aceite o en el agua, y debe poderse dispersar o ser mojado por el agua o el aceite para producir emulsiones "aceite en agua" o "agua en aceite".(3) (En las emulsiones "aceite en agua", la fase dispersa es el aceite y la continua es el agua. En las emulsiones "agua en aceite" es al contrario).

Los agentes emulsificantes se presentan habitualmente como una película que cubre a las gotas dispersas. Estos agentes, factor importante en la formación y estabilización de las emulsiones, están compuestos de moléculas de cadenas largas o agregados coloidales, los cuales son de naturaleza polar. En una emulsión hay una interfase definida entre las gotas de la fase dispersa y la fase continua. Las partículas del agente emulsificante se mueven más o menos rápidamente a través de la fase continua de la emulsión; ya en la interfase, las partículas del agente emulsificante forman una película que rodea a las gotas la cual, por sus propiedades es comparable a un plástico sólido.(3)

Como agentes emulsificantes más comunes se tienen los asfaltos, las resinas y ácidos orgánicos, arcillas, así como sólidos finamente divididos que están compuestos principalmente por: fierro, zinc, sulfato de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de

fierro. (1)

Cada gota del líquido disperso está cubierta por una película de agente emulsificante quedando las gotas aisladas entre sí, tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película, rígida o elástica, dependerá la estabilidad de la emulsión. (2) Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión de agua y aceite crudo son: el grado de agitación y la viscosidad del aceite. La agitación determina el tamaño de las gotas dispersas, a mayor agitación se tiene un menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión. Un crudo de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión y así mismo, hay mayor resistencia para que las gotas de agua se asienten por gravedad.

Por otra parte, se ha observado que las características de las emulsiones van cambiando marcadamente con el tiempo, la película que rodea a las gotas dispersas se engruesa y se hace más resistente dando por resultado una emulsión más estable. Finalmente, también se ha determinado que los cambios en el pH de la fase acuosa, afectan la naturaleza de la película emulsificante en forma considerable; esto se muestra en la Tabla I, donde se aprecia que a un pH de 10.5 la película es inestable. (8)

El aspecto microscópico de una emulsión "agua en aceite", se ilustra en la Figura 1.⁽⁷⁾ Las partículas de la fase dispersa generalmente tienen una forma esférica debido a efectos de tensión superficial. El diámetro de las gotas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría son del orden de 10 micras.

El grado de dificultad que puede existir para romper una emulsión es variable, ya que depende de factores, tales como: las propiedades del aceite crudo y del agua, los porcentajes de las fases aceite y agua, y del tipo y cantidad de emulsificante presente. El tipo de emulsión más común en la industria petrolera es el formado por el agua en el aceite, donde la fase dispersa es el agua y la continúa el aceite. Ocasionalmente en el campo también se presentan emulsiones del tipo inverso; esto es, el crudo es la fase dispersa y el agua la continúa.

En las emulsiones agua en aceite se manifiestan dos efectos en oposición directa: uno, es la película que cubre las gotas de agua dispersas y que es el agente emulsificante; el otro, es la tendencia de las gotas de agua a juntarse formando gotas mayores. El primer efecto, impide que las gotas de agua coalescan - aún cuando éstas choquen, por lo tanto es imprescindible neutralizar las propiedades del agente emulsificante para permitir que las gotas

de agua se aglutinen, y que posteriormente se separen del aceite por la diferencia de densidades.⁽¹⁾

TABLA I. (2) EFECTO DEL pH DEL AGUA SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

pH	TIPO DE EMULSION	ESTABILIDAD DE LA EMULSION
3.0	agua/aceite	alta
6.0	agua/aceite	alta
10.0	agua/aceite	baja
10.5	prácticamente no hay	inestable
11.0	aceite/agua	baja
13.0	aceite/agua	baja

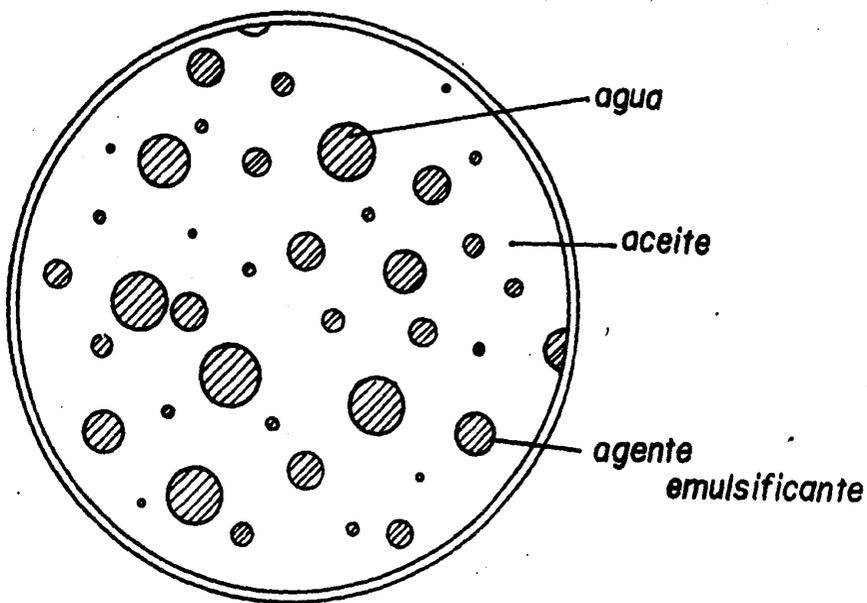


FIG.1. ASPECTO MICROSCOPICO DE UNA EMULSION
AGUA / ACEITE.

I.2. Separación Agua-Aceite por Gravedad^{(1),(2),(7)}

Para explicar el efecto de la gravedad sobre una emulsión agua-aceite, supóngase que ésta es descargada en un tanque por un determinado tiempo y sin proporcionarle algún tratamiento; se notará que una cierta cantidad de agua se depositará en el fondo del tanque debido al efecto de la gravedad; esto es, que la diferencia de densidades entre el aceite y el agua hace que ésta última se deposite en el fondo del tanque. Sin embargo, dicha emulsión deberá ser tratada necesariamente ya que un cierto porcentaje de agua permanecerá en ella, y no se separará por sí misma aún dejándola reposar por mucho tiempo.

Por lo anterior, se deduce que la deshidratación del aceite crudo es esencialmente un proceso de separación por gravedad, ya que proporciona la fuerza requerida para remover el agua del aceite. Este efecto de gravedad, es el principio específico que sirve de base a todos los sistemas de tratamiento, los cuales no separan el agua del aceite, sino que simplemente juegan un determinado papel en el proceso. El empleo de tratamientos químicos, de calor, de electricidad o de dispositivos mecánicos, están diseñados para ayudar a la separación de la mezcla agua-aceite por gravedad, a fin de que este proceso sea más rápido.

Actualmente se dispone de equipo diseñado con el propósito de

efectuar esencialmente la separación por gravedad, entre éstos pueden mencionarse los tanques deshidratadores, los eliminadores de agua libre y los separadores de tres fases. En estos dispositivos el tiempo de reposo necesario para que el proceso de deshidratación y desalado se lleve a cabo, limita el volumen de aceite tratado por unidad de tiempo; esto significa que la capacidad de tratamiento, obviamente depende del tiempo de reposo. Lo anterior puede visualizarse utilizando la expresión de la ley de Stokes:

$$v = \frac{4 r^2 (\rho_w - \rho_o) g}{18 \mu_o}$$

Si se considera que se aplica a una emulsión agua en aceite, el significado de las variables es: ⁽⁹⁾

- v = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua.
- g = Aceleración de la gravedad.
- r = Radio de la gota de agua.
- ρ_w = Densidad relativa del agua.
- ρ_o = Densidad relativa del aceite.
- μ_o = Viscosidad del aceite.

La deducción de esta expresión se presenta al final de este trabajo.

apéndice "A".

Al examinar esta ecuación, se puede observar que uno de los parámetros más importantes que influye en la velocidad de asentamiento, es el tamaño de la partícula de agua; esto es, que al ser más grandes las gotas de agua aumenta considerablemente la velocidad de asentamiento de ellas, ya que en la ecuación esta variable aparece elevada al cuadrado. El efecto de las densidades, tanto del agua como del aceite, juegan también un papel muy importante en la velocidad de asentamiento ya que como se puede observar, esta velocidad se incrementa a medida que la diferencia entre las densidades del agua y del aceite es mayor. El valor de la densidad relativa del agua pura es 1.0 y aumenta en relación con la cantidad de sales disueltas en ella; por otra parte, la densidad del crudo varía normalmente en el rango de 0.8 a 0.9, por lo tanto según la ecuación resulta lógico que un crudo de alta densidad, sea más difícil de deshidratar que otro de menor densidad. Finalmente, también de la ecuación de la ley de Stokes, se ve que mientras se reduzca la viscosidad del aceite, se requiere de menos tiempo de reposo para separar el agua, ya que la velocidad de asentamiento aumenta.

Otra manera de aprovechar el efecto de la gravedad sobre una emulsión, es ayudando a reducir la estabilidad de la misma, disminuyendo la turbulencia del flujo; esto se logra desplazando los fluidos en

las instalaciones superficiales exclusivamente por efecto de gravedad. Tal situación es aplicable cuando se dispone de energía suficiente del yacimiento y además, que la topografía del terreno lo permita. En un sistema así, con la presión del pozo se podrán conducir los hidrocarburos hasta los separadores gas-aceite colocados en los puntos más altos; a partir de los separadores el crudo fluirá por gravedad a través de los calentadores, tanques de deshidratación o cualquier otro equipo que se utilice para tratar al crudo. (1)

I.3 Efecto de la Temperatura^{(1),(2),(4),(5),(7)}

Para explicar el efecto del calor en las emulsiones, una teoría considera que las gotas que componen la emulsión están en movimiento constante aún cuando el resto del fluido esté en reposo. Este fenómeno, que se conoce como "movimiento Browniano", se explica como el movimiento de vibración que las moléculas presentan en todas las sustancias bajo condiciones normales. En una emulsión agua en aceite, el movimiento Browniano hace que las moléculas del agua y las del aceite choquen unas con otras; a su vez, las gotas de agua chocan entre sí generando calor y reduciendo la viscosidad del aceite, con esto se incrementa el movimiento haciendo que las gotas choquen con más fuerza y frecuencia. Cuando la colisión es lo suficientemente grande, el agente emulsificante que cubre a las gotas de agua se rompe permitiendo así que éstas se unan, y adquieran mayor volumen separándose del aceite con mayor rapidez.

Así mismo, la adición de calor permite un asentamiento más rápido de las partículas de agua, debido a los siguientes efectos:

1. Se reduce la viscosidad del aceite.
2. Por expansión del agua, la película que rodea a las gotas se rompe o se disminuye su resistencia.
3. Se acentúa la diferencia de densidades entre las partículas del agua y el aceite.

El efecto de la temperatura sobre un aceite crudo actúa primordialmente en la disminución de su viscosidad, y relacionando este efecto con la ecuación de Stokes, se puede apreciar que a menor viscosidad se tendrá mayor velocidad de asentamiento. Es por ello que cuando sea posible, debe aprovecharse cualquier fuente disponible de calor, incluyendo aquel que el aceite trae consigo cuando procede de formaciones productoras profundas y fluye a gastos altos.

Sin embargo, en ciertas situaciones puede resultar más conveniente utilizar otro efecto en vez de la temperatura para el tratamiento de emulsiones, como puede verse a continuación. En la Figura 2 se muestra una gráfica (obtenida experimentalmente), de la variación de la viscosidad con respecto a la temperatura para diferentes valores de densidad del crudo. Haciendo uso de esta figura en la Tabla II se muestran ejemplos de cálculo de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua considerando el efecto de la temperatura y el tamaño de las gotas. En dicha tabla puede verse que la velocidad de asentamiento sólo se duplica para un incremento en la temperatura de 25°C considerando un radio de partícula de 10 micras; por otra parte, se observa que la velocidad se hace 100 veces mayor para la misma temperatura (45°C), si se incrementa el diámetro de la partícula a 100 micras. De lo cual se deduce, que en este caso en vez de calentamiento, es más conveniente utilizar un proceso de deshidratación que permita unir las gotas de agua a fin de incrementar su tamaño.

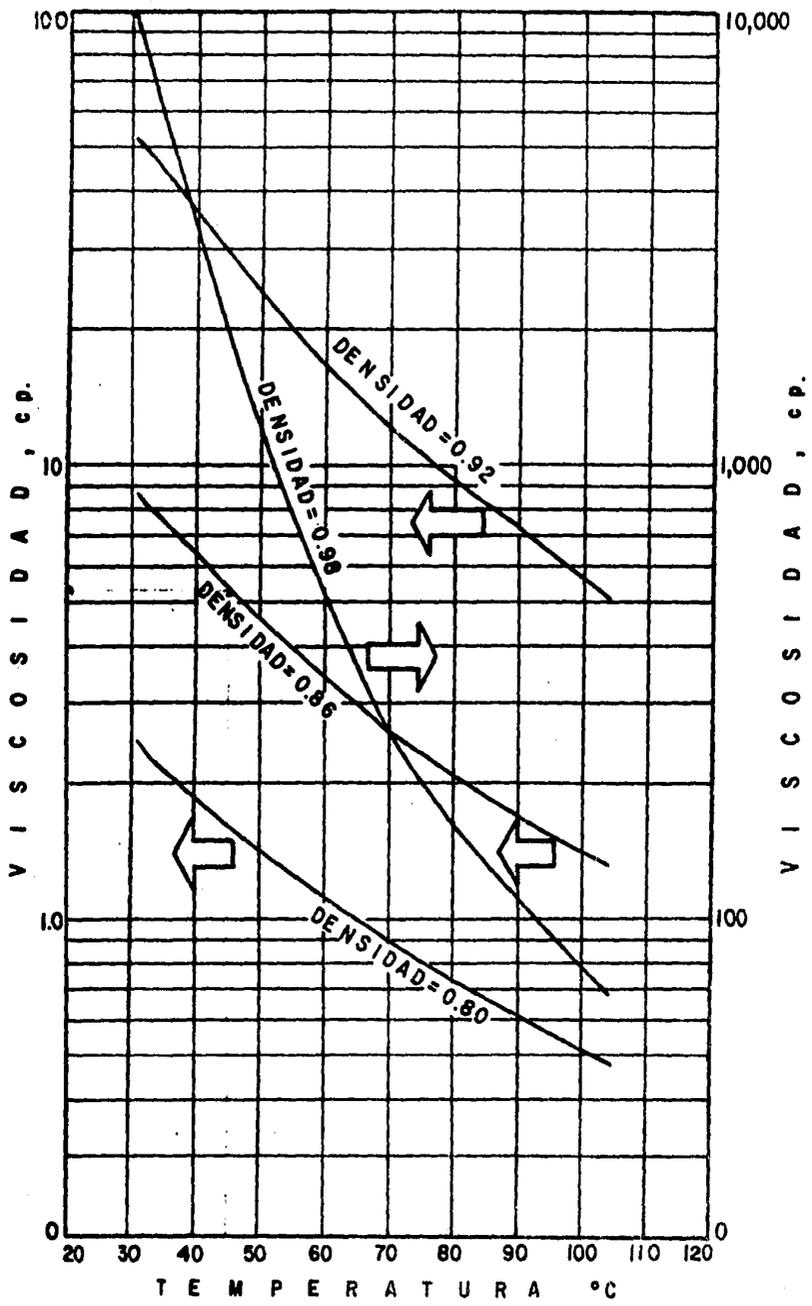


FIG.2.-VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO CON LA TEMPERATURA²⁰

TABLA II. (7) EJEMPLO DE CALCULO DE LA VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO.

ρ_w (gr/cm ³)	ρ_o (gr/cm ³)	Radio de la par tícula (micras)	Temperatura (°C)	Viscosidad (Fig.2)(cp)	Velocidad de asent. (cm/hr)
1.02	0.86	10	45	5.2	2.4
1.02	0.86	10	70	2.7	4.6
1.02	0.86	100	45	5.2	240

ecuación:

$$v = 0.78 \frac{r^2 (\rho_w - \rho_o)}{\mu_o} \text{ cm/hr}$$

donde 0.78, es la constante para obtener la velocidad de asentamiento de la partícula en cm/hr.

I.4 Efecto de Agentes Químicos Desemulsificantes⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹⁰⁾

Muchas teorías se han desarrollado respecto a efectos de los productos químicos para tratamiento de emulsiones. Una teoría sugiere que el producto se usa sólo para neutralizar al agente emulsionante, y que para romper la emulsión, ha de agregarse otro emulsionante cuya finalidad sea crear una emulsión inversa; esto es, que se inviertan las fases para obtener una separación completa.

Otra teoría considera que el agente químico hace que la película emulsionante alrededor de las gotas de agua se vuelva rígida, y que aplicando calor el volumen interno de la gota aumenta rompiendo la película y así logrando que ésta se una a otras. Cuando la emulsión tiene que romperse sin la aplicación de calor, entonces hay que usar un reactivo que además de volver rígida a la película emulsificante, la contraiga para que así se rompa.

Comunmente el primer paso para el tratamiento de una emulsión es la adición de productos desemulsificantes; los cuales son compuestos formulados con reactivos químicos, tales como glicoles y resinas polioxialquilénicas. Estos agentes desemulsificantes actúan sobre las emulsiones de tres formas: su acción consiste en romper y desplazar la partícula de agente emulsificante que rodea a la gota de agua (floculación), aumentar su tensión superficial y la atracción molecular

propiciando la coalescencia. Por otro lado deben tener la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, para que sean incorporados en el agua separada.

Rara vez un solo compuesto actúa como agente flocculante, coalescente y humectante, por lo que generalmente son dos o más reactivos los que intervienen en la formulación de un desemulsificante. La dosificación del producto varía ampliamente según la estabilidad de la emulsión, las condiciones de temperatura, etc. Las dosificaciones más comunes varían en el rango de 1 a 5 galones de reactivo por cada 1000 barriles de emulsión (GMB).⁽¹⁾

I.5 Efecto del Campo Eléctrico. (1)(7)

Para tratar a las emulsiones también se emplea la corriente eléctrica. La película de agente emulsificante que cubre a las gotas de agua, está compuesta por moléculas polares (con terminales positivas y negativas) como un magneto. La aplicación de campo eléctrico perturba a la película emulsificante, obligando a las moléculas que la componen a reorganizarse, lo cual rompe la cohesión.

El campo eléctrico también causa una atracción entre las moléculas de la emulsión, haciendo que se acomoden a lo largo de una línea de fuerza electrostática. De este modo la película emulsificadora se vuelve inestable, y las gotas de agua adyacentes se unen unas a otras hasta formar gotas grandes que se depositan juntas por efecto de gravedad.

El campo eléctrico promueve el incremento en el tamaño de las gotas de agua, y entre más pequeñas sean las gotas dispersas en el aceite, más tiempo llevará su separación mediante efectos eléctricos.

CAPITULO II

PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA Y SALINIDAD DE UNA MUESTRA DE CRUDO.(11)

Equipo y materiales necesarios:

- Tubos de centrifuga (perillas de 100 ml. graduadas en por ciento).
- Centrifuga.
- Baño maría con termostato.
- Frasco gotero.
- Juego de reactivos (reactivo de separación rápida, gasolina, petróleo, metanol, benceno, nitrato de plata, cromato de potasio).
- Pipeta graduada.
- Bureta automática de 10 ml.
- Matraz de 250 ml.

Procedimiento para Determinar el Contenido de Agua en el Crudo:

A una perilla se le agregan 50 ml. de muestra de aceite y se afora con gasolina hasta la marca de 100 ml. Se agregan de 2 a 3 gotas de reactivo desémulsificante (reactivo de separación rápida) a la muestra. Cuando se tienen emulsiones muy sensibles, 2 ó 3 gotas del reactivo pueden resultar excesivas y ocasionar una reemulsificación,

por lo que es conveniente hacer pruebas previas para determinar la concentración del desemulsificante para que no provoque tal fenómeno.

Se agita el tubo para lograr que se rompa la emulsión. En caso de tener crudos base parafínica, se recomienda que adicionalmente se caliente el tubo de centrifuga en baño maría a 70°C durante 3 minutos y centrifugar durante el mismo tiempo a 1500 R.P.M. Se saca el tubo de la centrifuga y la lectura del porciento de agua de la muestra se lee directamente de la perilla, recomendándose anotar el resultado en tablas preparadas previamente para tal efecto.

Procedimiento para Determinar la Salinidad de la Muestra:

Para determinar la salinidad del aceite se toman 50 ml. de aceite crudo y se vierten en un embudo de separación de 250 ml. colocado en un soporte adecuado. En seguida se agregan 50 ml. de gasolina y dos gotas de reactivo desemulsificante concentrado, y se agita para romper la emulsión residual que pudiese contener el aceite. Se añaden 50 ml de agua destilada caliente para arrastrar las gotas de agua separada. Se agita nuevamente y se deja reposar el embudo durante 5 minutos. Se drena el agua del embudo en un vaso de 250 ml. lavado perfectamente y enjuagado con agua destilada. Se colocan 5 ml. de agua separada en un vaso y se vacía en un matraz de 250 ml., quedando lista la muestra de agua para titularse con solución de nitrato de plata, como se in

dica a continuación:

A un vaso conteniendo 5 ml. de agua, cuya salinidad se desea conocer se le agregan dos gotas de una solución indicadora de cromato de potasio tornándose ésta de color amarillo intenso. En seguida, por medio de la bureta automática de 10 ml. de capacidad, se añade gota a gota la solución de nitrato de plata, hasta que el agua del vaso tome un ligero color ladrillo. Se anotan los mililitros gastados de la solución de AgNO_3 en la titulación.

Para determinar el valor de la salinidad, en gramos de NaCl por millón de mililitros de solución (ppm), se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{ppm} = \frac{(58500) (N) (\text{ml. AgNO}_3)}{V}$$

En donde el factor (58500) es la masa equivalente del NaCl multiplicado por mil, N es la normalidad del AgNO_3 expresada en gramos, que hay en un litro de solución de AgNO_3 ; el tercer factor es el volumen de dilución de AgNO_3 empleado para precipitar los cloruros y V es el volumen de agua usado en la determinación. Las unidades prácticas de campo son libras de NaCl por cada 1000 barriles de aceite, es decir:

$$\text{LMB} = (4100.416)(N)(\text{ml. AgNO}_3)$$

Si en las determinaciones se usa una normalidad de 0.02438, queda:

$$LMB = (100)(m.l. AgNO_3)$$

que simplifica los cálculos, representando cada ml de $AgNO_3$, 100 libras de $NaCl$ por cada 1000 barriles de aceite. Las ecuaciones son válidas cuando se utilizan 5 ml. de agua separada de la muestra.

La solución de 0.02438N de nitrato de plata se prepara de la siguiente manera: se pesan 4.1446 gr de $AgNO_3$ en un matraz aforado de un litro y se llena con agua destilada hasta el aforo. Se envasa en un frasco ámbar para evitar su descomposición.

CAPITULO III

TECNOLOGIA SOBRE DESHIDRATAACION Y DESALADO DE CRUDOS

III.1 Procesos de Deshidratación y Desalado de Crudos⁽¹⁾⁽²⁾⁽⁷⁾

El hecho de que los crudos contengan agua desde su extracción, y que esa agua a su vez tenga un cierto porcentaje de sales, ha hecho imprescindible la deshidratación y desalado de los crudos. Los volúmenes de agua que se producen con el aceite varían normalmente desde 0.5 hasta el 50% del volumen total, pero conforme un pozo se aproxima al término de su vida productiva esas cantidades se acercan al 100%; en cuanto a las concentraciones salinas, éstas pueden ser desde 15 000 ppm de sal hasta 300 000, que es casi la tercera parte del peso total del agua.

Se requiere que el crudo tenga la mínima cantidad de agua y sales posible, ya que para su refinación o venta debe cumplir con ciertas especificaciones establecidas para ello. Se dice que un crudo está dentro de especificaciones cuando cumple las siguientes condiciones:⁽²⁾

	<u>Cantidad de Agua</u>	<u>Cantidad de Sal</u>
Deshidratación	menor de 1%	menor de 100 LMB
Desalado	menor de 0.2%	menor de 10 LMB

LMB, son libras de sal por cada 1000 barriles de crudo.

Antes de mencionar los procesos que se emplean para la deshidratación y/o el desalado de un crudo, es importante hacer notar la diferencia o relación que existe entre estos procesos.

Deshidratar un crudo es, específicamente, quitar la mayor cantidad de agua que viene junto con el aceite, ya sea en forma de agua libre o en forma emulsionada, para que el crudo cumpla con las especificaciones dadas; como la salinidad del crudo depende de la salinidad del agua contenida en él, al eliminarle el agua se reduce su salinidad. Se puede tener el caso de que el proceso de deshidratación no sea suficiente para bajar la salinidad del crudo hasta tenerlo dentro de especificaciones, es aquí donde entra el concepto de "desalado del crudo", que como su nombre lo indica es el de reducir las partes por millón de sal contenidas en el crudo. Otro caso que se puede presentar es el de manejar crudos con bajos porcentajes de agua, pero con muy elevada salinidad, para este caso es determinante utilizar el proceso de desalado.

La deshidratación y desalado de crudos son procesos que deben combinarse, aunque no siempre en la misma planta, con el objeto de mantener el agua y contenido de sal en el crudo dentro de especificaciones, las cuales como valores máximos permisibles ya se han mencionado. En la Figura 3 se muestra el diagrama de los procesos de deshidratación y desalado del crudo en combinación, incluyéndose además el manejo del aceite tratado y la disposición del agua de deshecho.

Resumiendo, el objetivo de deshidratar el crudo es el de eliminar la mayor cantidad de agua, con lo que se reduce su salinidad normalmente a valores menores de 100 libras por cada 1000 barriles de aceite. En el proceso de desalado, la salinidad del crudo se abate a valores menores de 10 libras por cada 1000 barriles, quedando su contenido de agua normalmente, en valores más bajos que 0.2% en volumen. En los procesos de deshidratación y desalado de un crudo se pueden incluir uno o más de los siguientes tratamientos:⁽¹⁾

1. Deshidratación por gravedad.
2. Calentamiento del crudo.
3. Utilización de dispositivos mecánicos.
4. Empleo de reactivos químicos.
5. Utilización de medios eléctricos.
6. Mediante agua de lavado.

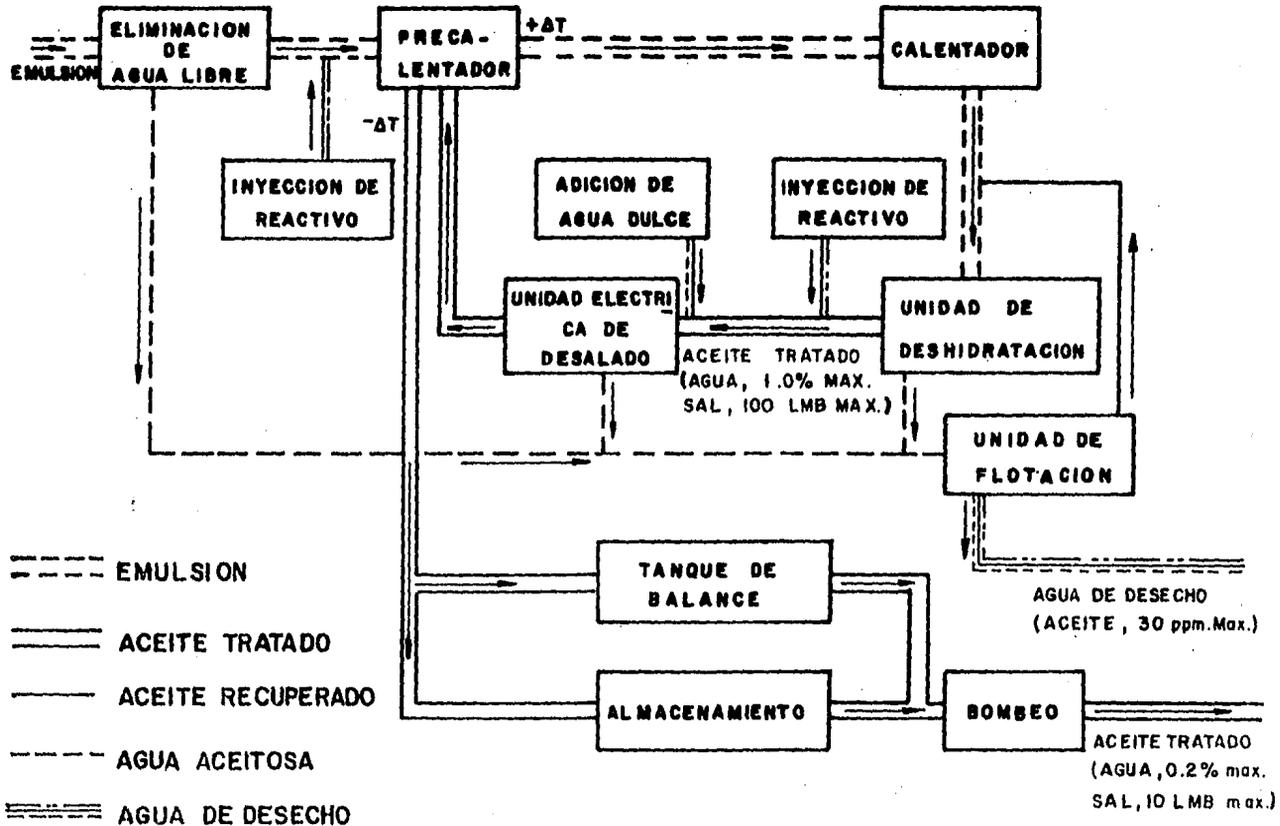


FIG. 3.-DIAGRAMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDOS⁽⁷⁾

Los factores primordiales que se persiguen con estos procesos, son: 1o) la ruptura de la película que rodea a la gota de agua y su incorporación con otras para producir gotas más grandes, y 2o) el asentamiento de las gotas de agua, durante o después de su incorporación.

Deshidratación por Gravedad:

La separación por gravedad es el factor más antiguo utilizado en la separación del agua y el aceite. Colocar el crudo en un recipiente para su deshidratación espontánea, fue el primer sistema que se utilizó en la industria petrolera; pero en la actualidad se requiere de rapidez en el tratamiento de deshidratación de miles de barriles de crudo y; además, desde el punto de vista de control de contaminación este sistema ha resultado relativamente ineficiente.

Calentamiento del Crudo:

Los depósitos abiertos de las primeras épocas de las explotaciones petroleras, dieron accidentalmente el indicio que ha conducido al uso de los calentadores actuales. En esos tiempos ocasionalmente una emulsión se rompía después de algunas horas de haber sido colocada en los tanques sin razón aparente, pero el verdadero motivo descubierto después de algún tiempo, era que el sol calentaba al crudo. Hoy en

día la adición de calor, es una parte esencial en la separación eficiente de las emulsiones agua en aceite.

En la actualidad, los calentadores de gas, los intercambiadores de calor y los más sofisticados tratadores, proporcionan el calor necesario que en combinación con los agentes químicos dan por resultado una rápida deshidratación del crudo, debido a que el calentamiento ayuda a acelerar el asentamiento de las gotas de agua y la acción química del tratamiento. Sin embargo, el calentamiento está limitado por razones económicas ya que además del gasto de combustible y el desgaste en la maquinaria, se produce un desperdicio de aceite al tenerse pérdidas de sus fracciones ligeras por evaporación. En la Figura 4 se muestra una gráfica de la relación entre las pérdidas de °API contra las pérdidas en volumen, para crudos de diferente gravedad API.

De hecho cuando las emulsiones pueden ser rotas sin la aplicación de calor, resulta más ventajoso tanto económicamente como por lo que se refiere a la complejidad del proceso de tratamiento.

Por todo lo anterior, es necesario hacer un análisis económico en el cual se debe valorar si es conveniente o no calentar al crudo para tenerlo dentro de especificaciones al menor costo posible. En el apéndice "B" de este trabajo, se muestra un ejemplo de un análisis económico simplificado para seleccionar en un caso específico, si es más

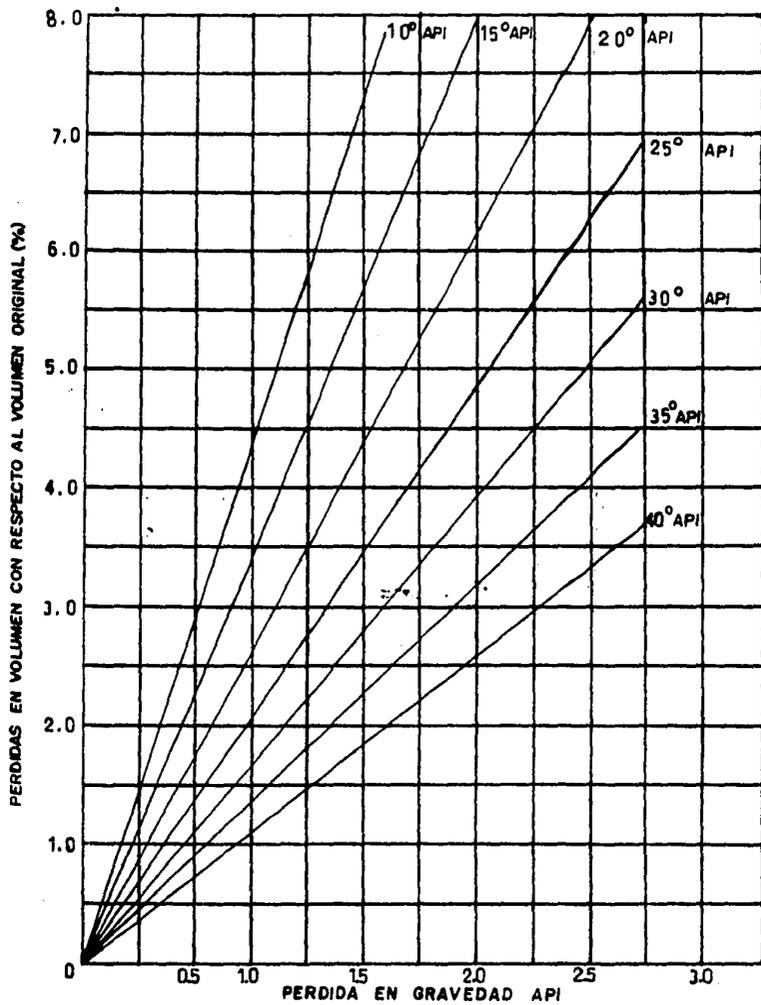


FIG.4.—RELACION ENTRE LAS PERDIDAS DE GRAVEDAD API Y LAS PERDIDAS EN VOLUMEN PARA CRUDOS DE DIFERENTE GRAVEDAD API

conveniente suministrar calor a la emulsión o incrementar la adición de reactivo químico. (7)

Utilización de Dispositivos Mecánicos:

La incorporación del agua por medios mecánicos, se consigue mediante el esparcimiento o regado del crudo en donde puedan detenerse y reunirse las gotas de agua.

Esto se logra utilizando tratadores que tienen una sección especial donde se colocan elementos fibrosos, los cuales son utilizados como difusores cuya función es la de retener las gotas de agua al paso del crudo, donde al resbalar el agua por los filamentos se unen a otras gotas de agua. Con este mismo fin se utilizaron otros elementos tales como paja, cascarillas de algodón, etc.; este procedimiento es muy antiguo y en la actualidad ya no se usa.

Empleo de Reactivos Químicos:

La deshidratación mediante el empleo de reactivos químicos se realiza mediante su adición, la cual se efectúa usualmente inyectándolos en el fondo del pozo, en la cabeza del pozo, en la batería de recolección o en la planta de deshidratación y de desalado; en el tratamiento del crudo se tienen uno o varios de estos puntos de inyección, depen

diendo del tiempo requerido para el rompimiento de la emulsión. La can tidad y tipo de producto químico desemulsificante que se inyecte, depen derá del tipo de emulsión presente en el crudo, su temperatura, el pun to de inyección, el grado de agitación que sufre el crudo mientras flu ye y del tiempo de reposo del crudo.

Utilización de Medios Eléctricos:

La deshidratación eléctrica se consigue mediante la exposi - ción del crudo a un campo eléctrico; como los agentes emulsificantes forman una película que está compuesta por moléculas polares, el campo eléctrico perturba a esta película de tal manera que obliga a sus mo - léculas a reorganizarse, lo que promueve su ruptura y la unión en gotas de agua mayores que tienden a depositarse fácilmente.

Mediante Agua de Lavado:

Este tipo de tratamiento se usa específicamente en el proceso de desalado del crudo, y consiste en adicionarle agua dulce o agua de baja salinidad, para lograr que las sales que contiene el crudo sean disueltas y así tener la disminución de su salinidad.

Integración de los Procesos de Deshidratación y Desalado de Crudos

Una vez realizada una descripción breve de los tratamientos que intervienen en los procesos de deshidratación y desalado del crudo, a continuación se presenta cómo quedarían integrados cada uno de estos procesos.

En el proceso de deshidratación normalmente se incluyen las siguientes etapas (Fig. 5): (1)(2)(14)

- a) Remoción de Agua Libre
- b) Adición de Agentes Químicos Desemulsificantes
- c) Adición de Calor
- d) Unidad de Deshidratación del Crudo

a) Remoción de Agua Libre

En esta etapa la eliminación del agua que viene en forma libre junto con el crudo (o sea que no viene emulsionada), se hace con el objeto de evitar el desperdicio de calor. El agua salada debido a su alta conductividad térmica, absorbe rápidamente el calor (se requieren 350 BTU para incrementar la temperatura de un barril de agua en 1°F; es decir, aproximadamente el doble que el requerido para un mismo volumen de aceite)⁽⁷⁾; también ocasionalmente el porcentaje de agua li-

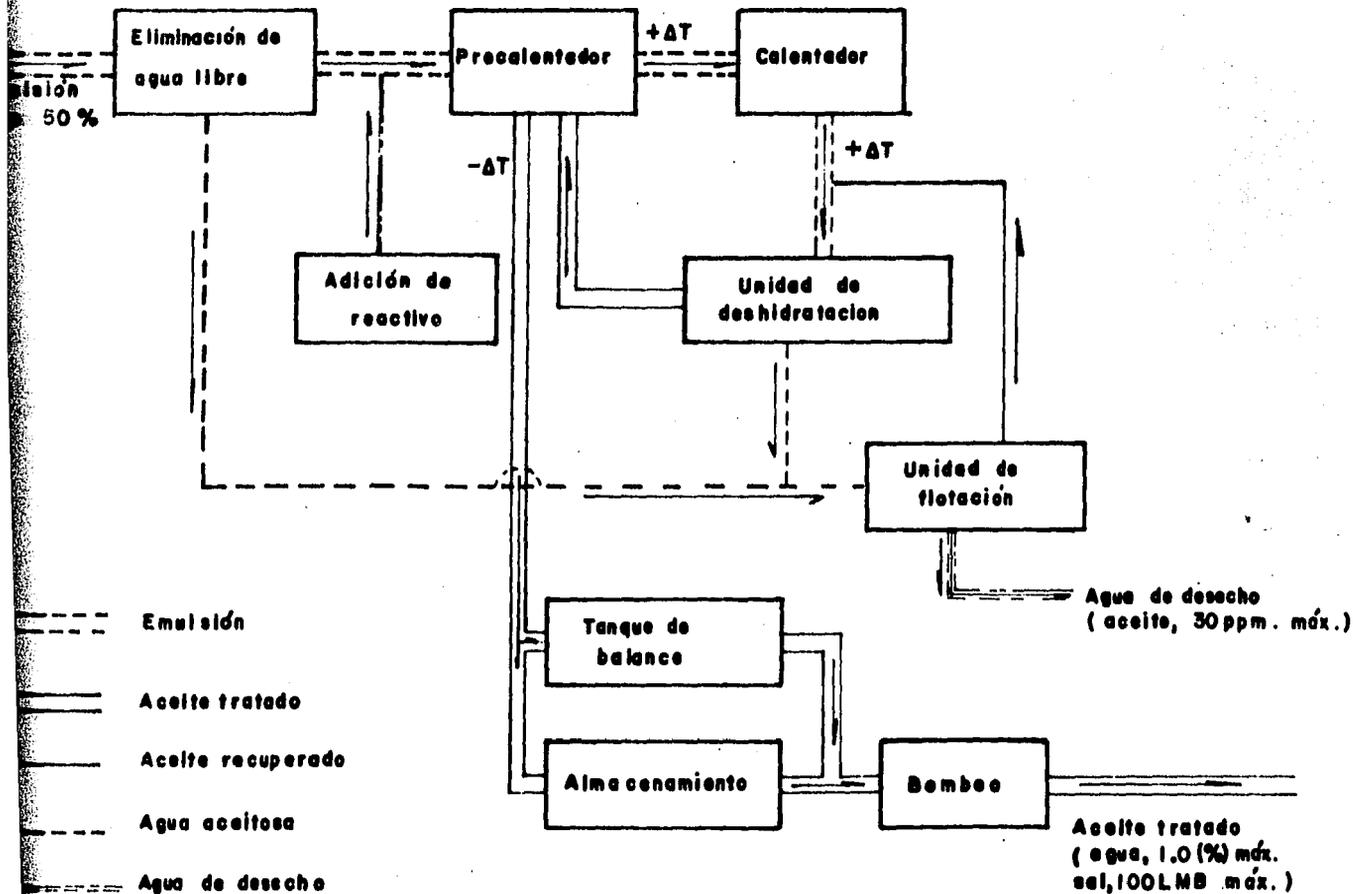


FIG. 5.-DIAGRAMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDOS ⁽²⁾

bre es elevado, por lo que su remoción permite ampliar la capacidad de tratamiento del equipo.

b) Adición de Agentes Químicos Desemulsificantes

El efecto de un reactivo químico desemulsificante es sumamente importante, ya que promueve la coalescencia entre las gotas de agua la cual provoca su unión, acelerando así su asentamiento y favoreciendo la separación de las fases. Otra función del agente químico es la de propiciar la incorporación de sedimentos en el agua, la cual es drainada posteriormente en la etapa de deshidratación.

c) Adición de Calor

La temperatura de tratamiento se selecciona considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada al sistema, su volatilidad y el costo de calentamiento. La adición de calor favorece el rompimiento de las emulsiones; pero presenta límites económicos como ya se ha mencionado anteriormente.

Cuando se está tratando un aceite viscoso, es necesario calentarlo para reducir su viscosidad e impedir la estratificación de capas de aceite y agua en forma alternada. Cuando se trata de crudo volátil, es conveniente estabilizarlo antes de conducirlo a la unidad de deshidratación, por lo que también es necesario calentarlo.

d) Unidad de Deshidratación del Crudo

En esta unidad se remueve el mayor volumen del agua emulsificada y se llegan a alcanzar contenidos de agua residual del 1% normalmente; la salinidad residual dependerá de la concentración de sales en la salmuera de que se trate.

La separación del agua y el aceite se acelera mediante la adición de algún reactivo coalescente, la adición de calor y/o el empleo de coalescedores mecánicos o eléctricos.

El proceso de desalado del crudo (Fig. 6) se puede considerar como una segunda etapa de deshidratación, en ésta el contenido de agua residual en el aceite (1%) se abate a un 0.2% y la salinidad asociada se reduce mediante la adición de agua de baja salinidad. Este proceso requiere comunmente de las siguientes etapas:⁽²⁾

- a) Adición de reactivo químico
- b) Adición de agua dulce
- c) Adición de calor
- d) Empleo de coalescedores electrostáticos

El añadir agua dulce en esta etapa es con el objeto de reducir la salinidad asociada; de acuerdo con la experiencia de campo el volumen de agua de dilución es aproximadamente 2 ó 3 veces el volumen

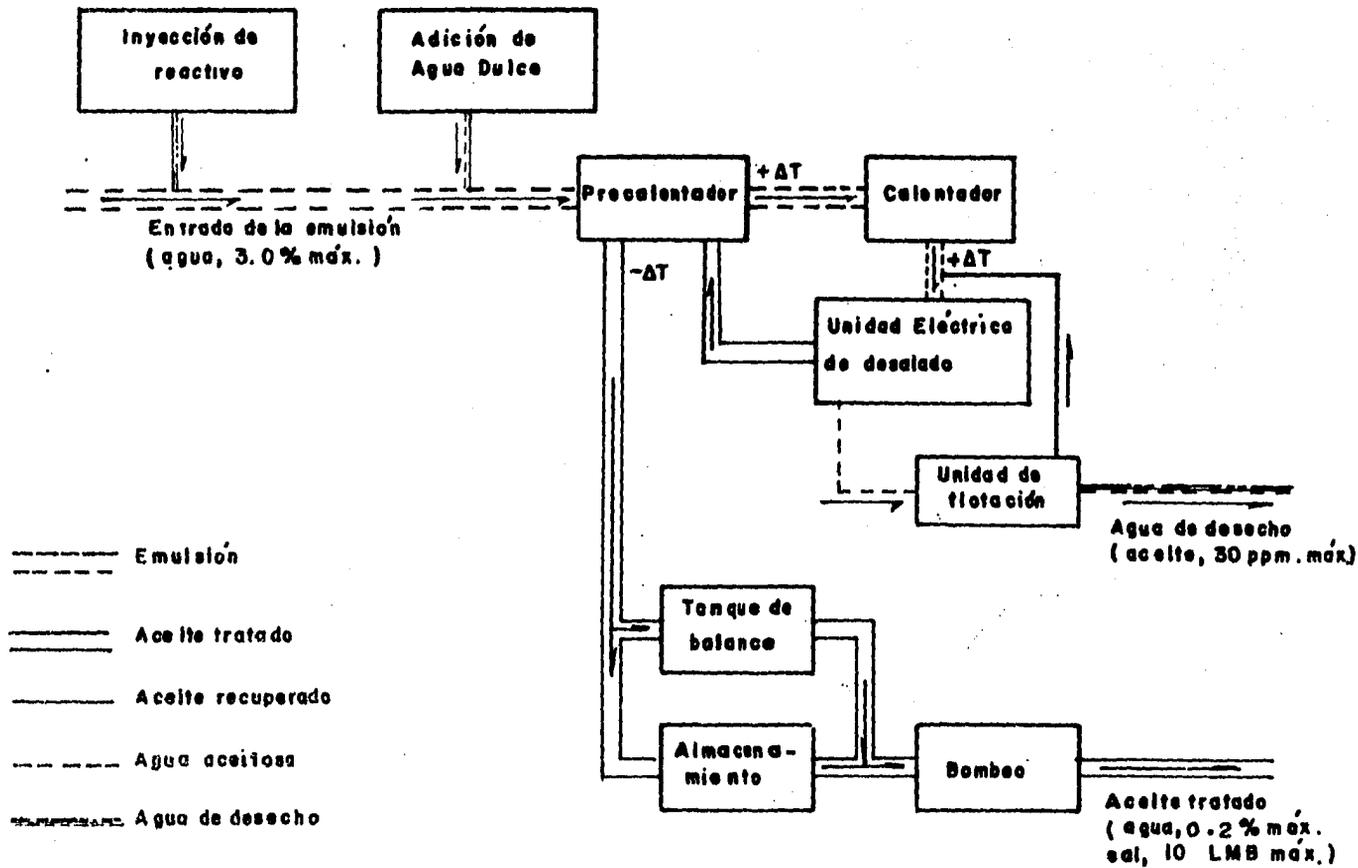


FIG. 6.-DIAGRAMA DEL PROCESO DE DESALADO DE CRUDOS (2)

de agua residual. Esta relación varía según los siguientes factores: la salinidad del agua residual, el porcentaje de agua remanente después de la etapa de deshidratación, la salinidad del agua de dilución, la eficiencia de mezclado del agua de dilución con la emulsión y el contenido de agua y sal en el crudo requeridos al final del tratamiento.

Es importante que el mezclado entre el agua de dilución y las gotas de agua residual sea lo más eficiente posible, por lo que se hace uso de unas válvulas mezcladoras para lograr así que entren en contacto el mayor volumen de las gotas de agua de dilución con las gotas remanentes.

Hay ocasiones en que únicamente con el proceso de deshidratación es suficiente para producir crudo apenas dentro de especificaciones, pero esto ocurre normalmente cuando se hace uso de un alto consumo de reactivo y/o alta temperatura de tratamiento. (7)

Cuando se tratan crudos de campos nuevos, su contenido de agua normalmente es bajo y puede continuar así si no se tiene entrada de agua o el avance del contacto agua-aceite en el yacimiento es lento. Para estos casos se requiere sólo del proceso de desalado; sin embargo, se diseña considerando que en un futuro también será necesario el proceso de deshidratación.

III.2 Descripción del Equipo

Dentro de la industria petrolera existen diferentes equipos a utilizar en la separación del agua y el aceite, donde los más conocidos y usuales son:

- a) Separadores de tres fases.
- b) Eliminadores de agua libre.
- c) Calentadores.
- d) Tanques deshidratadores.
- e) Tratadores termoquímicos convencionales.
- f) Tratadores electrostáticos.

A continuación se describe como operan cada uno de ellos.

a) Separadores de Tres Fases: ⁽¹⁵⁾

Para la separación del gas y aceite se tienen unidades de dos fases, y para separar gas, aceite y agua se dispone de separadores de tres fases (Fig. 7). El agua libre puede eliminarse en los separadores de tres fases, los cuales son de forma cilíndrica y de tipo vertical; algunos cuentan con un controlador móvil que permite ajustar la relación entre volúmenes disponibles en el separador para el agua y el aceite en cada condición particular. El uso de este tipo de separadores no es común debido a que no son muy eficientes, ya que el tiempo

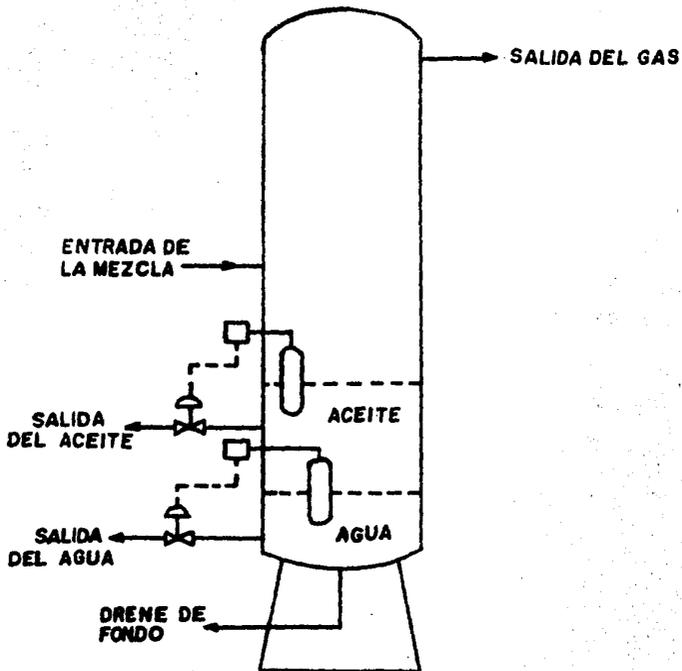


FIG.7.-ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON CONTROLADORES DE NIVEL DEL TIPO DE DESPLAZAMIENTO.¹¹⁹

de residencia para separar las fases agua-aceite es muy reducido.

b) Eliminadores de Agua Libre:⁽¹⁾

Los eliminadores de agua libre se usan para extraer altos porcentajes de agua libre que viene acompañada de la emulsión, antes de que ésta entre a tratamiento. Existen diferentes tipos, horizontales y verticales y pueden ser de dos o tres fases.

En forma muy general, un eliminador de agua libre (Fig. 8), es un tanque sencillo donde hay espacio para que el agua se deposite, separándose de la emulsión. Frecuentemente en la parte inferior del tanque se coloca una capa de material fibroso que funciona como filtro, cuyo objetivo es detener a las partículas de aceite y emulsión que se quedan en el agua que ha pasado por ese filtro. El agua libre se descarga automáticamente del fondo del tanque, y la emulsión sale por la parte superior a las siguientes etapas del proceso.

Los eliminadores de agua libre deben ser instalados antes de los calentadores, con el fin de evitar que el agua consuma el calor que debe ser absorbido solamente por la emulsión. El uso de los eliminadores de agua libre es muy recomendable en los casos donde se manejan porcentajes de agua mayores al 20%, pero hay situaciones en que resultan poco eficientes debido a que se manejan volúmenes de agua exce

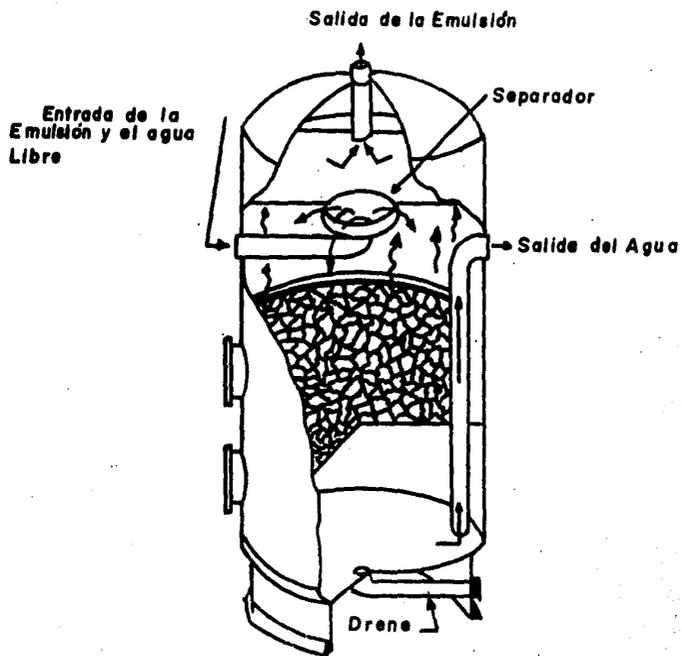


FIG.8.-ELIMINADOR DE AGUA LIBRE DEL TIPO VERTICAL. (1)

sivamente altos, mayores al 50%. Un problema adicional se presenta en los controladores de nivel cuando las densidades de la emulsión y del agua, son muy parecidas.

c) Calentadores. (1)

El suministro de calor en el tratamiento de las emulsiones, se efectúa a través de calentadores de fuego directo, indirecto o eléctrico.

En el uso de calentadores de fuego directo, la emulsión se pone en contacto directamente con un horno u otro elemento de calentamiento. Este tipo se utiliza generalmente para calentar emulsiones no corrosivas y que se encuentran a baja presión, existen varios diseños tales como: del tipo tubular, de horno interno, del tipo Fluid-Jacket y volumétricos. Todos ellos requieren de mantenimiento frecuente ya que son sensibles a la corrosión e incrustaciones.

Un calentador tubular, consiste de tubos alineados que conducen la emulsión para calentamiento, dichos tubos están suspendidos dentro de una caldera y están unidos entre sí por codos de retorno; dependiendo de la cantidad de fluido a calentarse, se utilizarán uno o más bancos de tubos. Cada banco está protegido por una coraza para que el fuego los caliente y al mismo tiempo transmitan el calor a la emulsión

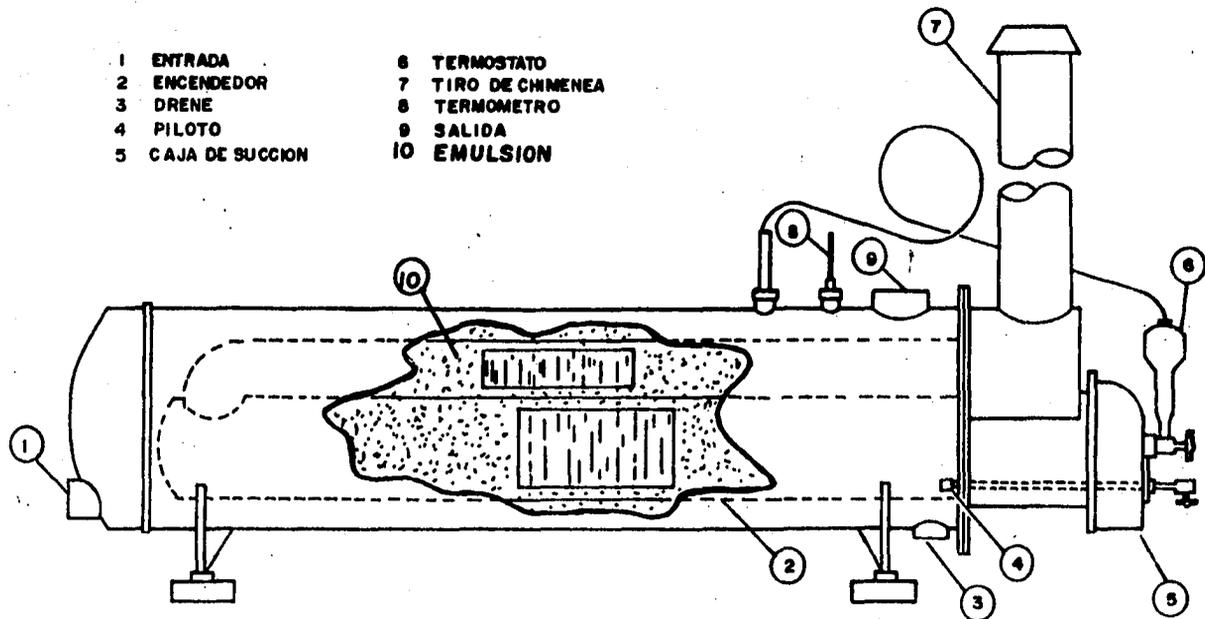
que pasa por ellos. Estos tubos deben ser inspeccionados frecuentemente, ya que la aplicación del fuego directo los hace sensibles a la corrosión e incrustaciones, especialmente cuando el flujo es intermitente. Durante los periodos sin flujo, la emulsión que permanece en los tubos puede calentarse al extremo de que una porción de la misma se evapore, dejando un depósito sólido dentro de ellos; también el agua que pasa por los tubos suele formar incrustaciones que a veces los obstruyen. Estas incrustaciones interfieren en la transferencia de calor a la emulsión y reducen la eficiencia del calentador, incluso mucho antes de restringir totalmente el flujo. Los tubos pueden reemplazarse para su inspección y limpieza, de uno en uno o por grupos. El uso óptimo de este tipo de calentadores se obtiene en sistemas donde el flujo es permanente, la emulsión tiene poca tendencia a depositar incrustaciones y se encuentra a baja presión.

Los calentadores tipo Fluid-Jacket son fabricados en forma vertical y horizontal. Ambos son similares y consisten de un tanque cilíndrico con una gran chimenea central en él, donde ésta sirve de caldera y queda rodeada por la emulsión que fluye por el espacio anular entre el armazón y la chimenea central. La emulsión entra por un tubo que se encuentra cerca del fondo, y es descargada a través de un tubo de salida que se localiza en la parte superior del recipiente. Con este tipo de calentadores, es factible que se manifiesten problemas si no se limpian regularmente; el lodo y el sedimento tienden a acumularse

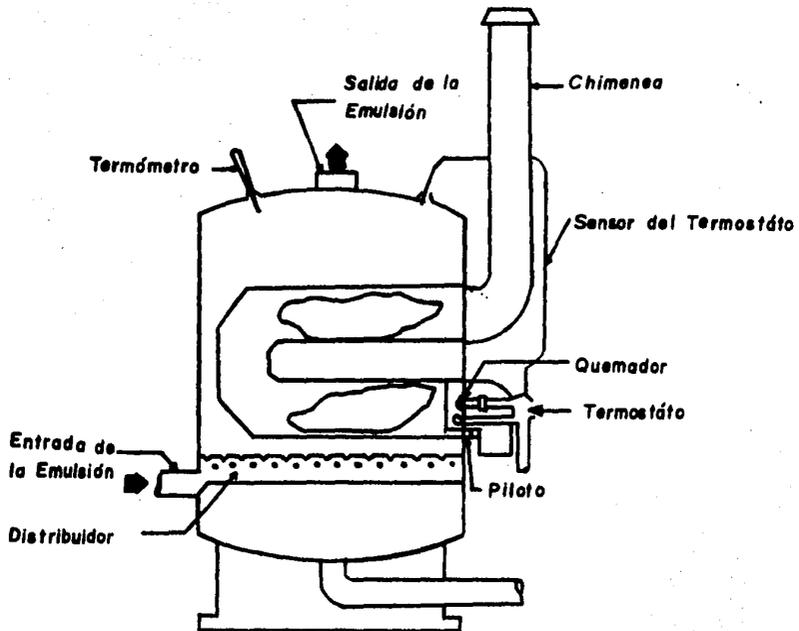
en el fondo. Estos calentadores son adecuados para cargas ligeras, donde el fluido no es corrosivo y contiene poco sedimento o lodo.

Los calentadores de horno interno, consisten de un tanque horizontal con un horno interno removible, Figura 9. La emulsión entra al calentador por un tubo distribuidor detrás del horno y fluye hacia afuera por la salida que se encuentra en la parte superior del tanque del calentador. El distribuidor hace que la emulsión se disperse, lo que evita un flujo irregular. El horno debe revisarse periódicamente por su sensibilidad a la corrosión, este tipo de calentadores no tiene problemas tan severos de incrustaciones como otros, y se recomienda su empleo sólo con emulsiones no corrosivas y con flujo constante.

Los calentadores volumétricos (Fig. 10), son similares a los calentadores de horno interno, con la excepción de que éstos tienen un armazón vertical corto, que normalmente está lleno de agua caliente. La emulsión entra al calentador por un tubo distribuidor que está por debajo del horno interno, y se dirige hacia la salida que está en la parte superior del recipiente. En el paso a través del recipiente, la emulsión es lavada con un baño de agua caliente que ayuda a romper la emulsión y reduce la carga en otras partes del sistema de tratamiento. Cualquier cantidad de agua que se desprenda de la emulsión sale junto con ella por la parte superior. Este tipo de calentadores se usa cuando se manejan emulsiones ligeramente corrosivas y que especialmente el



**FIG.9.-CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO,
TIPO HORNO INTERNO**

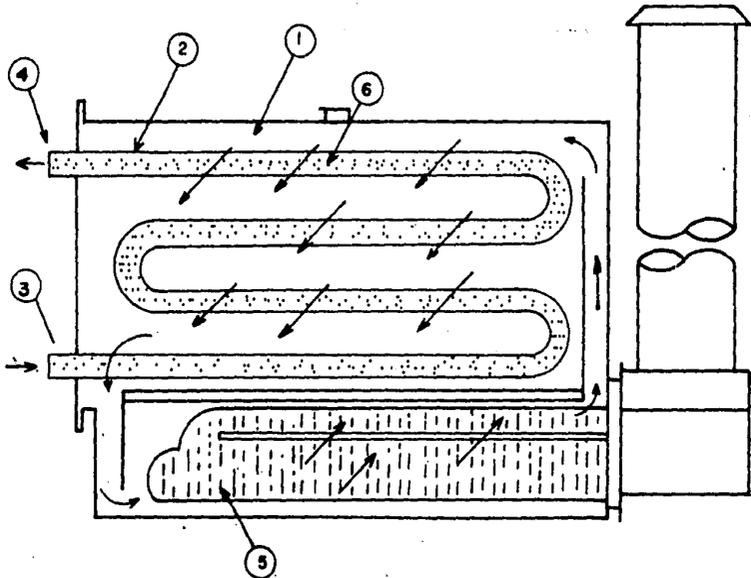


**FIG.10. CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO
TIPO VOLUMETRICO**

material corrosivo se encuentre en el aceite y no en el agua.

Los calentadores de fuego indirecto, Figura 11, están constituidos de tres partes principales: el cuerpo, el horno o quemador y el haz de tubos de flujo. El quemador y el haz de tubos pueden estar fijos dentro del calentador, pero usualmente son removibles para facilitar su inspección, limpieza y reemplazo. El calor del horno se extiende a través del baño de agua en el cuerpo del tanque, y se transmite a la emulsión que se encuentra en el haz de tubos. Estos calentadores son menos riesgosos en su funcionamiento que los calentadores del tipo directo, ya que el fuego no llega directamente a los tubos por donde pasa la emulsión, y la temperatura de la emulsión puede ser controlada por medio del baño de agua que rodea a los tubos; para esto el calentador tiene un termostato que mantiene al agua a una temperatura constante; como esta temperatura es constante y no muy alta, se reducen los depósitos de sales e incrustaciones en los tubos. También se disminuye el deterioro de los tubos y en su caso de emergencia, aún cuando se rompieran los tubos, el crudo no queda expuesto al fuego en forma directa.

El incremento en los precios de los hidrocarburos, ha traído como consecuencia el empleo de calentadores eléctricos que además del ahorro de combustible ofrecen las siguientes ventajas:



- 1 BAÑO DE AGUA
- 2 SERPENTIN
- 3 ENTRADA DE LA EMULSION
- 4 SALIDA DE LA EMULSION
- 5 FUENTE DE CALOR
- 6 EMULSION

FIG. 11.--CALENTADOR DE FUEGO INDIRECTO

1. Tienen la flexibilidad de permitir colocar el número de tubos de calentamiento requeridos dentro del elemento eléctrico para cada caso particular, lo que los hace más eficientes.
2. Al reducirse la corrosión, no se tienen picaduras en los tubos, con lo que la transferencia de calor del serpiente al fluido es mejor.
3. La temperatura del proceso puede controlarse en forma precisa, propiciando un incremento de 0.5 a 2°API en la densidad relativa del crudo después del tratamiento.
4. Requiere de un mantenimiento menor que los otros equipos y así mismo, ofrecen mayor seguridad en la instalación al no tenerse flama abierta. Este tipo de calentadores hasta la fecha no se ha usado en México.

d) Tanques Deshidratadores. (1)(7)

Básicamente un tanque deshidratador o "Gun Barrel" es un tanque de asentamiento con un tubo conductor interno o externo. Aunque actualmente no se les usa tanto como antes, todavía se emplean. Vale la pena estudiarlos, por ciertos principios de ruptura de emulsiones que pueden observarse a través de la descripción de un tanque deshidratador. En general, están compuestos de cinco partes principales, Fig. 12, cada una de las cuales sirve para uno o más propósitos específicos: (7)

1. La línea de entrada, que es el tubo que conduce la emulsión (agua-aceite) desde el separador al tanque deshidratador.
2. El tubo conductor, que es un tubo largo por donde entra

- 1 Entrada del Fluido del Pozo
- 2 Igualador de Presión
- 3 Salida de Gas
- 4 Salida del Aceite
- 5 Salida de Agua
- 6 Agua
- 7 Emulsión
- 8 Tubo Conductor
- 9 Dispensor

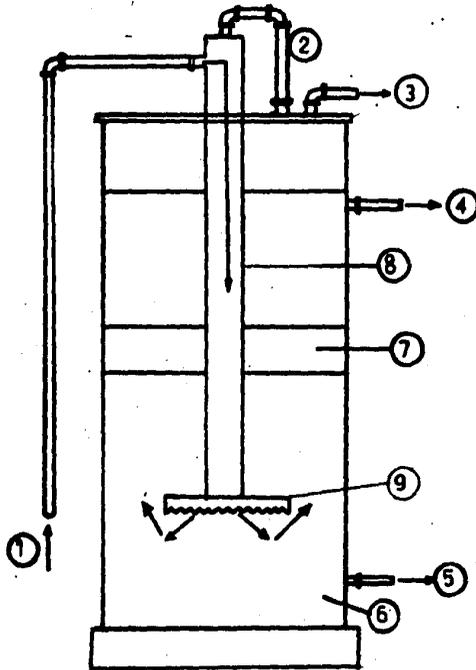


FIG.12.- TANQUE DESHIDRATADOR "GUN BARREL" (1)

la emulsión antes de llegar al fondo del tanque. Este conductor puede estar dentro o fuera del tanque y tiene tres propósitos principales: a) el gas se separa de la emulsión dentro del tubo, y esto reduce la turbulencia en el cuerpo del tanque; b) sirve como tanque de balance para prevenir baches que están siendo conducidos al tanque deshidratador, lo cual podría ocurrir si el separador descargara directamente en el fondo del tanque; c) dispersa la emulsión de manera regular a través del colchón de agua de lavado, mediante un distribuidor que está unido a la parte inferior del tubo.

3. El cuerpo del tanque deshidratador; el cual tiene un colchón de agua que sirve de lavado a la emulsión.
4. La línea de salida del agua, constituida por un sifón y que sirve para dos propósitos, uno es el de proporcionar una salida para el agua separada y el otro de regular la altura del tirante de agua en el deshidratador.
5. La línea de salida del aceite, la cual conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.

Algunas otras partes adicionales son la línea igualadora de presión, la descarga del gas y mirillas de medición donde se puede observar la interfase agua-aceite.

Los principios bajo los que opera un tanque deshidratador se entienden mejor siguiendo el trayecto de la emulsión en él, y describiendo lo que sucede a cada paso. Para esto, supóngase que el asentamiento es el único principio usado para la separación del agua y el aceite y que no se utilizan ni calor ni productos químicos (aunque frecuentemente se inyectan agentes químicos y se tiene un calentador en el sistema, antes que la emulsión pase al tanque deshidratador). Cuando

la emulsión entra al tubo conductor se encuentra sujeta sólo a la presión atmosférica; puesto que es necesario ejercer cierta presión en el separador gas-aceite localizado antes del deshidratador, entonces una cierta cantidad de gas en solución se libera de la emulsión a la entrada del deshidratador. Este gas es extraído del tanque para ser liberado o enviado a un sistema de recolección, únicamente el líquido fluye hacia abajo por el tubo conductor y entra al deshidratador.

Un distribuidor es frecuentemente colocado en el fondo del tubo conductor para dispersar homogéneamente la emulsión en el agua de lavado, sin este aditamento la emulsión se canalizaría a través del agua de lavado. Casi siempre se le coloca a dos pies por encima del fondo del tanque, cuidando que quede inmerso en el agua pero sin tocar el fondo de éste donde se acumula lodo; su diámetro depende del tamaño del tanque deshidratador, pero generalmente es de un 40 a 70% de diámetro del tanque.

Los distribuidores están diseñados para que la emulsión fluya en pequeños chorros, conforme éstos emergen, una parte de la emulsión se rompe debido al estrecho contacto con el agua y el aceite limpio es el que sube.

Sobre el nivel del agua hay dos capas líquidas, la superior de aceite limpio y la intermedia conteniendo emulsión, éstas no están

bien definidas, pero se diferencian uno del otro, el nivel de velocidad de subida de cada uno de los líquidos depende de su peso específico, el agua se estaciona y la emulsión sube lentamente a través de ella, mientras que el aceite limpio sube rápidamente a la superficie del tanque, descargándose por el tubo de salida.

En resumen, la acción que tiene lugar en un tanque deshidratador consta de dos etapas: la de lavado y la de asentamiento; el lavado ocurre en el tirante de agua y el asentamiento se efectúa en el estrato de emulsión. Como las emulsiones son diferentes, no existe un patrón establecido respecto a la cantidad de agua requerida en el tanque; se estima que se debe de tener en el tanque deshidratador un tirante de agua con una altura mínima de 3 m.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón (Fig. 13), el cual tiene el siguiente funcionamiento: primero el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable; la altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y en el tanque; cualquier flujo al sifón depende exclusivamente de los niveles que se mantengan en el deshidratador.

En la Figura 13 se tiene representada la altura de una co -

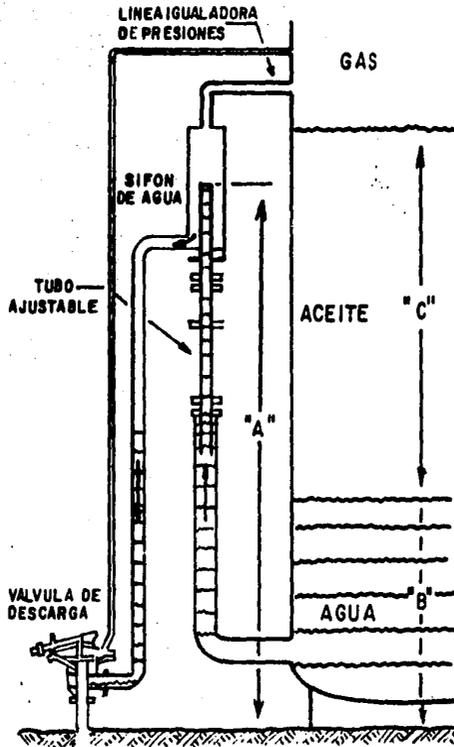


FIG. 13.-DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR.⁽⁷⁾

lumna "A" en el tubo ajustable, ésta será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Como el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor equilibra una columna de agua "B" y aceite "C" como se presenta en la figura. Subiendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua; al llegar el agua a la cima del tubo ajustable, derrama a un tubo de descarga en el cual al alcanzarse una determinada carga hidrostática, se opera una válvula, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose el ciclo continuamente.

e) Tratadores Termoquímicos Convencionales⁽¹⁾

Es un equipo que combina casi todos los mecanismos usados para tratar una emulsión en un solo tanque. Esto es, está diseñado para incluir en una sola unidad los siguientes elementos: separación de aceite y gas, separación del agua libre, calentador, lavado de la emulsión con agua, y sección de asentamiento y de estabilización. Estos tratadores presentan facilidades en cuanto a alternativas de modificación en el tratamiento de una emulsión, además de que existen modelos de diferentes tamaños que pueden manejar cantidades diversas de fluido. Algunos de estos tratadores están diseñados para usarse en climas calurosos, otros específicamente para climas extremadamente fríos, y también se tienen diseños para tratar aceites con alta tendencia a formar espuma. Se cuenta con tratadores del tipo vertical y horizontales.

En los tratadores verticales (Fig. 14) la emulsión pasa a través de un intercambiador de calor, donde es precalentada por el aceite limpio que sale. Después de que la emulsión pasa por el intercambiador de calor, es derramada sobre un panel y cae a través de un tubo bajante. En el fondo del recipiente, cualquier agua libre en la emulsión se separa, y ésta fluye hacia arriba a través del agua, la cual sirve como un medio de lavado. El agua es calentada por un calentador de tubo, el cual se encuentra dentro del compartimiento; después de dejar el agua de lavado caliente, la emulsión pasa hacia arriba a un espacio de asentamiento donde el agua se rompe de la emulsión y se asienta cayendo en el agua de lavado; el aceite limpio se descarga por el tubo de salida a través del intercambiador de calor.

La sección para agua de estos tratadores verticales ocupa aproximadamente el 60% de la columna de fluido; y el 40% restante, lo ocupan las secciones del aceite y el gas.

La altura de la interfase entre el agua y el aceite se mantiene por un sifón que puede ajustarse para variar la altura. Estos ajustes se efectúan en la caja del sifón, cambiando la altura de la tubería, tanto la de entrada como la de salida del agua, de acuerdo con el sistema usado. En cualquier caso bajar al tubo del sifón baja la interfase y al elevarlo se sube. En algunos tratadores hay un niple ajustable en la línea de agua del sifón o en la salida del agua; de tal manera

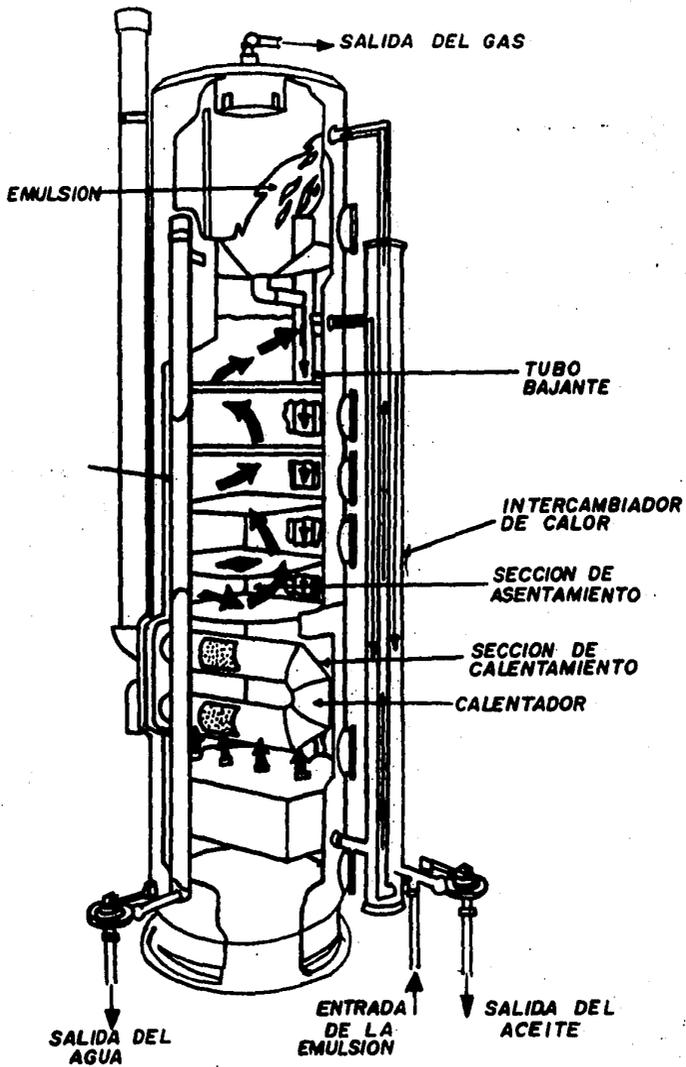


FIG.14.- TRATADOR TERMOQUIMICO CONVENCIONAL. (1)

que ajustando este niple en una pulgada, se logra un cambio de 4 a 5 pulgadas en la altura de la interfase. Los tratadores diseñados para climas fríos, se construyen con líneas de sifón internas y con una caja de manejo externa fija al recipiente.

En los intercambiadores de calor, que tienen la mayoría de los modelos, la emulsión que entra se precalienta con el aceite limpio que sale, y son útiles no sólo para conservar el calor de la emulsión, sino también tienden a conservar la gravedad API del crudo limpio al enfriarlo en su salida.

Los tratadores horizontales operan de manera similar a los verticales, con la única diferencia de que tienen una sección de asentamiento más grande que los verticales, por lo que son recomendables cuando se manejan crudos pesados. La principal desventaja que presentan los tratadores horizontales, es que requieren de más espacio que los verticales.

f) Tratadores Electrostáticos⁽¹⁶⁾⁽¹⁷⁾

Las unidades eléctricas de deshidratación y desalado, están constituidas básicamente de un recipiente a presión, en cuyo interior se encuentra un dispositivo que distribuye la emulsión a través del cuerpo, un regulador del nivel de altura de agua y una sección de elec

trosos. La finalidad de éstos últimos, es aplicar cargas eléctricas a las gotas de agua cuando la emulsión pasa a través de un campo eléctrico. Las gotas cargadas eléctricamente se mueven con mayor rapidez y se colapsan unas contra otras, formando gotas cada vez más grandes hasta que son depositadas en el fondo del tanque.

El sistema eléctrico consiste de un transformador y electrodos suspendidos uno sobre otro en una sección de la unidad. Los electrodos se colocan normalmente de tal modo que su área de cruce es perpendicular al flujo de fluido. En algunos diseños la distancia entre electrodos es ajustable, para que el voltaje pueda variarse hasta encontrar la corriente más favorable para romper la emulsión a tratar.

Existen varios diseños desarrollados por diferentes compañías, de los cuales el que se usa actualmente en PEMEX es el conocido como Tratador Electrostático a Baja Velocidad. Este tipo de tratador electrostático (Fig. 15), consiste de un tanque horizontal, en cuyo interior tiene un distribuidor de entrada, localizado en la parte inferior del tanque y que tiene el diseño de un panel invertido para obtener una distribución uniforme del flujo y evitar obturamientos. Cuenta también con un interruptor de bajo nivel de líquido, de tal forma que si no existe el nivel de líquido adecuado (demasiado volumen de gas liberado), se suspende la corriente. Tiene dos electrodos; el superior está conectado a tierra y el inferior está cargado por medio de un transformador,

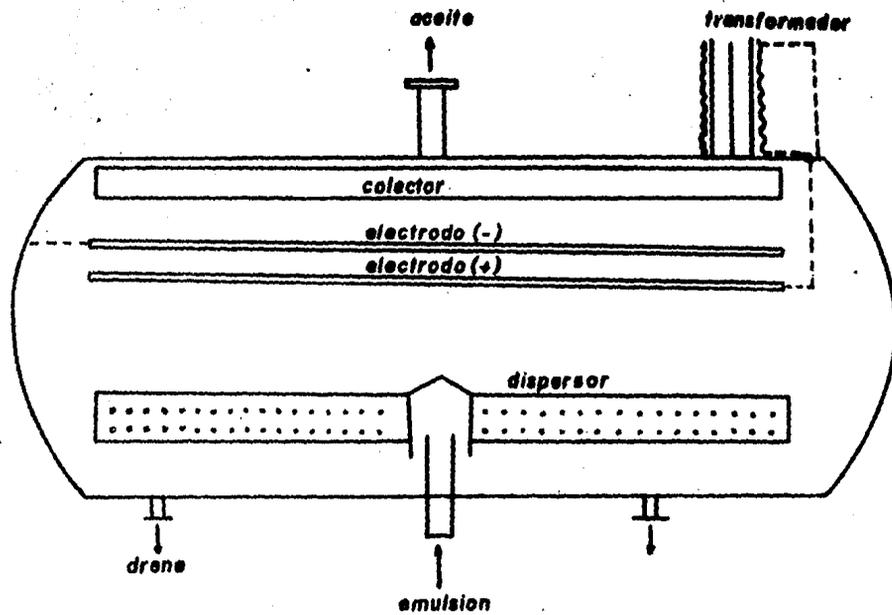


FIG.15.-TRATADOR ELECTROSTATICO A BAJA VELOCIDAD

con esto la emulsión pasa a través de dos campos eléctricos (agua-electrodo cargado, electrodo cargado-electrodo a tierra).

III.3 Ventajas de los Procesos y Equipos para la Deshidratación y el Desalado de Crudos. (2)(7)(12)(13)

En la República Mexicana se han cuantificado alrededor de 1,855,000 Km² de áreas sedimentarias distribuidas en todo su territorio, siendo conveniente mencionar que de esa superficie, sólo se ha explorado intensamente la planicie costera y la plataforma continental del Golfo de México, en las que se han descubierto, desarrollado y explotado la totalidad de los yacimientos que constituyen el actual potencial petrolero de México. (12)

De las áreas productoras que se tienen en México se ha encontrado que se produce toda la variedad de hidrocarburos que se conoce; esto es, en México se tienen yacimientos de gas seco, gas húmedo, gas y condensado, de aceite volátil y de aceite pesado. Estas áreas productoras están distribuidas aproximadamente de la siguiente manera:

- a) Yacimientos de Gas Seco.- Se localizan primordialmente al Noreste de la República Mexicana; los yacimientos son productores de arenas del terciario, y los de mayor relevancia son los campos Reynosa, Brasil, Treviño y el área del Golfo de Sabinas.
- b) Yacimientos de Gas Húmedo.- Los principales yacimientos de este tipo se encuentran en la parte Sur del Estado de Tabasco y su producción proviene de arenas del terciario; entre los más importantes, pueden citarse los campos José Colomo, Chilapilla, Hormiguero y Usumacinta.

- c) Yacimientos de Gas y Condensado.- Aquí se produce en rocas carbonatadas de edad Mezozoica en el área de Huimanguillo, los yacimientos productores son Agave y Giraldas.
- d) Yacimientos de Aceite Volátil.- Se tienen doce campos productores de aceite volátil descubiertos en México, y se encuentran localizados exclusivamente en el área de Huimanguillo; los hidrocarburos provienen de rocas carbonatadas del mezozoico. Los campos importantes son: Cárdenas, Paredón, Jujo y Cacho López.
- e) Yacimientos de Aceite Ligero.- Se han descubierto yacimientos de aceite ligero en la casi totalidad del área hasta ahora explorada exceptuando la porción Noreste de México; pero los campos de mayor relevancia son: 1) en la región del Mezozoico Chiapas-Tabasco con los campos Río Nuevo, Sitio Grande, Cactus Nispero y el Complejo A. J. Bermúdez; 2) en la Sonda de Campeche con los campos Abkatún, Pol, Chuc e Ixtoc; 3) en la Zona Centro, con los campos Pozá Rica y San Andrés; y 4) en la Zona Sur, en arenas del terciario se tienen los campos La Venta, Cinco Presidentes, Magallanes, El Plan, Cuichapa y Bacal.
- f) Yacimientos de Aceite Pesado.- Esta tipo de aceite se produce en la llamada Faja de Oro, compuesta por los campos Cerro Azul, Sta. Agueda, E. Ordóñez, Acuatempa, y Naranjos; también se produce en la Sonda de Campeche en el complejo Cantarell y el campo Ku.

Esta variedad en la producción de diferentes tipos de crudos ha impuesto necesidades particulares en las instalaciones para la deshidratación y desalado de los mismos. Sin embargo, independientemente del tipo de aceite que se maneje, las características más importantes que deben satisfacer tales instalaciones son: ⁽⁷⁾

1. Debido a que el crudo se destina ya sea a la exportación o a su refinación inmediata, se requiere una alta eficiencia de la instalación de tratamiento, que permita obtener

crudo dentro de las especificaciones establecidas, para evitar la penalización del precio del crudo exportado y disminuir los problemas de operación en los procesos de refinación.

2. El crudo debe de ser procesado en el menor tiempo posible, y lograr además su disponibilidad inmediata para reducir así el riesgo de incendio o mala operación de los tanques.
3. Es necesario contar con instalaciones de rápido montaje y con la suficiente versatilidad para aumentar o disminuir su capacidad de tratamiento; esto a su vez implica el manejo de equipo del menor volumen posible, que permita su rápida transportación de una instalación a otra y con alto valor de rescate.

Actualmente las instalaciones de procesamiento del aceite se están diseñando en base a un criterio modular con el fin de cubrir algunas de las características antes mencionadas.

En la selección del equipo de deshidratación y desalado, deben de tomarse en cuenta los siguientes aspectos: (7)

1. Contenido de agua y sal del crudo tratado.
2. Contenido de agua del crudo a tratamiento.
3. Estabilidad de la emulsión agua-aceite.
4. Densidad y viscosidad del crudo.
5. Variaciones en los volúmenes de fluidos por tratar.
6. Tendencia corrosiva e incrustante del agua emulsificada.
7. Conductividad eléctrica del aceite.

8. Tendencia del aceite a depositar parafinas y asfaltenos.
9. Temperatura de los fluidos.
10. Ritmo de declinación de la producción del campo.
11. Operabilidad del equipo.
12. Inversión inicial.
13. Costos de operación y mantenimiento.
14. Valor de rescate.
15. Versatilidad de la instalación.
16. Tiempo de entrega.
17. Eficiencia del equipo.
18. Tiempo de proceso.
19. Consumo de reactivo desemulsificante.
20. Tamaño del recipiente.
21. Tiempo de instalación.
22. Disposición del agua de deshecho.

Los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado de crudos, pueden compararse considerando los factores operacionales y económicos, además de su disponibilidad en el mercado. A continuación, se presenta una comparación entre los tanques deshidratadores y los tratadores electrostáticos; y otra, entre los tratadores termoquímicos y los electrostáticos; realizándose éstas, en base a los aspectos antes mencionados.

La aplicación correcta de los tanques deshidratadores o los tratadores electrostáticos, depende básicamente del contenido de agua y sal del crudo a tratar y de las especificaciones del aceite tratado. Por ejemplo, si un crudo con 1% de agua y 800 LMB se desea tratar para obtener 0.2% de agua (máximo) y 10 LMB (máximo), debe usarse un tratador electrostático dentro del proceso de desalado, por resultar el más eficiente para esta situación.

De la tabla III, al referirse a la eficiencia de desalado, se señala que el tanque deshidratador es "poco eficiente" debido a que no cuenta con ningún tipo de acción coalescente, por lo que se tienen prolongados e inconvenientes tiempos de reposo. Es por esto que los tanques deshidratadores tienen gran desventaja sobre los tratadores electrostáticos, lo que ha originado que hayan caído en desuso en instalaciones relativamente recientes.⁽²⁾

En la tabla IV, se hace ahora una comparación entre los tratadores termoquímicos, y los eléctricos. En ésta se muestra que dentro de las principales ventajas de los tratadores eléctricos sobre los termoquímicos se tienen:⁽¹³⁾ a) Con las unidades electrostáticas se usan menores temperaturas que con los termoquímicos; consecuentemente esto reduce los costos de combustible y los problemas de formación de incrustaciones y corrosión, además de que se tienen menos pérdidas de volumen

y gravedad API del crudo, dando por resultado una recuperación mayor de aceite. b) En los tratadores eléctricos se tiene menor tendencia a la corrosión y formación de incrustaciones. c) Como la vasija del tratador eléctrico está diseñada para una rápida coalescencia, se tiene la ventaja de poder usar las vasijas lo más pequeñas posibles para un determinado volumen de crudo, reduciendo así el problema del espacio, lo cual las hace de uso recomendable para plataformas. d) Los tratadores termoquímicos utilizan fibras coalescentes que tienen que ser lavadas o reemplazadas, y para ello se tiene que interrumpir su operación, lo que no ocurre con un tratador eléctrico el cual utiliza corriente eléctrica para coalescencia, eliminándose así el problema de interrumpir su operación. e) La experiencia ha mostrado que cuando se emplean tratadores eléctricos se tiene menor consumo de reactivos químicos, lo cual hace que bajen los costos por empleo de desemulsificantes; además en cuanto a costo por consumo de electricidad de los tratadores eléctricos, se puede considerar despreciable, ya que el gasto de energía por barril tratado es considerablemente bajo. f) También se tiene que los tratadores eléctricos tienen mayor eficiencia al tratar emulsiones difíciles.

Con todo lo mencionado anteriormente, en cuanto a la comparación de los diferentes tipos de unidades para la deshidratación y desalado de los crudos, se concluye que el equipo que actualmente ofrece

TABLA III. COMPARACION DE TANQUES DESHIDRATADORES Y TRATADORES ELECTROSTATICOS: (2)

<u>Aspectos</u>	<u>Deshidratador (Gun Barrel)</u>	<u>Tratador Electrostático</u>
Eficiencia de Deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	Mayor	Menor
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario
Control de incrustación	No requiere	Necesario
Consumo de energía	No requiere	Moderado
Consumo de reactivo desesulfurificante	Alto	Bajo
Sistema contra incendio	Complicado	Sencillo
Tamaño del recipiente	Muy grande	Pequeño
Tiempo de instalación	Largo	Corto
Capacitación de operadores	Mínima	Mayor
Mantenimiento del equipo	Poco frecuente	Frecuente
Vida útil	20 años	15 años
Valor de rescate	10%	10%
Tiempo de entrega	Normalmente son fabricados o adaptados por personal de PEMEX.	Por experiencia que se ha tenido en PEMEX el tiempo de entrega es aproximadamente de 180 días.

TABLA IV. COMPARACION DE TANQUES DESHIDRATADORES Y TRATADORES ELECTRICOS:

	<u>Tratador Electrostático</u>	<u>Tratador Termoquímico</u>
Temperaturas de Operación	Moderada	Alta
Eficiencia de Deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de Desalado	Eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	Menor	Mayor
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión e incrustaciones	Necesario	Necesario
Consumo de energía	Moderado	Alto
Consumo de Reactivo desmenuficante	Bajo	Alto
Sistema contra incendio	Sencillo	Sofisticado
Tamaño del recipiente	Pequeño	Grande
Tiempo de Instalación	Corto	Corto
Capacitación de operadores	Mayor	Mínima
Mantenimiento del Equipo	Frecuente	Frecuente
Vida útil	15 años	10 años
Valor de rescate	10%	5%
Tiempo de entrega	180 días	180 días
Instrumentación	Necesaria	Necesaria

Las mayores ventajas para el tratamiento de las emulsiones es el equipo electrostático.

Debe tenerse en cuenta, que en el proceso además de incluir la unidad de deshidratación se requiere de otros equipos, por los que el aceite crudo a tratar, deberá de pasar antes de llegar a la unidad. Dentro de los que se usan comunmente están los eliminadores de agua libre y los calentadores. Los primeros se utilizan cuando se manejan elevados porcentajes de agua libre; con su empleo se logra tratar la emulsión en forma más eficiente, ya que al usarlo se tiene que el tratamiento (ya sea calor, reactivo desemulsificante o efecto coalescente) es aplicado directamente a la emulsión problema.

En la actualidad se cuenta con diseños de eliminadores de agua libre que permiten separar el gas asociado y el agua libre a la vez, este tipo de eliminadores es recomendable en instalaciones con espacio reducido como los que se tienen en plataformas marinas.

En cuanto al equipo de calentamiento, es adecuado el empleo de calentadores de fuego indirecto cuando se dispone de un suministro suficiente de gas combustible, ya que su mantenimiento es sencillo y la corrosión en los tubos es mínima; pero cuando se trata de calentar el mayor volumen de emulsión por cada pie cúbico de combustible, los

calentadores de fuego directo son los más adecuados aunque requieren de un mantenimiento más frecuente, debido a que los problemas de corrosión en el equipo son sustanciales. En cuanto a diseños modulares, existen unidades eléctricas de calentamiento que dan mayor eficiencia a un costo reducido de combustible.

CAPITULO IV

PROCESOS PARA LA DESHIDRATACION Y DESALADO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CRUDOS. (7)

IV. 1. Deshidratación de Crudo Pesado

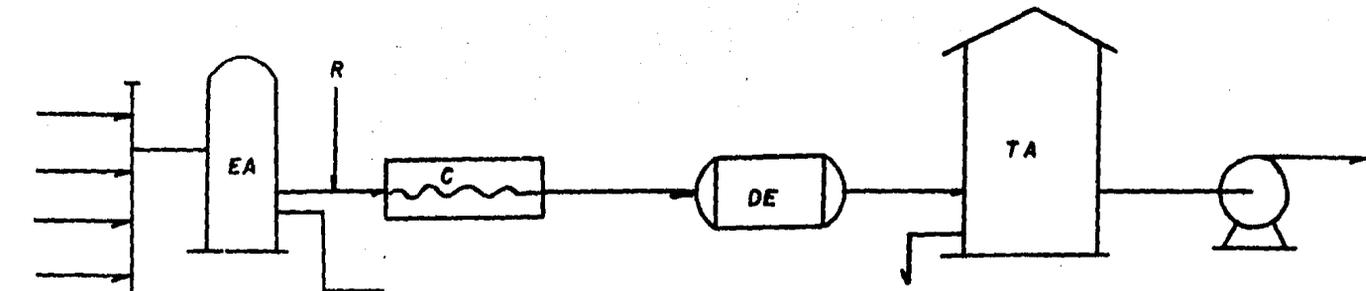
Todo crudo pesado es por consecuencia altamente viscoso, por lo que el manejo de este tipo de aceite involucra grandes caídas de presión en las tuberías; esto propició la adición de agua dulce para facilitar su transportación; sin embargo, bajo estas condiciones se llegan a manejar porcentajes del orden de 50% de agua libre, misma que deberá ser removida antes de la iniciación del tratamiento, por lo cual se utilizan los eliminadores de agua libre, que además de evitar el consumo innecesario de energía calorífica y alcanzar mayor temperatura de tratamiento, se logra un mejor aprovechamiento del equipo.

En el tratamiento del aceite viscoso generalmente es necesario calentarlo para reducir su viscosidad e impedir la estratificación de capas de aceite y agua en forma alternada, para su calentamiento son recomendables los calentadores de fuego indirecto, aunque ello no limita el que se puedan usar cualesquiera de los otros tipos de calentadores antes mencionados, siempre y cuando se dispongan de las condiciones

requeridas para su uso adecuado.

Para un crudo viscoso, el equipo eléctrico de deshidratación con sistema de electrodos de baja velocidad es el más conveniente,⁽¹⁷⁾ ya que la instalación de estas unidades puede permitir una reducción sustancial en el costo de tratamiento químico y el arrastre de aceite a las presas de recuperación.

En la Figura 16 se muestra el sistema de deshidratación recomendable para un crudo viscoso, como el que se trata en la planta Calilao de la Zona Norte de PEMEX; la adición de reactivo y de calor ayudan a desestabilizar la emulsión, y no se tienen grandes disminuciones en la gravedad API del aceite. Con estas unidades se puede obtener crudo dentro de especificaciones.



- NOMENCLATURA**
- EA Eliminador de Agua
 - R Reactivo
 - C Calentador
 - DE Desalador Electrostatico
 - TA Tanque de Almacenamiento

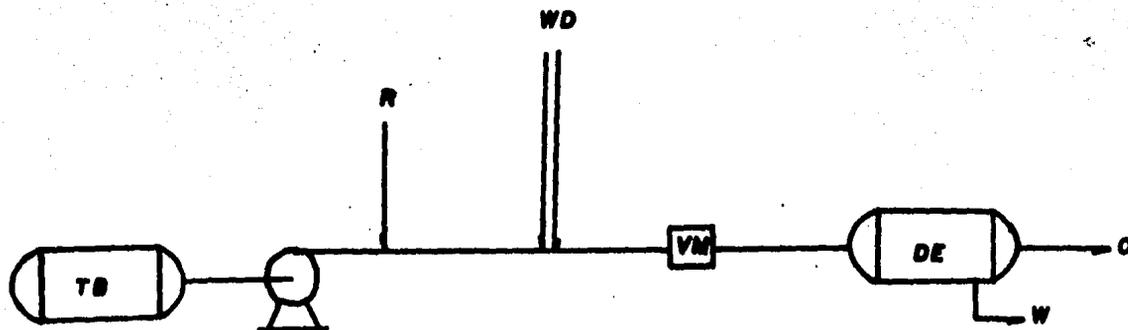
FIG.16.-DESHIDRATACION DE CRUDO PESADO (7)

IV. 2. Deshidratación de Crudo Ligeró

Crudo del tipo ligero se está produciendo en el Sureste del país, y de acuerdo con los requerimientos de producción de aceite crudo para exportación, según se mencionó, el equipo de proceso debe reunir las siguientes características:

- a) Tiempos de tratamientos reducidos.
- b) Elevada capacidad de tratamiento.
- c) Bajos costos de deshidratación y desalado.
- d) Alta eficiencia con mínimos problemas de operación.
- e) Gran flexibilidad del equipo.

Un proceso de deshidratación utilizando unidades eléctricas con sistema de electrodos de alta velocidad, es efectivo para crudos ligeros. En la Figura 17 se muestra un sistema que reúne las condiciones antes mencionadas para aceite ligero; el deshidratador electrostático demanda un aceite completamente estabilizado ya que opera a bajas presiones, existen unidades que trabajan presurizadas pero su costo es mayor. Cuando se tienen aceites con alto contenido de sal, es necesario añadir agua dulce de dilución para efectuar su proceso de desalado; la eficiencia del sistema depende en gran medida del mezclado que se tenga entre el agua de inyección y la emulsión.



NOMENCLATURA

TB Tanque de Balance
R Reactivo
WD Agua de Dilución
VM Válvula Mezcladora
DE Desalador Electroestático
W Agua
O Aceite

FIG.17.- SISTEMA DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDO LIGERO

Si se utilizaran sistemas de deshidratación con tanques deshidratadores, se requerirían tiempos de tratamiento mayores para lograr que el crudo se lave y trate dentro de esas unidades. El consumo de reactivo desemulsificante sería mayor y su eficiencia menor en comparación con las unidades eléctricas.

IV.3. Deshidratación de Crudo Volátil

Las emulsiones con este tipo de aceite son muy estables, y se requiere de un medio coalescente eficaz para desestabilizarlas. La corriente eléctrica es la más adecuada para este objetivo.

En la Figura 18, se muestra un proceso de deshidratación recomendable para el tratamiento de aceite volátil. Como ya se ha mencionado hay ocasiones en que el aceite se produce con poca cantidad de agua pero con alta salinidad, esto hace indispensable el uso del agua de lavado para el tratamiento de la emulsión y por lo consiguiente, el uso de válvulas mezcladoras para lograr que esa agua de lavado entre en contacto perfecto con la emulsión.

Así mismo es necesario calentar este tipo de aceite, ya que se requiere estabilizarlo para eliminar la pérdida de butanos y gaso - líneas, los cuales son arrastrados en los vapores del tanque de almacenamiento; la estabilización completa del crudo es necesaria también para la buena operación de las unidades eléctricas de tratamiento.

NOMENCLATURA

- VM VALVULA MEZCLADORA
- EA ELIMINADOR DE AGUA (INSTALACION FUTURA)
- C CALENTADOR
- EC ESTABILIZADOR DE CRUDO
- BT BOMBAS DE TRASIEGO
- DC DESALADOR DE CRUDO
- D DETECTOR DE CALIDAD DE CRUDO

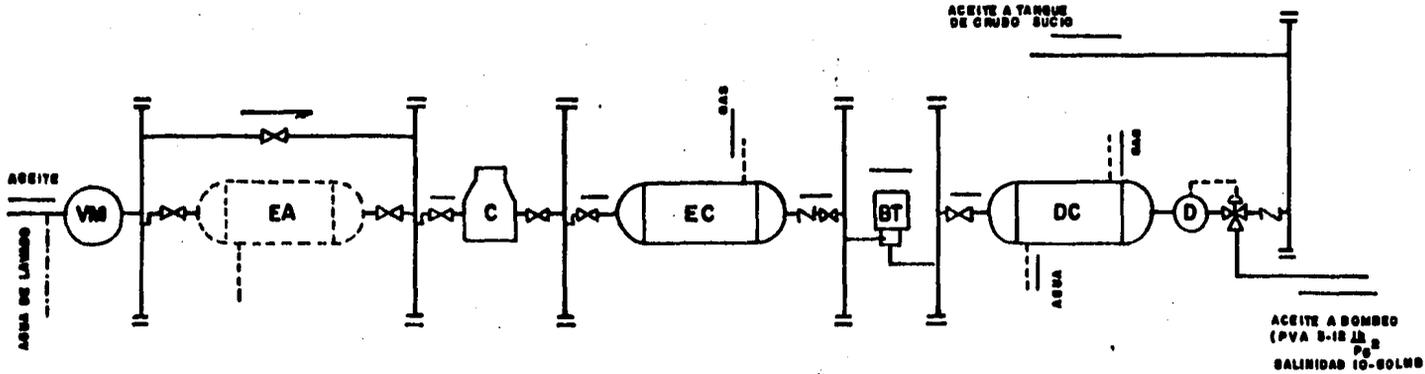


FIG. 18.-PROCESO DE DESALADO DEL ACEITE VOLATIL

CAPITULO V

SELECCION DEL PROCESO DE DESHIDRATAACION MAS CONVENIENTE PARA UN ACEITE CRUDO ESPECIFICO. (18)(19)

Para seleccionar el sistema de deshidratación más adecuado para un tipo de aceite crudo específico, es necesario hacer un estudio en el cual se valúe la utilización de productos químicos y de calor, así como el equipo que ofrezca las mejores condiciones de tratamiento; todo esto dependiendo del tipo de emulsión que se va a procesar.

Los parámetros más importantes que influyen en dicha elección son:

- a) Las características de la emulsión; como se explicó en la primera parte de este trabajo, el tipo de agente emulsificante es el que determina las características de la emulsión, ya sea suave o dura. Un aspecto importante a considerar es que el tipo de emulsión que se manifiesta en el crudo producido, se va modificando a medida que se explota el campo, situación que hace necesarias ciertas modificaciones en el proceso de deshidratación de esa emulsión con el tiempo.
- b) Las características del crudo a tratar; los tipos de crudo que se producen se han clasificado en tres tipos principalmente, el crudo pesado, el ligero y el volátil; como ya se dijo previamente, cada uno de ellos requiere de instalaciones y condiciones específicas.
- c) El contenido de agua en el crudo y su salinidad; estos parámetros también influyen considerablemente en la selección del proceso de deshidratación, por un lado el ma

nejo de grandes porcentajes de agua hace necesario el uso de un equipo adicional como son los eliminadores de agua libre; por otra parte, cuando se manejan crudos salados y con poca agua emulsificada se requiere utilizar en el tratamiento agua de lavado; también dependiendo del contenido de agua y salinidad del crudo, se podrá terminar si se aplica sólo la etapa de deshidratación o se emplea además la etapa de desalado del crudo.

Otros parámetros a considerar tales como disponibilidad y costo del equipo, también influyen en el estudio para elegir el proceso de tratamiento del crudo. En resumen, el proceso de deshidratación y desalado a seleccionar, deberá reunir las características de una mayor eficiencia de tratamiento, menores tiempo de proceso y el más bajo costo.

En este capítulo se analizará el proceso utilizado en la planta deshidratadora "El Golpe" del distrito Comalcalco, Tab., incluyendo aspectos como el aprovechamiento de las instalaciones existentes, y las modificaciones realizadas en el proceso de deshidratación para el tipo de crudo que se maneja actualmente.

El distrito de Comalcalco tiene campos en los cuales el aceite producido es bastante viscoso, lo que ocasionaba problemas en la capacidad de bombeo y en su transportación por los oleoductos; para encontrar la causa de esa alta viscosidad se tomaron muestras, y el resultado de un análisis de laboratorio determinó que la viscosidad era

causada por emulsión formada con agua salada, y que al romper esta emulsión la viscosidad del aceite disminuía considerablemente y por lo consiguiente, los problemas que ocasionaba. Este planteamiento condujo a la alternativa de la deshidratación del crudo. (18)

El objetivo principal del proceso de deshidratación en la planta "El Golpe", es el de eliminar del crudo el agua salada que fluye junto con él, proveniente de los campos productores con el fin de abatir su viscosidad y además, darle la calidad adecuada para su procesamiento en las refinerías.

La planta deshidratadora "El Golpe", entró a operar en el año de 1976, y fue diseñada para procesar 90,000 barriles diarios de crudo bruto, con un contenido máximo de 10% de agua salada. En la Figura 19, se muestra el diagrama de flujo de dicha planta. (19)

Como se mencionó anteriormente, a medida que pasa el tiempo y los campos se van explotando, las características del crudo manejado van cambiando, razón por la cual se tuvo que modificar el proceso de deshidratación en esta planta ya que se empezaron a manejar altos porcentajes de agua en el crudo, lo que originó una deficiencia significativa en: el sistema de calentamiento, el reactivo desemulsificante por bajas temperaturas de operación y en la celda de flotación por baja capacidad de manejo. Esta celda de flotación consiste de un tanque

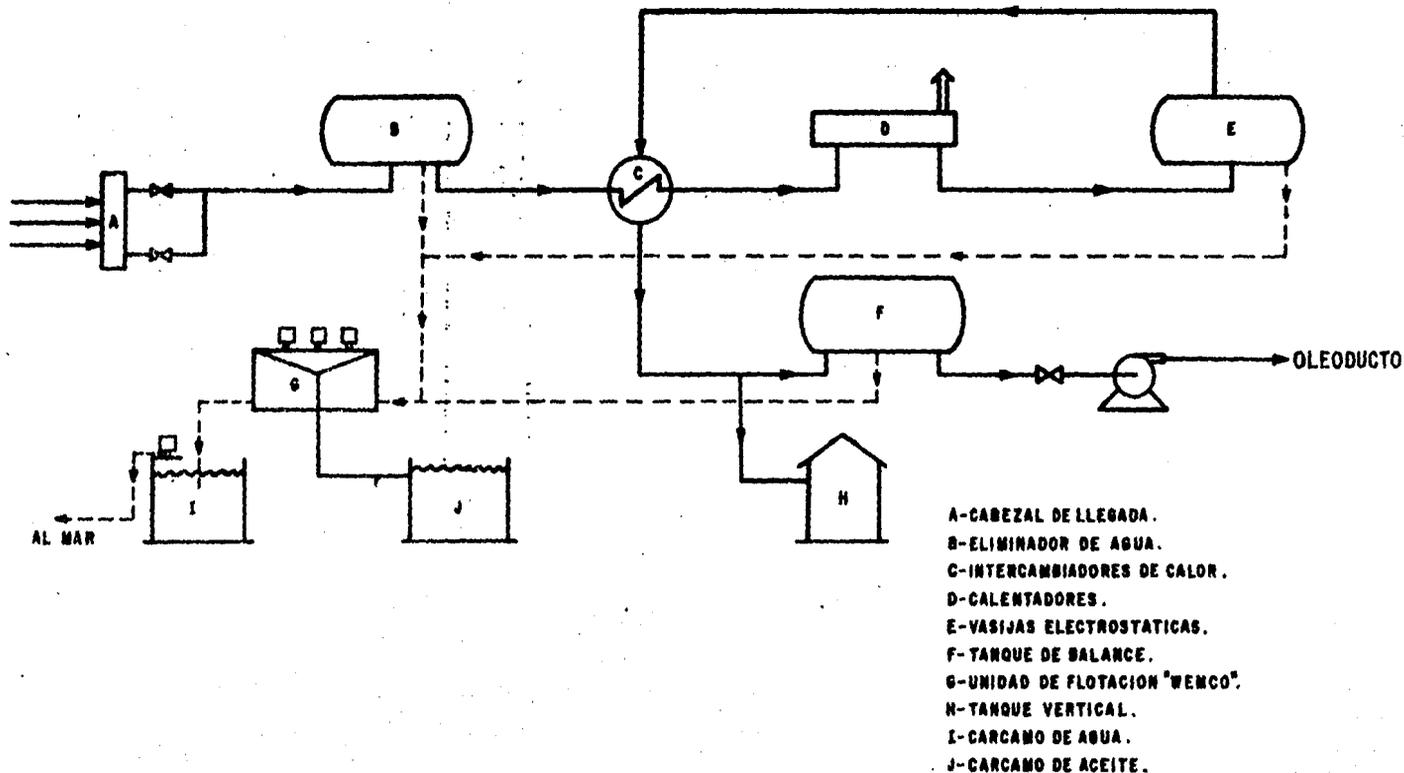


FIG. 19 .-DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA DESHIDRATADORA EL GOLPE.

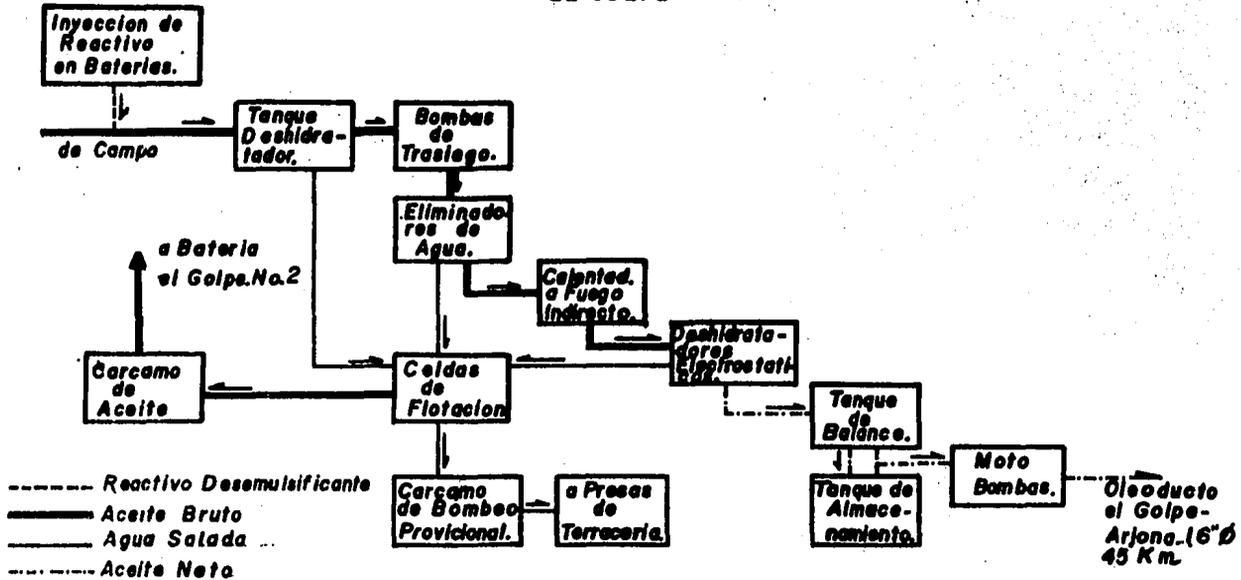
al cual se envía toda el agua de desecho que sale de los eliminadores de agua libre, del tratador electrostático y del tanque de balance; esta celda cuenta con un sistema que produce burbujeo, el cual hace que el aceite que arrastra el agua de desecho, flote a la parte superior y pueda ser drenado a un cárcamo de aceite.

Los problemas mencionados condujeron a realizar modificaciones en el equipo, aplicando las siguientes medidas:

1. El uso de un tanque deshidratador para manejar el alto porcentaje de agua; para ello se adaptó un tanque de almacenamiento como deshidratador.
2. La instalación de una celda de flotación de mayor capacidad.
3. La instalación de calentadores de fuego indirecto, así como el equipo necesario para el suministro de combustible.
4. Tratamiento con reactivo químico desémulsificante adecuado para el tipo de emulsión que se está trabajando, inyectándolo en baterías de separación y en la misma planta.
5. La instalación de un separador de aceite del agua residual (desnatador).
6. La construcción de cárcamos de bombeo para el aceite y el agua residual.

En las Figuras 20 y 21 se muestran diagramas de flujo del proceso actual de la planta deshidratadora "El Golpe", quedando el sistema con las siguientes características:

**FIG.21.- DIAGRAMA GENERAL DEL PROCESO ACTUAL
DE LA PLANTA DESHIDRATADORA
"EL GOLPE"**



- a) Su capacidad instalada es de 90,000 bl por día; cuenta con tres vasijas electrostáticas con capacidad de 30,000 bl por día por unidad y un tanque de almacenamiento de 30,000 bl acondicionado como tanque deshidratador.
- b) Las corrientes de crudo a tratar que fluyen hacia la planta deshidratadora provienen de los campos Castarrical, Tupilco, Mecoacán, Tintal, Ayapa, El Golpe y Santuario (Fig. 22), siendo el volumen de crudo neto manejado en la planta de 27,643 barriles por día, teniéndose una corriente de entrada con 50% de agua total y 35 000 LMB de salinidad.
- c) Para el tratamiento de aceite se utiliza el reactivo químico IMP-RD-50, con un consumo total de 200 litros por día en las baterías y la planta.
- d) Se utilizan calentadores de fuego indirecto para incrementar la temperatura del crudo a tratar.
- e) Las características de la corriente del crudo a la salida son 0.2% de agua total y 35 LMB de salinidad.
- f) El tratamiento del agua separada se hace por eliminación de aceite por flotación, utilizando para ello dos celdas de flotación llamadas espumadores mecánicos de 20,000 barriles por día. Además se tiene el proyecto de la construcción de una presa de asentamiento API con la misma finalidad.

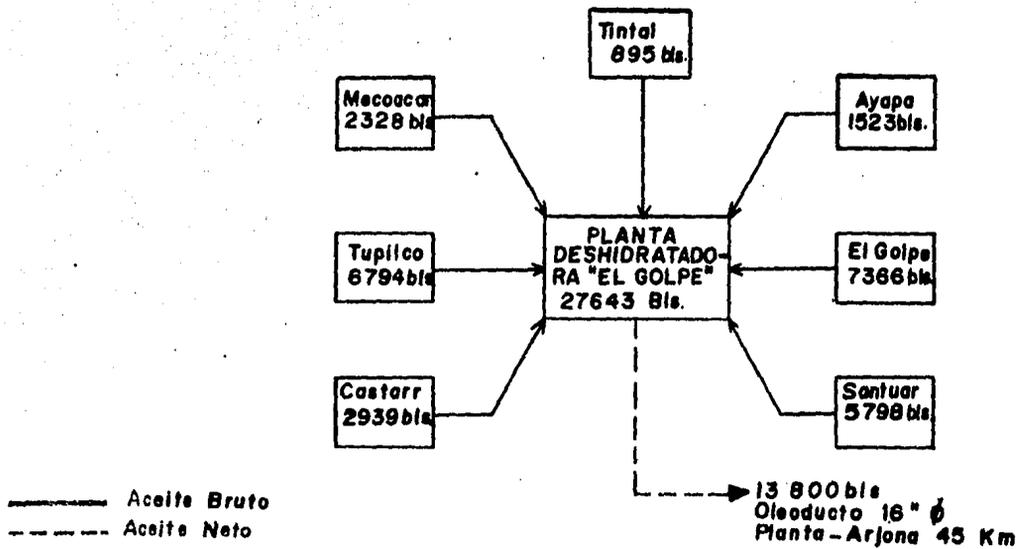


FIG.22.-CORRIENTES DE CRUDO BRUTO QUE FLUYEN HACIA LA PLANTA DESHIDRATADORA "EL GOLPE".

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El petróleo crudo, invariablemente presenta o contiene impurezas, siendo éstas principalmente el agua de formación y las sales, las cuales ocasionan problemas en los procesos de refinación del crudo u originan la penalización en su precio cuando se exporta. Es por esto que es necesario someterlo a los procesos de deshidratación y desalado.
2. Se requiere que el crudo tenga la mínima cantidad de agua y sales posible, ya que para su refinación o venta debe cumplir con ciertas especificaciones establecidas para ello. (menor de 1% de agua y 100 LMB de sal para refinerías y de 0.2% de agua y 10 LMB de sal para exportación).
3. La estabilidad de una emulsión agua-aceite, depende del agente emulsificante, del grado de agitación y de la viscosidad del aceite; las características de una emulsión cambian marcadamente con el tiempo, haciéndose cada vez más estables.
4. Dependiendo de las características del crudo a tratar, tipo de emulsión, contenido de agua y salinidad, será el equipo y proce-

tos a utilizarse en la deshidratación del aceite.

5. La deshidratación del aceite crudo es esencialmente un proceso de separación por gravedad; este efecto, es el principio específico que sirve de base a todos los sistemas de tratamiento.
6. La ecuación de la Ley de Stokes rige la separación por gravedad de una emulsión, y constituye una herramienta valiosa en la selección del proceso de deshidratación y desalado de un crudo.
7. Las unidades electrostáticas han resultado bastante eficientes en el proceso de deshidratación y desalado de crudos, ya que ofrecen las siguientes ventajas: tiempos de tratamiento mínimos y consecuentemente poco espacio requerido para su instalación, los problemas de operación son reducidos y tienen un alto valor de rescate. Por estas razones, siempre que sea posible, es recomendable su empleo.
8. La variedad en la producción de diferentes tipos de aceites crudos en México, ha impuesto necesidades particulares en los procesos para su deshidratación y desalado; las instalaciones para tal fin, deben satisfacer principalmente los siguientes requerimientos: alta eficiencia, menores tiempos de proceso, de fácil instalación y adaptación, así como del menor costo posible.

APENDICE "A"

DEDUCCION DE LA ECUACION DE LA LEY DE STOKES

APENDICE "A"

DEDUCCION DE LA ECUACION DE LA LEY DE STOKES

Para que una partícula dispersa pueda moverse a través de un medio continuo, se requiere la existencia de una diferencia de densidades entre las fases. En estas condiciones, las fuerzas que actúan sobre la partícula son:

1. Fuerzas Externas (fuerza de gravedad y/o centrífuga).
2. Fuerza de Flotación (actúa paralela a las fuerzas externas pero en sentido opuesto).
3. Fuerza de Rozamiento o de Fricción, la cual está presente siempre que existe un movimiento relativo entre la partícula dispersa y la fase continua (la fuerza de fricción se opone al movimiento y actúa en el mismo sentido que la fuerza de flotación).

En esta forma, si se considera una partícula de masa "m" moviéndose a través de un fluido a una velocidad constante "v", en dicha partícula actúan las siguientes fuerzas: la fuerza externa (F_e), la fuerza de flotación (F_f) y la fuerza de fricción (f_r); consecuentemente, la fuerza resultante que actúa sobre la partícula es:

$$F_T = F_e - F_f - F_r \quad (1)$$

si la aceleración de la partícula es:

$$a = dv/dt \quad (2)$$

se tendrá:

$$F_T^o = ma/g_c = (m/g_c)(dv/dt) \quad (3)$$

Igualando (1) y (3):

$$(m/g_c)(dv/dt) = F_e - F_f - F_r \quad (4)$$

La fuerza externa puede expresarse como el producto de la masa de la partícula por su aceleración debida a esta fuerza, esto es:

$$F_e = ma_p/g_c \quad (5)$$

donde:

a_p = aceleración de la partícula

La fuerza de flotación por el principio de Arquímedes, es igual al producto de la masa del fluido que desplaza la partícula por la aceleración debida a la fuerza externa, esto es:

$$F_f = m_r a_p / g_c \quad \dots \dots \dots (6)$$

El volumen de la partícula y por consiguiente el del fluido desplazado es igual:

$$V = m / \rho_p \quad \dots \dots \dots (7)$$

donde:

ρ_p = densidad de la partícula.

La masa del fluido es:

$$m_f = V \rho \quad \dots \dots \dots (8)$$

Sustituyendo (7) en (8):

$$m_f = (m / \rho_p) \rho \quad \dots \dots \dots (9)$$

donde:

ρ = densidad del fluido (fase continua)

Sustituyendo (9) en (6):

$$F_f = (m/\rho_p) \rho \cdot a_p / c \dots \dots \dots (10)$$

La fuerza de rozamiento o fricción está dada por la siguiente expresión:

$$F_r = \frac{C_r v^2 \rho A_p}{2 g_c} \dots \dots \dots (11)$$

donde:

C_r = coeficiente adimensional de fricción.

A_p = área proyectada de la partícula sobre un plano perpendicular a la dirección del movimiento de la misma.

Sustituyendo (5), (10) y (11) en la ecuación (4) se tiene:

$$(m/g_c)(dv/dt) = (m a_p / g_c) - (m \rho a_p / \rho_p g_c) - (C_r v^2 \rho A_p / 2 g_c) \dots (12)$$

como en este caso la fuerza aplicada es la gravedad, y si la partícula se considera esférica:

$$a_p = g \dots \dots \dots (13)$$

Sustituyendo (13) en (12), haciendo reducciones y despejando dv/dt :

$$(dv/dt) = g - (\rho_g/\rho_p) - (Cr v^2 \rho A_p/2m) \dots \dots \dots (14)$$

Simplificando:

$$(dv/dt) = (g (\rho_p - \rho))/\rho_p - (Cr v^2 \rho A_p/2m) \dots \dots \dots (15)$$

si:

$$m = (\pi D_p^3 /6) \rho_p \dots \dots \dots (16)$$

y

$$A_p = \pi D_p^2/4 \dots \dots \dots (17)$$

donde:

D_p = diámetro de la partícula de la fase dispersa

Para el caso de una emulsión agua en aceite:

$$\rho = \rho_o \text{ y } \rho_p = \rho_w \dots \dots \dots (18)$$

donde ρ_o y ρ_w son las densidades del aceite y el agua respectivamente.

Sustituyendo (16), (17) y (18) en (15):

$$dv/dt = g(\rho_w - \rho_o) / \rho_w - 3/4 Cr v^2 \rho_o / D_p \rho_w \dots \dots \dots (19)$$

Cuando $dv/dt = 0$, la fuerza de rozamiento se equilibra exactamente con la aceleración producida por la fuerza de gravedad y en esta situación la partícula caerá a velocidad constante llamada "velocidad terminal o de asentamiento", esto es:

$$g(\rho_w - \rho_o)(4D_p) - 3Cr v^2 \rho_o = 0 \dots \dots \dots (20)$$

Despejando la velocidad de asentamiento de la partícula:

$$v = \left[\frac{4}{3} \frac{D_p g(\rho_w - \rho_o)}{Cr \rho_o} \right]^{1/2} \dots \dots \dots (21)$$

Para determinar el factor de fricción (Cr) es necesario conocer el número de Reynolds, el cual está dado por:

$$NR_e = \frac{\rho dv}{\mu} \dots \dots \dots (22)$$

Considerando flujo laminar se tiene:

$$Cr = 24/NR_e \dots \dots \dots (23)$$

Haciendo $Cr = f$:

$$f = 24 / (\rho dv/\mu) = 24 \mu_0 / \rho_0 dp v \dots \dots \dots (24)$$

donde:

μ_0 = viscosidad del aceite.

Sustituyendo (24) en (21) y simplificando se tiene:

$$v = \frac{D_p^2 g (\rho_w - \rho_0)}{18 \mu_0} \dots \dots \dots (25)$$

Haciendo $D_p = 2r$:

$$v = \frac{4r^2 g (\rho_w - \rho_0)}{18 \mu_0} \dots \dots \dots (26)$$

Que es la expresión de la Ley de Stokes, aplicada a una partícula de agua (fase dispersa) cayendo a través de un medio continuo que es el aceite.

APENDICE "B"

**EJEMPLO DE ANALISIS ECONOMICO SIMPLIFICADO PARA LA
SELECCION DE SUMINISTRO DE CALOR O UTILIZACION DE
UN REACTIVO QUIMICO**

APENDICE "B"

EJEMPLO DE ANALISIS ECONOMICO SIMPLIFICADO PARA LA SELECCION DE SUMINISTRO DE CALOR O UTILIZACION DE UN REACTIVO QUIMICO

En las Figuras B-1 y B-2, se presentan las pérdidas en gravedad API y en volumen respectivamente que manifiesta un aceite crudo al someterlo a un proceso de calentamiento. Dichas gráficas fueron obtenidas experimentalmente utilizando crudos de diferentes gravedades API.

Estas gráficas se utilizarán para analizar en un caso específico, si resulta más conveniente la adición de reactivo o suministrar calor a la emulsión. Se considera que en ambos casos se logra obtener aceite dentro de especificaciones (como máximo 1% de agua y 100 LMB de sal).

Datos:

- El aceite es necesario calentarlo de 80° a 160°F.
- Gasto de aceite, $q_o = 25,000 \text{ bl /día}$
- Reducción en la gravedad, $\text{API} = 1^\circ$ (de la Fig. B-1)
- Precio del aceite de 37°API, 30.00 dl/s/bl
- Precio del aceite de 36°API, 29.00 dl/s/bl

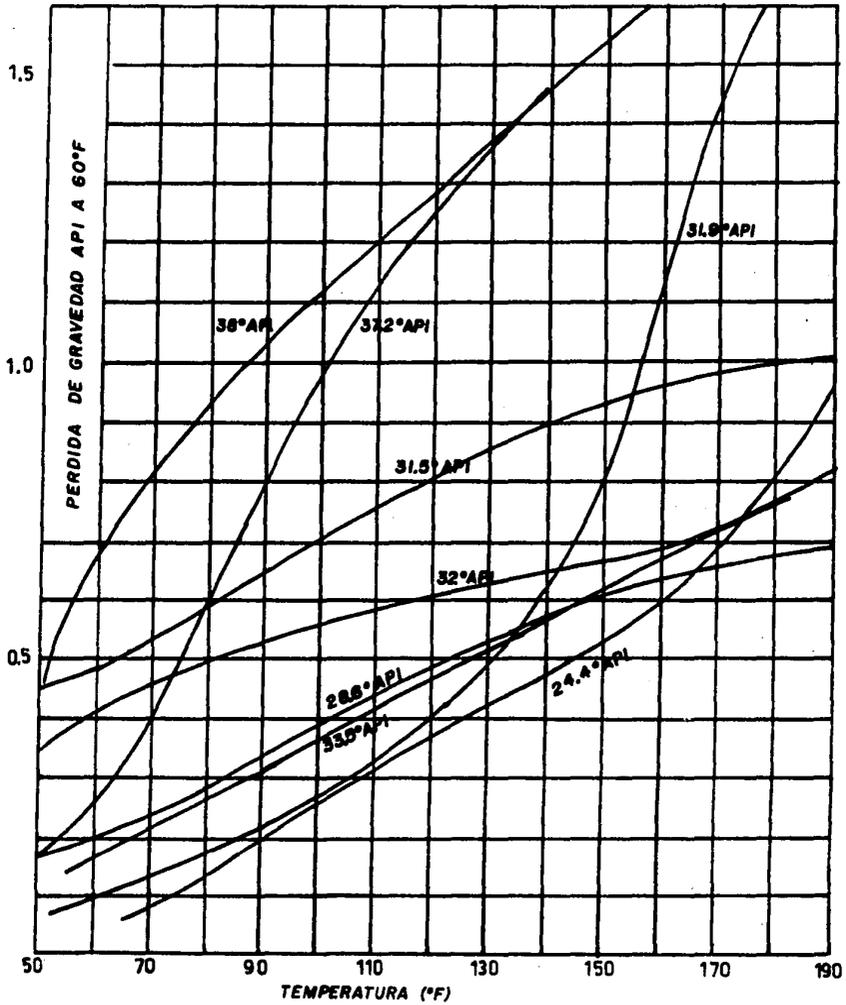


FIG. B-1. PERDIDAS EN GRAVEDAD API CONTRA LA TEMPERATURA (12)

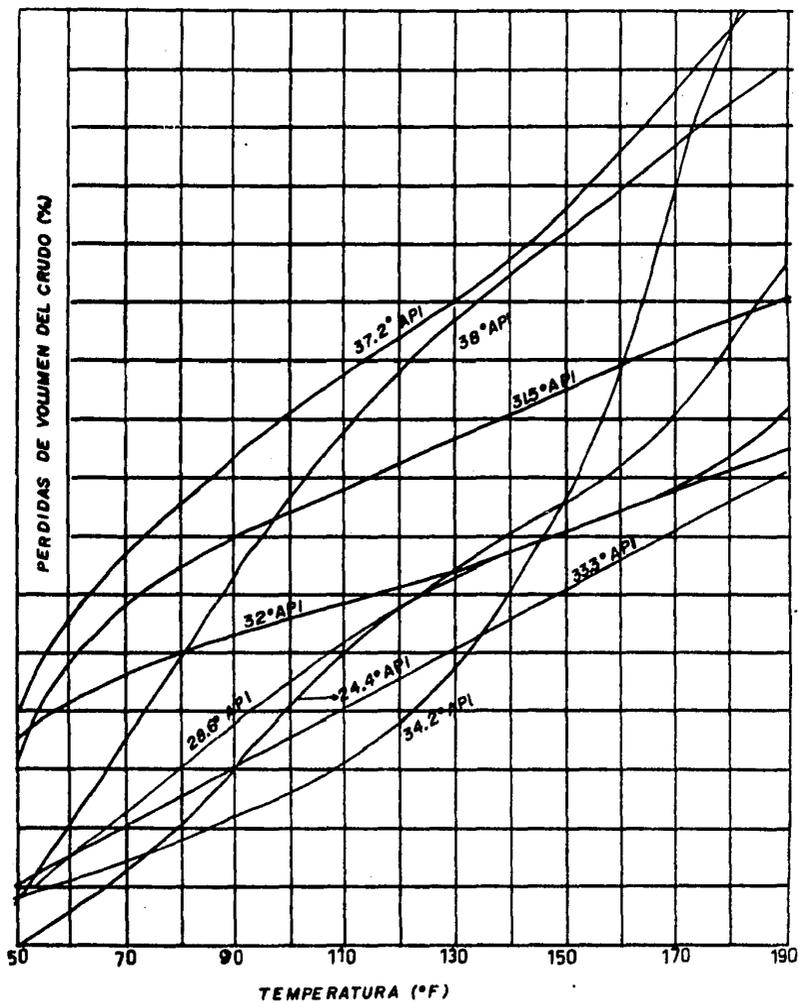


FIG.B-2.PERDIDA DE VOLUMEN DE CRUDO CONTRA LA TEMPERATURA ⁽¹²⁾

- Encogimiento del aceite, 1.2% (de la Fig. B-2)
- Relación de tratamiento,* RT = 3 gal/1000 bl
- Costo de reactivo,* C = 0.90 d11s/lit
- Incremento en el volumen de gas,* G = 2 MM pie³/día
- Precio del gas, 2.00 d11s/M pies³

* Valores estimados.

Desde el punto de vista económico se analizará si es adecuado calentar este crudo o tratarlo con reactivo únicamente:

1. Ingreso económico con crudo calentado :

$$\begin{array}{r}
 25\ 000\ \text{bl} \ (1-0.012)\ 29 = \quad 716\ 300 \\
 2\ 000\ \text{Mpie}^3 \times 2.0\ \text{d11s/Mpie}^3 = \quad + \quad 4\ 000 \\
 \hline
 \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad 720\ 300
 \end{array}$$

2. Ingreso económico con crudo deshidratado con reactivo :

$$\begin{array}{r}
 25\ 000\ \text{bl} \ (30) = \quad 750\ 000 \\
 11.4\ \text{Lt/Mbl} \times 0.90\ \text{d11s/Lt} \times 25\ \text{Mbl} = \quad - \quad 256 \\
 \hline
 \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad 749\ 744
 \end{array}$$

$$\text{Diferencia de ingresos} = \quad 29,444$$

Como se puede observar, se tiene una diferencia de ingresos

del orden de 29 400 dólares; si se considera que el tipo de cambio es de 200 pesos/dólar, la diferencia de ingresos es del orden de 5 millones de pesos diarios, que resulta bastante significativa.

De este análisis se observa que para este caso es preferible la inyección de reactivo en lugar de perder las fracciones ligeras del crudo que se ocasionarían al calentarlo.

Si se tienen aceites de 42°API o mayores, deberá considerarse en el análisis el castigo al precio que se hace a este tipo de crudo.

El reactivo desemulsificante más eficiente puede seleccionarse mediante pruebas de laboratorio,⁽¹⁰⁾ aunque su comportamiento real se obtiene a través de una prueba de campo.

REFERENCIAS

1. "Crude Oil Deshidration"
Universidad de Texas en Austin, 1960

2. Téllez Rodríguez José I.
"Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudo"
Publicación IMP. Junio, 1978.

3. Monson, T. Louis
"Chemical Resolution of Petroleum Emulsions"
Surface Operations in Petroleum Production
Chilingar V. George, 1969.

4. Monson, T. Louis
"The Technology of Resolving Petroleum Emulsions"
Colloid Chemistry
Ed. Vol. VI
N.Y. Reinhold, 1946.

5. Bansbach, Paul. L.
"The How and Why of Emulsions"
Tetrolite Division Petrolite Corp.

REFERENCIAS

1. "Crude Oil Deshidration"
Universidad de Texas en Austin, 1960
2. Téllez Rodríguez José I.
"Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudo"
Publicación IMP. Junio, 1978.
3. Monson, T. Louis
"Chemical Resolution of Petroleum Emulsions"
Surface Operations in Petroleum Production
Chilingar V. George, 1969.
4. Monson, T. Louis
"The Technology of Resolving Petroleum Emulsions"
Colloid Chemistry
Ed. Vol. VI
N.Y. Reinhold, 1946.
5. Bansbach, Paul L.
"The How and Why of Emulsions"
Tetrolite Division Petrolite Corp.

St. Louis Missouri

The Oil and Gas Journal. Septiembre 7, 1970

6. De Groot Melvin

"Chemical Desemulsification in the Petroleum Industry"

Ohio State University Engineering.

Experiment Station News.

Vol. XX, No. I, febrero, 1948.

7. Téllez Rodríguez José I.

"Curso Corto sobre Tratamiento de Fluidos"

Coatzacoalcos, Ver.

IMP, Mayo 1979.

8. Strusser J.E.

"Effecto of pH en Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions"

Journal of Petroleum Technology. Marzo 1968

9. Surface Chemistry, Osipow

"Theory and Industrial Applications"

10. Mendizábal Cruz Porfirio
"Desarrollo y Aplicación de Agentes Químicos Desemulsificantes en la Deshidratación del Petróleo"
Tesis Profesional. UNAM 1976.

11. Lory Mendoza Alberto
"Elaboración y Aplicación de Agentes Tensoactivos (Desemulsificantes) en la Industria Petrolera"
Tesis Profesional. IPN. 1979.

12. Ayala N., Granados G., Pineda A., Villalobos L.
"Evaluación de Formaciones en México"
Schlumberger. Septiembre, 1984.

13. "Crudo Oil Processing With Electrostatic Units"
C.E. NATCO.

14. "Electric Dehydration/Desalting of Crude Oils in Oilfield Production"
Petrolite Corporation.
Petreco Division
Houston, Texas. Agosto 1974.

15. Nolasco Martínez Jesús E.
"Principios de la Separación Gas Líquido y Cálculo de la Capacidad de Tratamiento de Separadores de Dos Fases"
IMP. Enero 1977.

16. Nolasco, M. J. y Mendizábal C.P.
"Informe del IMP sobre visita a la Cfa. Petreco en Houston, Tex."
Marzo, 1979.

17. Waterman, L.C. y Winslow, J.D.
"Desemulsificación Eléctrica, Proceso y Equipo".
Petrolite Corporation. Petreco Division
Houston, Texas
Mayo, 1967.

18. López Rosado, Luis Alonso.
"Deshidratación de Crudo en Tanques de Balance"
Depto. de Ingeniería de Producción
PEMEX, Distrito Comalcalco, Tab.

19. Petróleos Mexicanos
"Informe de Avance sobre los Trabajos en las Instalaciones de Deshidratación del Golpe, Tab."
Noviembre, 1984.