

24.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DESHIDRATACION COSTA AFUERA DE ACEITE CRUDO LIGERO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE GABRIEL VILLEGAS GONZALEZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

279920



CIUDAD UNIVERSITARIA MEXICO, D.F. JUNIO 2000



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-473

**SR. JOSE GABRIEL VILLEGAS GONZALEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**DESHIDRATAACION COSTA AFUERA DE ACEITE CRUDO LIGERO**

- INTRODUCCION**
- I FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATAACION DE ACEITE CRUDO**
- II MANEJO Y TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO LIGERO  
PRODUCIDO EN LA REGION MARINA SUROESTE**
- III MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICION DEL AGUA  
SEPARADA**
- IV ANALISIS Y EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE  
ALTERNATIVAS DE DESHIDRATAACION DE CRUDO LIGERO  
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES  
BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

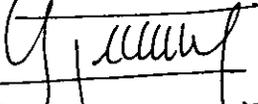
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, a 3 de abril de 2000

EL DIRECTOR

  
ING. **GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

*R*

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“DESHIDRATACIÓN COSTA AFUERA DE ACEITE CRUDO LIGERO”

Tesis presentada por:

José Gabriel Villegas González

Dirigida por:

Ing. Carlos Javier Lira Sil

**Jurado:**

Presidente: M.I. Néstor Martínez Romero

Vocal: Ing. Carlos Javier Lira Sil

Secretario: M.I. Noel Santamaría Guevara

1er. Suplente: Ing. Eva Sánchez Olea

2do. Suplente: M.I. Maximino Meza Meza

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature written over it. From top to bottom, the signatures correspond to: Néstor Martínez Romero, Carlos Javier Lira Sil, Noel Santamaría Guevara, Eva Sánchez Olea, and Maximino Meza Meza. The signature for Eva Sánchez Olea is particularly large and stylized, extending across the lines for the 1st and 2nd suplentes.

Ciudad Universitaria, México, D.F., abril del 2000

# **DESHIDRATACIÓN COSTA AFUERA DE ACEITE CRUDO LIGERO**

<b>ÍNDICE</b>	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.- FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATACIÓN DE ACEITE CRUDO</b>	<b>3</b>
I.1.- Tratamiento químico	3
I.2.- Tratamiento electrostático	10
I.3.- Tratamiento de separación por gravedad	16
I.4.- Tratamiento térmico	26
I.5.- Tratamiento mecánico	30
I.6.- Equipo y sistemas para tratar emulsiones	33
<b>CAPÍTULO II.- MANEJO Y TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO LIGERO PRODUCIDO EN LA REGIÓN MARINA SUROESTE</b>	<b>46</b>
II.1.- Descripción de la situación actual e identificación de la problemática	46
II.2.- Planteamiento del caso base para la deshidratación del aceite crudo ligero	60
II.3.- Métodos aplicables en la deshidratación de aceite crudo ligero en plataformas	63
II.4.- Planteamiento y análisis técnico de alternativas para la deshidratación del crudo ligero en plataformas	81
II.4.1.-Primera alternativa, deshidratación de aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-D permanente	82

II.4.2.-Segunda alternativa, deshidratación de aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-A permanente	92
<b>CAPÍTULO III.- MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA SEPARADA</b>	98
<b>CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO LIGERO</b>	106
IV.1.- Evaluación técnico-económica para deshidratar aceite crudo ligero en Abkatún-D	106
IV.2.- Evaluación técnico-económica para deshidratar aceite crudo ligero en Abkatún-A	117
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	126
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	130
<b>NOMENCLATURA</b>	133

## INTRODUCCIÓN

La deshidratación del aceite crudo ligero producido costa afuera es un proceso que cada día cobra mayor importancia respecto de los sistemas y/o métodos aplicados para el tratamiento y acondicionamiento de los hidrocarburos, en las instalaciones de producción. El motivo principal de esta situación son las sanciones o multas e incluso el riesgo de rechazo del crudo tratado debido a valores de agua remanente fuera de las especificaciones requeridas para su envío a refinación o para su exportación, además de los problemas originados en instalaciones y equipo subsuperficial y superficial por la salmuera producida y materiales contaminantes asociados a ésta, los cuales repercuten negativamente en los costos de operación y mantenimiento.

En México, el crudo ligero producido costa afuera es enviado al continente, donde se deshidrata mediante el empleo de tanques deshidratadores y desemulsificante químico. Con este tratamiento, se obtiene un crudo dentro de especificaciones de calidad (*0.1% de agua asociada y 30 LMB de sal*). Sin embargo, cuando se presentan cambios drásticos en la temperatura ambiente, el tratamiento citado no es suficiente, presentándose entonces problemas por crudo fuera de especificaciones de calidad. Una solución a esta situación es la adición de energía calorífica al crudo emulsionado. No obstante, el consumo y costo del combustible requeridos lo hacen contraproducente.

En instalaciones de producción marinas, la solución inmediata a pozos que manifiestan la presencia de porcentajes elevados de agua asociada, es reducir los diámetros de estranguladores para controlar el flujo del agua producida y finalmente cerrarlos para evitar la formación de porcentajes elevados de emulsión en el flujo total de crudo ligero que se envía al proceso de deshidratación en continente.

El motivo principal por el cual se considera importante analizar y determinar alternativas factibles desde el punto de vista técnico y económico para la eliminación parcial o total del agua asociada al crudo ligero producido desde plataformas de producción, es la posibilidad de incrementar la producción de crudo ligero a partir de pozos no abatidos,

cerrados debido a la presencia de un contenido alto de agua asociada, así como la mejora simultánea del proceso de deshidratación realizado en tierra, tratando de aprovechar la infraestructura existente o en caso contrario, la instalación de la tecnología necesaria.

En el presente trabajo, se presenta un análisis técnico y económico, considerando conveniente el empleo de equipos de coalescencia electrostática instalados en las plataformas de producción permanentes Abkatún-A y Abkatún-D, con el fin de integrar y deshidratar el crudo ligero de pozos cerrados en el Activo Abkatún, por presentar un alto contenido de agua asociada; realizando un manejo independiente de corrientes de crudo emulsionado y sin agua asociada en las plataformas citadas, incluyendo por supuesto, el tratamiento y la disposición de la salmuera obtenida durante el proceso de deshidratación.

La comprensión de los procesos de deshidratación en instalaciones de producción petroleras requiere de un conocimiento previo de los métodos comúnmente utilizados para deshidratar aceite crudo, así como de los términos necesarios para comprender los métodos de deshidratación. Por esta razón, en este trabajo se incluye primeramente un capítulo en el cual se describen los principales métodos empleados en la deshidratación de crudo.

## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATACIÓN DE ACEITE CRUDO

Básicamente, la deshidratación de aceite crudo significa remover el contenido de agua del aceite hasta un nivel aceptable que cumpla con los requerimientos de transporte, almacenamiento, venta o contrato con refinerías. El agua salada está presente en el crudo en forma de emulsión. El término, emulsión manejado durante el presente trabajo se refiere al de agua dispersa en la fase de aceite, la cual se encuentra estabilizada por agentes emulsificantes presentes en el mismo crudo y no puede separarse sin un tratamiento previo. Enseguida se presenta una descripción de los métodos empleados para la deshidratación del aceite crudo; en cada caso, se consideran los parámetros o conceptos más importantes y necesarios para comprender los tratamientos planteados.

### I.1. Tratamiento químico

#### *Desemulsificación química*

La desemulsificación química consiste en contrarrestar el efecto estabilizador del agente emulsificante que rodea las gotas de agua en una emulsión. La película que rodea a las gotas de agua dispersas debe debilitarse y romperse. Esto se logra adicionando a la emulsión calor y/o un compuesto químico.

Los compuestos químicos desemulsificantes aplicados en el tratamiento químico son populares, debido a su fácil aplicación, costo razonable y porque minimizan la cantidad de calor y el tiempo de asentamiento requeridos.

Estos compuestos se adhieren al agente emulsificante, permitiendo que las gotas dispersas de la emulsión, se unan formando gotas mayores y se asienten fuera de la fase continua. Para que funcionen los químicos desemulsificantes, se deben inyectar a la emulsión, mezclarse, migrar a todas las películas que rodean a las gotas dispersas y desplazar o eliminar el efecto del agente emulsificante en la interfase.

Una vez cumplido lo anterior, la separación del aceite y del agua se logra mediante la aplicación de un período continuo y moderado de agitación, la cual origina contacto y coalescencia de las gotas dispersas, y es seguida por un lapso de asentamiento.

### *Compuestos químicos rompedores de emulsión*

En términos generales, los compuestos químicos rompedores de emulsión son desemulsificantes que funcionan como agentes superficiales activos. Un uso excesivo de este tipo de compuestos origina un decremento de la tensión superficial que rodea a las gotas de agua o por el contrario, pueden crear una emulsión más estable.

Para que el tratamiento químico sea eficiente, se necesita que el compuesto químico desemulsificante realice las cuatro acciones siguientes:

1. Fuerte atracción hacia la interfase agua-aceite. El compuesto químico debe ser capaz de migrar con rapidez a través de la fase de aceite para alcanzar la interfase de la gota de agua donde debe atacar al agente emulsificante.
2. Floculación. El compuesto debe tener una atracción hacia las gotas de agua con carga similar y hacer que se junten o queden muy próximas.
3. Coalescencia. Después de la floculación, la película emulsificante es continua. Si el emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para causar la coalescencia de las gotas de agua. Esta situación no ocurre de manera general, así que, el aditivo debe neutralizar al emulsificante y originar la ruptura de la película interfacial que rodea a la gota de agua, lo cual permite la unión de gotas.
4. Mojabilidad de sólidos. La manera en la que el desemulsificante neutraliza al agente emulsificante, es función de las características propias del compuesto. Los sólidos contenidos en los fluidos de perforación, arcillas y sulfuros de hierro pueden ser mojados por agua, propiedad que permite el abandono de la película interfacial entre el aceite y la gota de agua y su difusión dentro de las gotas de agua, cuando se aplica el

rompedor de emulsión adecuado. Los asfáltenos y parafinas pueden disolverse o alterarse para hacer sus películas menos viscosas. De esta manera se logra que sean mojados por aceite para que queden dispersos en éste.

No es común que una estructura química desemulsificante produzca las cuatro acciones citadas. Así que para lograr el balance de actividad correcto, debe utilizarse una mezcla de diferentes productos químicos. El estudio y análisis químico de los desemulsificantes están fuera del propósito de este trabajo. Por esta razón, sólo se menciona aquí un panorama general de su composición, función y aplicación.

Los primeros agentes químicos utilizados fueron inorgánicos. El uso de los jabones y sus variaciones como agentes desemulsificantes fue, la etapa siguiente. La última fase se relaciona con el desarrollo de compuestos químicos orgánicos complejos y eficientes. Las concentraciones de este tipo de desemulsificantes comúnmente utilizadas en campo varían de 25 a 100 ppm, con 0.4 a 4 ppm, de componente activo desemulsificante distribuido en el agua que se separa de la emulsión.

La tabla 1.1, muestra una lista breve en orden cronológico de los agentes químicos utilizados para el tratamiento de emulsiones de aceite crudo; así como la cantidad de compuesto recomendada por Friedrich Staiss<sup>33</sup>.

Cada tipo de desemulsificante está formulado de acuerdo al nivel de balance tipofilico o hidrofílico deseado. Los componentes activos de los desemulsificantes son altamente viscosos e incluso sólidos, por lo que es necesario emplear un medio conductor, casi siempre un solvente orgánico. Los sistemas de solventes se deben preparar para hacer que el rompedor de emulsión sea compatible con el sistema de aceite crudo. Es importante que en este sistema se omitan los materiales que interfieran con el proceso de refinamiento, así como aquéllos que dañen a los catalizadores.

De acuerdo con los estudios de química mejorada de desemulsificantes realizados en Alemania, por Staiss, las poliesteraminas ofrecen mayores ventajas que los desemulsificantes clásicos porque, migración, distribución y desestabilización de la interfase de la emulsión más

compleja. Además se adsorben en los agentes emulsificantes orgánicos e inorgánicos y los neutralizan con mayor facilidad empleando bajas concentraciones, mejorando la coalescencia y la calidad del agua separada e inhibiendo parcialmente la corrosión.

Período	ppm requeridas	Tipo de compuesto químico desemulsificante
1920	1 000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, sulfonatos aromáticos y alquilaromáticos, "aceite rojo turco" y aceite de castor sulfatado.
1930	1 000	Sulfonatos del petróleo, jabones de caoba, aceite de castor oxidado y esteres ácidos sulfosuccinicos.
Desde 1935	500 - 100	Etoxilatos de ácidos grasos, alcoholes grasos y alquilfenoles.
Desde 1950	100	Copolimeros de óxido de etileno/ óxido de propileno (EO/PO), resinas de paralkuil fenol formaldehído + EO/PO, además de las modificaciones correspondientes.
Desde 1965	30 - 50	Oxialquilatos de aminas.
Desde 1976	10 - 30	Resinas oxialquilatadas, resinas ciclicas de paralkuilfenol formaldehído y compuestos modificados.
Desde 1986	5 - 20	Poliesteraminas y mezclas.

Tabla 1.1. Agentes químicos utilizados en el tratamiento de emulsiones.

### *Selección de agentes desemulsificantes*

Generalmente los parámetros que se utilizan para la selección de compuestos desemulsificantes, son:

1. El volumen de agua que se requiere separar de la emulsión para obtener las condiciones de calidad del aceite crudo.
2. La capacidad del desemulsificante para producir una interfase limpia de aceite-agua.
3. La capacidad del desemulsificante para producir agua limpia separada con un contenido bajo de aceite.

El uso de compuestos rompedores de emulsión es altamente selectivo, cualquier agente puede ser muy eficiente para un tipo de emulsión, pero inefectivo para otro caso. La elección de los desemulsificantes es básicamente empírica, para realizarla se comienza generalmente con determinaciones en laboratorio, conocidas como "pruebas de botella".

En estas pruebas, se toma una muestra de aceite crudo, se transfiere a diversas botellas de muestreo y se agregan diferentes dosificaciones de varios químicos desemulsificantes a diferentes temperaturas, para determinar cuál es la mejor dosificación y el mejor rompedor de la emulsión.

Durante las pruebas principalmente se observan factores como el color y apariencia del aceite, temperatura de operación requerida para romper la emulsión, tiempo de asentamiento de las gotas de agua y contenido de agua y sedimento.

Las muestras de emulsión a ser tratadas pueden tomarse en la cabeza del pozo, en cualquier punto de la línea de flujo, en el juego de válvulas, a la entrada de un sistema de tratamiento o en un tanque.

Después de realizar las pruebas de botella y seleccionar los mejores dos o tres químicos, éstos se prueban en el sistema de tratamiento del campo petrolero. Antes de hacer una selección final basada en el costo y beneficio del tratamiento se deben realizar pruebas adicionales en el sistema de tratamiento con varias concentraciones de desemulsificante, temperaturas de operación y grados de mezclado para determinar el tiempo necesario para el asentamiento de las gotas de agua. El compuesto óptimo que debe seleccionarse es aquél que proporciona la separación de agua más limpia y clara del aceite con la menor temperatura, en el tiempo más corto y con el menor costo por barril tratado. Además, no debe interferir con el tratamiento posterior del agua separada de la emulsión.

La concentración del químico desemulsificante puede ser tan alta como 8 gal/ 1000 bbl (alrededor de 200 ppm) o baja como 1 gal/ 5 000 bbl (alrededor de 5.0 ppm). El rango más común de inyección de compuesto químico desemulsificante se encuentra entre 10 y 60 ppm.

### *Adición de compuestos químicos desemulsificantes en el sistema de tratamiento*

Los agentes químicos desemulsificantes deben inyectarse en la emulsión y mezclarse con ella para que queden distribuidos por completo. La turbulencia, en un nivel controlado permite que el químico desemulsificante alcance la interfase entre el aceite y todas las gotas de agua, así como la dispersión y unión de gotas dispersas. Sin embargo, la turbulencia excesiva puede originar una emulsión posterior más estable.

Por lo general una intensidad de turbulencia adecuada se origina en las líneas de flujo superficiales, en los juegos de válvulas, en los separadores, y a través del flujo en el sistema de tratamiento.

Una forma de ayudar a la dispersión uniforme del compuesto químico en la emulsión, es mezclando un volumen pequeño de éste con un diluyente e inyectándolo y mezclándolo con la emulsión. El tratamiento en grupos es otra forma de mezclar los compuestos químicos desemulsificantes en la emulsión. En este método, se mezcla el desemulsificante con una cantidad de emulsión, después de que ésta se ha producido, o también mediante una inyección

continúa del compuesto químico en la emulsión producida.

El punto de inyección es importante, generalmente, el compuesto químico se inyecta corriente arriba, inmediatamente después de que se forma la emulsión. Con esto, se logra el tiempo necesario para que el compuesto se concentre en la interfase, además se proporciona la agitación máxima y el tiempo adecuados para que el desemulsificante actúe. El químico desemulsificante se puede inyectar en una línea de flujo con una herramienta distribuidora de compuesto químico, con un mezclador cinético (mezclador que consiste de una serie de aspas colocadas helicoidalmente de movimiento irregular, que utiliza la velocidad del fluido para lograr la mezcla) o se inyecta a la corriente desde una posición alejada de la pared de la tubería.

La inyección del compuesto químico no se recomienda en una junta soldada a la pared de la tubería de conducción, cuando el gasto que fluye en la línea de conducción es menor a 3 pies/s o cuando existe flujo laminar, porque no quedaría totalmente distribuido en la emulsión.

La inyección del agente desemulsificante en el fondo del pozo, frente al intervalo productor, proporciona un tratamiento más efectivo, porque en tal lugar se tienen factores que aumentan la eficiencia de desemulsificación, tales como: un mezclado intenso que provoca la coalescencia, alta temperatura que reduce la viscosidad de la mezcla y contacto con el químico antes de que la emulsión se estabilice, con lo cual se disminuye la emulsificación. Este método presenta dificultades mecánicas. Por este motivo, se aplica sólo en ciertos casos.

La inyección de desemulsificante en la línea de flujo cerca de la cabeza del pozo comúnmente es problemática, debido a la diversidad de sistemas de producción existentes, al costo de los inyector de desemulsificante, mantenimiento, servicio y consumo de tiempo. En ocasiones, los inyector se instalan en algunos pozos, seleccionados por la severidad de la emulsión y no en la totalidad de pozos del área seleccionada.

## I.2. Tratamiento electrostático

### *Coalescencia*

La coalescencia en una emulsión tiene lugar cuando dos gotas se unen. Si este par de gotas queda expuesto a un flujo turbulento y la energía cinética inducida en el par de gotas que colisionan es mayor que la energía de adhesión, el contacto entre las gotas se rompe antes de que ocurra la unión.

Es posible utilizar diferentes métodos para originar la coalescencia de gotas de agua en una emulsión. Uno de los métodos consiste en someter la emulsión al efecto de un campo eléctrico de alto voltaje.

Cuando se aplica un campo electrostático a un líquido no conductivo (aceite crudo) que contiene un medio disperso y conductivo (agua), las gotas dispersas se juntan mediante alguno de los tres fenómenos físicos siguientes:

- a) Las partículas después de polarizarse en el campo, tienden a ordenarse respecto a las líneas de fuerza eléctrica. En este caso, los polos negativos y positivos del agua se unen. La atracción eléctrica hace que las gotas queden juntas y se unan.
- b) Las gotas pueden ser atraídas hacia un electrodo debido a la carga inducida. En un campo de corriente alterna, las gotas pequeñas vibran y a cierta distancia del electrodo por inercia, se unen. En un campo de corriente directa, las gotas tienden a migrar hacia los electrodos, donde forman gotas de mayor tamaño y se precipitan por efectos gravitatorios.
- c) El campo eléctrico disocia y debilita la película emulsificante.

La siguiente ecuación se utiliza para determinar la fuerza de atracción entre las gotas de agua contenidas en una emulsión a la cual se aplica un campo eléctrico:

$$F = \frac{kE^2d^6}{S^4} \quad \text{para } S \geq d \quad (1.1)$$

donde;

- F: fuerza de atracción entre partículas, N
- k: permitividad dieléctrica de la emulsión, As/V
- E: gradiente del voltaje, en V/m
- d: diámetro de la partícula, en m
- S: distancia entre las gotas de agua, en m

Esta ecuación indica que a mayor gradiente de voltaje, son mayores las fuerzas de coalescencia. Sin embargo, se ha demostrado que para gradientes excesivamente elevados, la gota de agua puede romperse en partículas más pequeñas y originar una emulsión aún más estable. El voltaje a ser aplicado se determina mediante pruebas de laboratorio.

### *Coalescencia electrostática*

La unión de las gotas de agua dispersas en una emulsión de aceite crudo puede lograrse al aplicarle de un campo eléctrico con alto voltaje, utilizando un campo generado por corriente alterna o directa. La eficiencia de este tratamiento permite reducir el contenido de agua y sedimento básico del crudo a valores de hasta 0.05% para refinerías y rangos de 0.5 a 1.0% en instalaciones de producción.

La aplicación de corriente alterna a una emulsión puede representarse como una onda senoidal. Tal y como se muestra en la figura 1.1, cuando la onda es negativa (esto ocurre cuando un electrodo está cargado), el electrodo de tierra es positivo y las gotas de agua que se encuentran suspendidas en el área de gradiente elevado entre ambos electrodos, se alinean de acuerdo a sus polaridades. A medida que la onda senoidal se dirige a la parte positiva, pasa por

el valor de cero voltaje y se anula el campo eléctrico. Las gotas de agua regresan a una forma esférica de baja energía. Cuando la onda es positiva, las corrientes de los electrodos se invierten, las gotas de agua se orientan de manera correspondiente al campo eléctrico y a sus polaridades correspondientes.

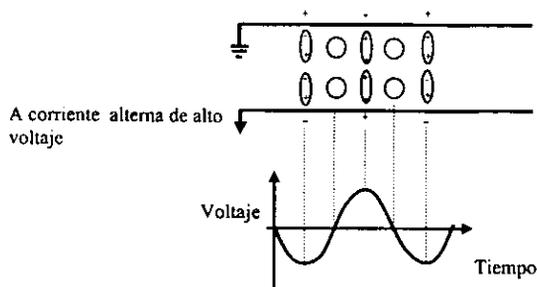


Fig. 1.1. Representación de la onda de corriente alterna y efecto del campo eléctrico sobre la gota de agua al aplicar corriente alterna<sup>14</sup>.

Aproximadamente el 50% del ciclo del gradiente eléctrico generado con corriente alterna no es aprovechado debido al efecto originado por el gradiente de voltaje cero que es inefectivo en el área comprendida entre los dos electrodos. Por tal motivo es obvio que se necesita un gradiente eléctrico permanente en tal área para lograr la coalescencia de las partículas pequeñas hasta que alcancen un tamaño sobre el cual pueda ejercer acción la fuerza de gravedad; y se origine una separación en dirección vertical contraria al flujo de la corriente de aceite.

Al aplicar a la emulsión un potencial eléctrico doble de corriente directa, positivo y negativo permanentes, en el área de gradiente eléctrico elevado ubicado entre ambos electrodos, se provoca la coalescencia de gotas de hasta una micra de diámetro, obteniéndose un aceite con un contenido menor de agua.

En un campo de corriente directa las cargas de cada electrodo son permanentes y crean un potencial de corriente eléctrica directa elevado entre ambos electrodos. En el gradiente formado, las líneas de fuerza se encuentran siempre orientadas en la misma dirección.

Si se asume un flujo de aceite con una gota de agua entre ambos electrodos tal y como se ilustra en la figura 1.2, el campo eléctrico inducirá una carga en la superficie de la gota, la cual es igual a la carga del electrodo más cercano; siendo repelida inmediatamente por el electrodo de carga idéntica. Cuando la gota se aproxima al electrodo cargado opuesto, la carga en la superficie de la gota se altera, debido al potencial eléctrico elevado de tal electrodo. Como consecuencia, la gota de agua es repelida nuevamente hacia el electrodo de carga opuesta. Este movimiento origina una migración de la gota entre el área comprendida por los electrodos. La fuerza del campo eléctrico es suficiente para mantener a la gota dentro del área formada por los electrodos, en contra del flujo de aceite. Durante su movimiento aleatorio, la gota coalescerá con otras gotas de agua y finalmente se precipitarán por acción de la gravedad.

Si este mismo fenómeno se considera en una emulsión que contenga una gran cantidad de gotas de agua entonces, cuando ésta entra en el campo eléctrico de corriente directa generado, la migración consecutiva y al azar de las gotas cargadas positiva y negativamente, hará que se unan y se precipiten de manera más rápida.

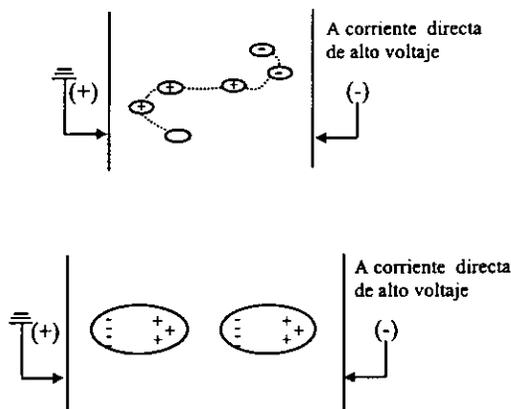


Fig.1.2. efecto del campo eléctrico sobre la gota de agua al aplicar corriente directa<sup>14</sup>.

### *Factores considerados en el tratamiento electroestático*

A partir de la ecuación 1.1 se observa que el incremento de la fuerza de atracción entre las gotas que ayuda en la coalescencia electroestática se aumenta al elevar el gradiente de voltaje, cuando se incrementa el diámetro promedio de las gotas de agua o al disminuir la distancia entre ellas. De estos tres factores, el voltaje aplicado en el tratamiento electroestático es el único parámetro que puede controlarse. Sin embargo, no se debe someter una emulsión a un voltaje ilimitado porque, al aplicarlo las gotas de agua se deforma y se rompen sus películas, dividiéndose en gotas submicrónicas. Este fenómeno ocurre si se aplica a la gota un voltaje crítico, el cual se expresa como:

$$E_c \leq \sqrt{\frac{T}{dk}} \quad (1.2)$$

donde;

$E_c$  : gradiente eléctrico originado por un voltaje crítico, V/m

$k$  : permitividad dieléctrica de la emulsión, As/Vm

$T$  : tensión superficial entre las gotas de agua y el aceite, N/m

$d$  : diámetro de la gota, m

Debido a que el voltaje crítico es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del diámetro de la gota de agua, al ocurrir la coalescencia y aumentar el diámetro de la gota, el voltaje crítico disminuye. Este voltaje crítico no debe excederse antes de que las gotas de agua se precipiten desde el campo eléctrico generado con un voltaje elevado, o de lo contrario, las gotas se subdividirán.

El propósito de aplicar un campo eléctrico a la emulsión es incrementar el diámetro de las gotas de agua y permitir que precipiten de acuerdo a la ley de Stokes. Pero a medida que el agua se separa, se alcanza una etapa en la cual permanecen pocas gotas de agua en el crudo apartadas a gran distancia. De esta forma, se alcanza un límite en la deshidratación

electroestática cuando las gotas ya no pueden unirse. En esta situación, no puede aplicarse un voltaje elevado que genere una fuerza excesiva para intentar unirlos. Esto puede demostrarse al reescribir la ecuación 1.1 de la forma siguiente:

$$F = kE^2d^2\left(\frac{d}{S}\right)^4 \quad (1.3)$$

A partir de esta ecuación, se aprecia que cuando  $(d/S)$  se aproxima a cero, la fuerza de atracción entre las gotas se aproximaría a cero, lo cual implica que el crudo no puede ser deshidratado a un nivel de 0%. Lo anterior significa que debido a la aplicación de un voltaje elevado, se lograría juntar a todas las gotas de agua dispersas en la emulsión pero como consecuencia, no existiría matemáticamente una fuerza para unirlos.

### I.3. Tratamiento de separación por gravedad

#### *Separación por gravedad*

El tratamiento de separación por gravedad es método el más antiguo, el más simple y el que se utiliza con mayor frecuencia. En la separación por gravedad se aprovecha la diferencia entre las densidades del aceite y del agua que origina la precipitación de las gotas de agua a través del aceite. Las gotas de agua son más pesadas que las gotas de aceite del mismo volumen, así que, la fuerza de la gravedad actúa sobre ellas con mayor intensidad. A esta fuerza se opone la fuerza de fricción originada por el movimiento de las gotas de agua en su movimiento descendente dentro de la fase continua y la fuerza de flotación de la gota de agua en el aceite. Cuando las tres fuerzas son iguales, las gotas llegan a tener una velocidad constante que puede calcularse a partir de la Ley de Stokes, como:

$$v = \frac{4r^2(\Delta\gamma_{ow})g}{18\mu_o} \quad (1.5)$$

donde,

- v: velocidad descendente de la gota de agua en el aceite; pies/s
- r: radio de la gota de agua; pies
- g: aceleración de la gravedad; pie/s<sup>2</sup>
- $\Delta\gamma_{ow}$ : diferencia de densidad entre el aceite y el agua; lbm/pie<sup>3</sup>
- $\mu_o$ : viscosidad dinámica del aceite; lbm/pie-s

La deducción de la ecuación que expresa la Ley de Stokes, parte de considerar el movimiento de una partícula dispersa a través de un medio continuo, donde necesariamente exista una diferencia de densidades entre las fases continua y dispersa. Para esta condición, existirá una fuerza resultante, debida a las fuerzas que actúan sobre las partículas dispersas.

Dicha resultante se origina principalmente por la acción de fuerzas externas, como la fuerza de gravedad, a la fuerza de flotación y a la fuerza de fricción que existen entre el movimiento relativo de las partículas dispersas en la fase continua.

Así, dada una partícula de masa  $m$  que se mueve a través de un fluido con una velocidad constante  $v$ , se tiene que la fuerza resultante  $F_i$  que actúa sobre ella, está dada por la siguiente expresión:

$$F_i = F_e - F_f - F_r \quad (1.6)$$

donde,

- $F_i$ : fuerza resultante que actúa sobre una partícula de masa  $m$  dispersa en un medio continuo.
- $F_e$ : fuerza externa que ejerce la gravedad sobre la partícula.
- $F_f$ : fuerza de flotación dada por el principio de Arquímedes, paralela a la fuerza debida a la gravedad, pero en sentido contrario
- $F_r$ : fuerza de fricción entre el movimiento relativo de la partícula y la fase continua.

La expresión matemática de cada una de las fuerzas a partir de las cuales se obtiene la resultante de la ecuación 1.6, considerando el factor de corrección de la aceleración gravitatoria, está dada a continuación:

$$F_e = m \frac{g}{g_c} \quad (1.7)$$

$$F_f = \frac{m}{\rho_p} \rho_f \frac{g}{g_c} \quad (1.8)$$

$$F_r = \frac{C_r v^3 \rho_f A_p}{2g_c} \quad (1.9)$$

donde,

- g: aceleración de la fuerza de gravedad sobre la partícula.
- $g_c$ : factor de corrección para ajustar el valor de la aceleración gravitatoria.
- $\rho_p$ : densidad de la partícula.
- $\rho_f$ : densidad de la fase continua.
- $C_f$ : factor adimensional de fricción entre las fases consideradas.
- $A_p$ : área de la partícula proyectada sobre un plano perpendicular a la dirección del movimiento de la misma.
- v: velocidad de la partícula.

Considerando que la fuerza ejercida o aplicada sobre un cuerpo es proporcional al producto de su masa por la aceleración que recibe, se tiene la siguiente expresión para la fuerza resultante, considerando la fuerza de atracción gravitatoria en la forma siguiente:

$$F_r = m \frac{a}{g_c} = \frac{m}{g_c} \left( \frac{dv}{dt} \right) \quad (1.10)$$

Al igualar la ecuación 1.6 con la ecuación 1.10, y sustituir las ecuaciones correspondientes de las fuerzas que originan la fuerza resultante, se tiene la siguiente expresión matemática:

$$\frac{m}{g_c} \left( \frac{dv}{dt} \right) = \frac{mg}{g_c} - \frac{m}{\rho_p} \rho_f \frac{g}{g_c} - \frac{C_f v^2 \rho_f A_p}{2g_c} \quad (1.11)$$

El área y la masa de la partícula de agua pueden expresarse como sigue:

$$A_p = \frac{\pi d_p^2}{4} \quad (1.12)$$

$$m = \left( \frac{d_p^3 \pi}{6} \right) \rho_p \quad (1.13)$$

donde,

$d_p$  : diámetro de la partícula dispersa

Después de sustituir las ecuaciones 1.12 y 1.13 en la ecuación 1.11 y simplificar, la ecuación que resulta es:

$$\rho_p \left( \frac{dv}{dt} \right) = g(\rho_p - \rho_f) - \frac{6 C_r v^2 \rho_f}{d_p} \quad (1.14)$$

Cuando, la fuerza de fricción se equilibra con la aceleración producida por la atracción gravitatoria, la partícula suspendida caerá con una velocidad constante, la cual se denomina velocidad de asentamiento, esta velocidad puede obtenerse después de despejar la velocidad de la ecuación 1.14. después de considerar que el cambio de velocidad respecto al tiempo es igual a cero y despejando la velocidad del segundo miembro de la ecuación 1.15, se tiene:

$$v^2 = \frac{4 g(\rho_p - \rho_f) d_p}{3 C_r \rho_f} \quad (1.15)$$

La determinación del factor de fricción  $C_r$ , se hace considerando que para un número de Reynolds menor a la unidad, cuando se presenta un flujo laminar, la expresión correspondiente de acuerdo con Kenneth E. Arnold<sup>3</sup> está dada por:

$$C_r = \frac{24}{NR_e} \quad (1.16)$$

donde,

$NR_c$ : número de Reynolds, el cual se obtiene al aplicar la expresión siguiente:

$$NR_c = \frac{d_p v \rho_f}{\mu} \quad (1.17)$$

En esta ecuación,  $\mu$ , representa la viscosidad de la fase continua.

Después de sustituir las ecuaciones 1.16 y 1.17 en la ecuación 1.15 y simplificar, se llega a la siguiente ecuación, la cual representa a la Ley de Stokes:

$$v = \frac{1}{18} \frac{g(\rho_p - \rho_f)d_p^2}{\mu} \quad (1.18)$$

Para una emulsión de agua en aceite, se tiene que:

$$\rho_p = \rho_w$$

$$\rho_f = \rho_o$$

$$\mu = \mu_o$$

En las igualdades anteriores, los subíndices  $o$  y  $w$  representan a la fase de aceite y a la fase de agua, respectivamente.

Finalmente, al sustituir estas igualdades en la ecuación 1.18, se tiene la Ley de Stokes aplicable a una emulsión de agua en aceite:

$$v = \frac{1}{18} \frac{g(\rho_w - \rho_f)d_p^2}{\mu_o} \quad (1.19)$$

En caso de utilizar el radio de la gota de agua dispersa en el aceite, en vez del diámetro, la expresión correspondiente, es:

$$v = \frac{2g(\rho_w - \rho_f)r_w^2}{9\mu_o} \quad (1.20)$$

A partir de la ecuación de la Ley de Stokes, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

1. A mayor tamaño de la gota de agua, mayor es la velocidad de asentamiento. A medida que aumenta el tamaño de la gota, disminuye el tiempo requerido para que ésta se separe del aceite por acción de la gravedad. Se puede afirmar que el diámetro de la gota de agua es el parámetro de mayor importancia que debe controlarse para ayudar a la separación de la fase dispersa, debido a que este término está elevado al cuadrado en la ecuación de la Ley de Stokes. Un pequeño incremento en el diámetro, ocasiona un incremento aún mayor en la velocidad de asentamiento.
2. A mayor diferencia de densidades entre la gota de agua y el aceite, es mayor la velocidad de asentamiento, mientras más ligero es el aceite es más fácil tratarlo.
3. El incremento de temperatura solamente origina una diferencia de densidades entre las gotas de agua y el aceite. A mayor temperatura, es menor la viscosidad del aceite y por lo tanto, será mayor la velocidad de asentamiento del agua. Es más fácil tratar el aceite a una temperatura elevada que a temperaturas bajas.

Es extremadamente raro poseer datos de laboratorio de coalescencia para una emulsión determinada, pero cualitativamente, se puede esperar que el tamaño de las gotas sea mayor al aumentar el tiempo de retención; así como con la adición de calor.

Para permitir la unión y separación de las gotas de agua pequeñas, debe proporcionarse un tiempo de asentamiento a la emulsión. Esto se logra al aplicar un tiempo de residencia suficiente y un patrón de flujo favorable durante la separación por gravedad, que permitirá la separación del agua. Además el aceite debe mantenerse a una temperatura preestablecida durante un cierto período de tiempo para reducir la viscosidad del aceite y permitir la separación del agua en la emulsión. El tiempo necesario para romper la emulsión aplicando

calor, puede determinarse con precisión en el laboratorio, pero en caso de no tener datos, un tiempo de retención de 20 a 30 minutos es aceptable.

### *Tamaño de la gota de agua*

El tamaño de la gota de agua empleado en la ecuación de asentamiento, es el parámetro principal que debe determinarse para poder diseñar equipo de tratamiento de emulsiones basado en la separación por gravedad

Existe poco apoyo técnico en lo que se refiere a la determinación del valor adecuado del diámetro de las gotas de agua en la emulsión de aceite. Pero, inclusive, si se conociera la distribución del tamaño de las gotas en la corriente que entra al tratador, se desconocerían los efectos de esta distribución en la placa desviadora, en la sección de lavado y en el flujo de la corriente a través de la interfase.

El valor del diámetro mínimo de las gotas de agua puede inferirse a partir de la evaluación de datos de campo en sistemas operando, con datos de curvas de diseño de fabricantes de equipo o mediante correlaciones

### *Correlaciones para determinar el tamaño mínimo del diámetro de la gota de agua*

K. Arnold <sup>3,6</sup> considera que la viscosidad posee un efecto aún mayor en la coalescencia que el incremento de temperatura, y definió que puede utilizarse la siguiente ecuación para determinar un tamaño de gota razonable en el diseño de un tratador de emulsiones, siempre y cuando, no se posean datos suficientes o experiencia:

$$d_m = 500(\mu)^{-0.675} \quad (1.21)$$

donde,

$d_m$ : diámetro mínimo de la gota de agua que debe separarse del aceite,  $\mu\text{m}$

$\mu$  : viscosidad del aceite, cp

Mary Thro y K.E. Arnold<sup>36</sup>, después de correlacionar datos de tratamiento de emulsiones en campo y datos de fabricantes, concluyen que la coalescencia debida a la acción de la gravedad puede relacionarse con la viscosidad del aceite y considerando que existe un diámetro mínimo de las gotas de agua que deben retirarse del aceite crudo, para que éste, después de tratado, posea un contenido de 1% de agua. Con base en esas consideraciones, proponen las siguientes ecuaciones:

1. Para aceites con viscosidades entre 1 y 80 cp:

$$d_{m1\%} = 200\mu_o^{0.25} \quad (1.22)$$

$$\mu_o < 80 \text{ cp}$$

2. Para tratadores electrostáticos:

$$d_{m1\%} = 170\mu_o^{0.4} \quad (1.23)$$

$$3 < \mu_o < 80 \text{ cp}$$

3. Cuando el corte de agua (contenido de agua en el aceite ya tratado) es diferente a 1% y se requiere modificar el valor del diámetro de la gota de agua:

$$W_c = \frac{d_m}{d_{m1\%}} \quad (1.24)$$

donde,

$d_m$  : diámetro mínimo de la gota de agua requerido para dimensionar un tratador,  $\mu\text{m}$

$d_{m1\%}$ : diámetro de la gota de agua para obtener un contenido de agua en el aceite tratado de 1% (corte de agua de 1%),  $\mu\text{m}$

$\mu_o$  : viscosidad del aceite, en cp

$W_c$ : corte de agua (porcentaje de agua en el aceite ya tratado), en %

### *Tiempo de retención*

La separación del agua de una emulsión está basada por la Ley de Stokes. A partir de tal ley, es evidente que los parámetros que controlan la velocidad de asentamiento de la gota de agua son el tamaño de la gota, la diferencia de densidades y la viscosidad del aceite. La aplicación de calor reduce la densidad del aceite, y su viscosidad, facilitando el asentamiento de las gotas de agua. Sin embargo, el calor ocasiona la pérdida de fracciones ligeras del crudo. Debido a esta desventaja, resulta más conveniente en la práctica incrementar el tamaño de las partículas de agua mediante el aumento del tiempo de retención necesario para aumentar el diámetro de la gota de agua hasta que sea suficiente para que ésta se asiente por efecto de la gravedad.

Como ejemplo, se examina a continuación la velocidad de asentamiento de la gota de agua para las siguientes condiciones:

	Aceite		Agua	
Temperatura (°C)	21.11	37.77	21.11	37.77
Densidad relativa	0.8447	0.8348	1.117	1.109
Viscosidad (cp)	18.92	12.64		

Al describir la Ley de Stokes en una forma más práctica:

$$v = \frac{(C)(\Delta\gamma_{\omega_0})^2}{\mu_0} \quad (1.25)$$

donde,

C : factor necesario para convertir la velocidad de asentamiento en pie/h, igual a  $2.5665 \times 10^{-2}$  cuando:

$r$  : radio de la partícula,  $\mu\text{m}$

$\Delta\gamma_{wo}$  : diferencia de densidades relativas entre el agua y el aceite

$\mu_o$  : viscosidad del aceite, cp

Utilizando la ecuación anterior, se deduce que para una partícula de agua de 10 micras, la velocidad de asentamiento, será:

$$v = \frac{2.5665 \times 10^{-2} (1.117 - 0.8447) (10^2)}{18.92} = 0.03694 \frac{\text{pie}}{\text{h}} ; \text{ para } 21.11 \text{ } ^\circ\text{C} (70 \text{ } ^\circ\text{F})$$

$$v = \frac{2.5665 \times 10^{-2} (1.109 - 0.8348) (10^2)}{12.64} = 0.05568 \frac{\text{pie}}{\text{h}} ; \text{ para } 37.77 \text{ } ^\circ\text{C} (100 \text{ } ^\circ\text{F})$$

Si la partícula tuviera un radio de 100 micras (10 veces el tamaño original propuesto), la velocidad de asentamiento se incrementaría 100 veces a 21.11  $^\circ\text{C}$  (70  $^\circ\text{F}$ ) y sería de 3.694 pie/h. Este valor es casi 66.4 veces la velocidad de asentamiento de una partícula de 10 micras a 37.77  $^\circ\text{C}$  (100  $^\circ\text{F}$ ), en tanto que un aumento de 30  $^\circ\text{F}$  en la temperatura, incrementa solamente la velocidad de asentamiento para la gota de 10 micras 1.51 veces. Por lo tanto, el incremento del tamaño de la gota de agua después de cierto tiempo de retención, es más importante y benéfico que el incremento de la temperatura.

La determinación del tiempo de retención necesario para romper una emulsión se determina mediante pruebas de laboratorio. Pero en caso de no disponer de ellas según K. Arnold<sup>3</sup>, puede asumirse un lapso de 20 a 30 minutos para la deshidratación de aceite crudo.

#### I.4. Tratamiento térmico

##### *Efectos de la temperatura en una emulsión*

La adición de calor aplicada a una corriente de aceite emulsionado es el método tradicional para separar las fases de agua y aceite porque, el empleo del calor en el tratamiento del aceite crudo tiene las siguientes ventajas:

1. Reduce la viscosidad del aceite. La viscosidad disminuida también permite que las gotas de agua se asienten más rápidamente a través de un aceite menos viscoso.
2. Incrementa el movimiento molecular de las gotas de agua, aumentando la frecuencia de colisión de las gotas de agua dispersas en el aceite.
3. Puede desactivar la acción química de los emulsificantes y disolver los cristales pequeños de las parafinas y asfáltenos.
4. Ayuda a la dispersión de agentes emulsificantes contenidos en el aceite, después de haberse separado de las gotas de agua. Asimismo, mejora la acción de los desemulsificantes, pues provoca que éstos reaccionen más rápidamente para romper la película que rodea a las gotas de agua.
5. Permite la expansión de las gotas de agua. Esto rompe la película que rodea a las gotas, particularmente en presencia de ciertos compuestos desemulsificantes.
6. Incrementa el valor de la diferencia de densidades entre el agua y el aceite; acelerando el asentamiento de las gotas de la fase dispersa.

### *Adición de calor a la emulsión*

A pesar de las ventajas indicadas, el calentamiento del aceite crudo puede ser costoso. La adición de calor puede provocar una pérdida significativa de los hidrocarburos con punto de ebullición bajo, generando un encogimiento del aceite o una pérdida de volumen. Asimismo, debido a la pérdida de hidrocarburos ligeros, el aceite restante recuperado en el tanque de almacenamiento posee una densidad API menor, es más pesado y por lo tanto, su valor comercial es menor.

Por lo general, las temperaturas de tratamiento de una emulsión están en el rango de 37.8° - 71.1° C (100° - 160° F), pero en el tratamiento de aceite crudo pesado, la temperatura puede ser tan alta como 148.8°C (300° F) y la mayoría de los aceites ligeros se tratan con temperaturas menores a 82.2° C (180° F). Para los aceites pesados con una densidad menor a 20 ° API que se tratan a temperaturas mayores a 82.2° C (180° F).

Para generar el calor del tratamiento se necesita combustible y el costo de éste tiene que considerarse. Además tiene que considerarse que el requerimiento de calor en el tratamiento térmico varía respecto de las temperaturas diarias, estacionales o atmosféricas. Una emulsión fría es generalmente más difícil de tratarse en la noche, en días lluviosos o en invierno, cuando la temperatura es baja. Durante los meses de invierno, en lugares donde existe el problema de la aplicación de calor, la adición de desemulsificante químico extra puede ser exitosa. En tanto que la adición de calor no es necesaria en los meses calurosos de verano.

Las emulsiones que presentan viscosidades similares no requieren siempre del mismo tipo de equipo de tratamiento o de la misma temperatura de tratamiento. No obstante las emulsiones producidas en diferentes pozos de un mismo campo o de la misma formación requieren temperaturas de tratamiento diferentes. Por esta razón, se recomienda que se realicen pruebas con diferentes temperaturas de tratamiento. Así, se puede determinar la temperatura práctica y mínima de tratamiento para cada emulsión.

### *Ecuación para determinar el calor requerido en el tratamiento térmico*

El calor que debe utilizarse y el combustible requerido para el tratamiento térmico, dependen de la variación de temperatura del sistema, de la cantidad de agua en el aceite y del gasto. También debe considerarse que se necesita aproximadamente el doble de energía para calentar el agua que para calentar el mismo volumen de aceite. Por esta razón, es recomendable separar el agua que se libera de la emulsión tratada, empleando comúnmente vasijas eliminadoras de agua libre corriente arriba del punto donde se adiciona calor. En otros casos, puede usarse una sección interna de eliminación de agua libre en una parte separada dentro del tratador térmico.

El calor que debe aplicarse a un tratador térmico aislado para minimizar pérdidas de energía, asumiendo que en este tratamiento el calor perdido es alrededor del 10% del calor aplicado, se deriva de la siguiente ecuación:

$$Q = qc\Delta T \quad (1.26)$$

donde,

Q: calor en BTU/h

q: gasto en lb/h

c: constante del calor específico en BTU/lb-°F

$\Delta T$ : incremento de temperatura en el sistema en °F

Asumiendo que el agua libre se ha separado de la emulsión y que la densidad del agua es  $\gamma_w = 350$  lb/bbl, entonces para obtener un gasto q equivalente en lb/h, para cada fase, se tiene:

$$q_o = \frac{350}{24} SG_o q_o = 15(SG_o q_o) \quad (1.27)$$

$$q_w = \frac{350}{24} SG_w q_w = 15(SG_w q_w) \quad (1.28)$$

donde,

$SG_o$ : densidad relativa del aceite crudo

$SG_w$ : densidad relativa del agua emulsionada

$q_o$  : gasto de aceite crudo en bl/día

$q_w$  : gasto de agua en bl/día

Considerando además:

$$c_o = 0.5$$

$$c_w = 1.0$$

A partir de la ecuación 1.26:

$$Q = q_o c_o \Delta T + q_w c_w \Delta T \quad (1.29)$$

Sustituyendo las ecuaciones 1.27 y 1.28 en la ecuación 1.26, se tiene:

$$Q = 15(SG_o q_o) c_o \Delta T + 15(SG_w q_w) c_w \Delta T$$

Por lo tanto:

$$Q = 15\Delta T(0.5SG_o q_o + SG_w q_w) \quad (1.30)$$

## I.5. Tratamiento mecánico

En el tratamiento mecánico se considera que debido a la diferencia de densidad entre el aceite y el agua, se puede emplear la fuerza centrífuga para romper una emulsión y separar el agua. En los laboratorios se usan centrifugas pequeñas para determinar el contenido de agua y sedimento básico de muestras de emulsiones, auxiliándose con producto químico desemulsificante. En campos petroleros se han instalado pocas centrifugas para tratar emulsiones. No se utilizan ampliamente, debido a su costo inicial elevado, costo de operación, baja capacidad de tratamiento y tendencia a ensuciar el área donde operan.

El rompimiento de emulsiones en campos petroleros mediante la aplicación de fuerza centrífuga se ocupaba desde hace cuarenta años. Para lograr la separación del agua, se utilizaban velocidades de rotación de 17 000 rpm y mayores. La inversión y costos operativos eran altos, así que el método se abandonó. Recientemente, se han hecho esfuerzos orientados a una posible actualización práctica de este método.

### *Método mecánico para tratar emulsiones de aceite crudo con hidrociclones*

De acuerdo con J.C. Ditra y otros<sup>18</sup>, en la actualidad, la desemulsificación con hidrociclones ofrece ventajas significativas, entre tales ventajas está la reducción de peso y tamaño del equipo, lo cual trae como consecuencia un ahorro considerable de inversión, especialmente en plataformas. Los hidrociclones también proporcionan una capacidad de procesamiento adicional en lugares con infraestructura preestablecida, donde el espacio disponible es poco o no existe. Además, los hidrociclones ofrecen eficiencias de separación mejoradas, al ser comparados con equipos de tratamiento de emulsiones convencionales. Cuando se complementan los hidrociclones con tratadores convencionales de desemulsificación, el sistema equivalente que resulta ocupa menos espacio que un sistema en el cual se usen eliminadores de agua libre, equipo intercambiador de calor y tratadores de emulsiones.

Los hidrociclones operan bajo presión, a diferencia de las centrifugadoras que operan por medios eléctricos y mecánicos. Durante la deshidratación con hidrociclones la emulsión se envía tangencialmente y presurizada hacia el interior del hidrociclón tal y como se muestra en la figura 1.5, donde la generación de fuerza centrífuga la hace rotar. El movimiento de rotación genera fuerzas centrífugas enormes que provocan la separación de sólidos y líquidos, así como la separación de los líquidos inmiscibles (agua y aceite). La fuerza centrífuga generada en un hidrociclón varía a través de su longitud y puede alcanzar hasta 2,000 veces el valor de la aceleración de la fuerza de gravedad. Esta fuerza generada desplaza a la fase más ligera, haciéndola migrar hacia el centro, formando una acumulación central. Mediante el control de la presión a través del tubo, el líquido del centro es forzado a fluir por la parte superior del hidrociclón. Los sólidos y/o líquidos más pesados salen por la parte inferior del equipo. El proceso requiere normalmente un tiempo de retención de dos a tres segundos para lograr una separación simple y efectiva sin necesidad de emplear partes mecánicas móviles adicionales.

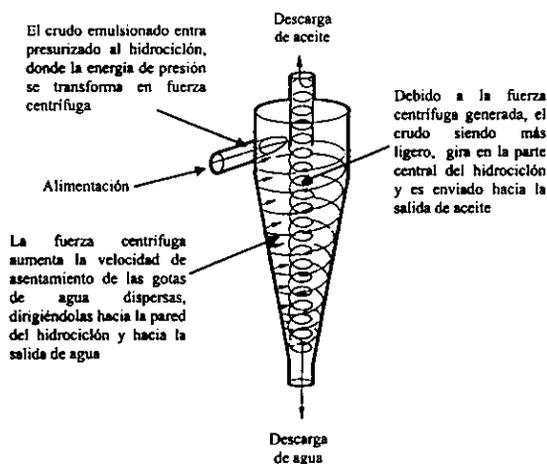


Fig. 1.3. Principio de operación de un hidrociclón<sup>10</sup>.

Debido a las fuerzas centrífugas elevadas dentro de un hidrociclón, una instalación con equipo orientado vertical u horizontalmente no afecta la eficiencia de separación.

La principal razón que dificulta la predicción de la eficiencia de un hidrociclón, es la medición del tamaño de las gotas dispersas en la fase continua, así como la medición de la diferencia de densidades relativas, porque ambos parámetros pueden cambiar incluso entre el tiempo que transcurre cuando se toma la muestra y se realiza el análisis.

Las características hidráulicas consideradas en un hidrociclón varían significativamente y dependen del corte de agua deseado, de la viscosidad del aceite y de las presiones de operación. La aplicación de un hidrociclón para romper emulsiones se relaciona con el procesamiento de una producción que tiene un contenido elevado de agua, la cual afecta la calidad de exportación; o simplemente para evitar problemas en líneas de conducción que operan a su máxima capacidad. El tratamiento de aceite crudo considerando que tiene 50% de agua emulsionada como fase dispersa, es difícil, dado que no siempre queda claro cuál es la fase continua, o porque puede ocurrir una transición de la fase continua a la fase dispersa. Cuando sucede una transición dentro del hidrociclón, el incremento de viscosidad generado puede ocasionar una separación deficiente. Una solución óptima a este problema es utilizar un proceso de deshidratación con hidrociclones junto con de tratamientos de separación por gravedad, térmicos, eléctricos o químicos corriente abajo del hidrociclón.

## I.6. Equipo y sistemas para tratar emulsiones

Antes de seleccionar equipo para tratar una emulsión deben conocerse las características de ésta tales como: el grado de estabilidad de la emulsión, el diámetro promedio de las gotas de agua dispersas y el tiempo y la temperatura que se requieren para romperla. Después de determinar las características de la emulsión, se pueden determinar diferentes métodos, equipos o sistemas útiles para tratar un cierto tipo de emulsión, pero solamente uno será superior a los demás debido a consideraciones de diseño, operación, costo inicial, costo de mantenimiento, costo de operación y capacidad de tratamiento. Asimismo, debe hacerse un esfuerzo para seleccionar menos equipo o el diseño más simple para optimizar el costo inicial y el costo de operación de cada sistema o equipo.

La combinación de los diversos métodos utilizados para tratar emulsiones, tiene que ser aquella que permita utilizar la menor cantidad de aditivos químicos, la menor temperatura de tratamiento, la menor pérdida de hidrocarburos ligeros, el menor costo por volumen de aceite tratado y la mayor eficiencia de deshidratación. Ahora bien, dado que la mayoría de los sistemas de tratamiento tienen un diseño modular, en caso de que el equipo seleccionado no funcione adecuadamente o si las condiciones de operación cambian, pueden instalarse unidades adicionales o alterarse los procedimientos de operación para obtener los resultados deseados. A continuación se describen varios equipos y sistemas para tratar emulsiones de aceite crudo.

### *Eliminadores de agua libre*

Los eliminadores de agua libre (figura 1.4) son equipos diseñados como vasijas a presión, verticales u horizontales y son utilizados cuando la producción de crudo contiene cantidades grandes de agua libre, entendiéndose por agua libre el agua que se separa del aceite después de un tiempo de retención de 3 a 10 minutos.

En estos equipos el fluido entra a la vasija y choca con una placa desviadora, el cambio instantáneo de momento del flujo ocasiona una separación inicial de líquido y gas, con lo cual

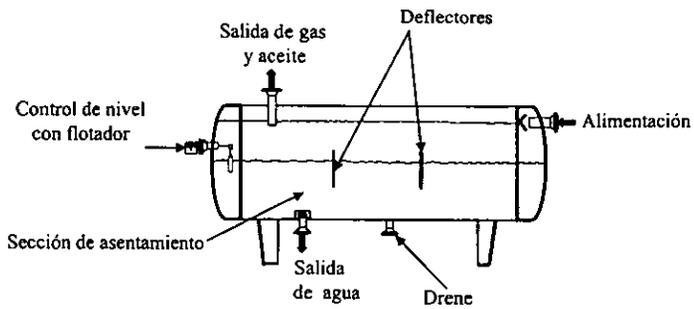
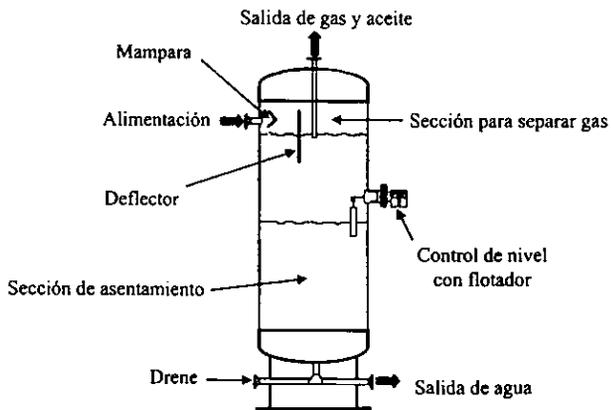


Fig. 1.4. Eliminador de agua libre vertical y horizontal.

se evita que el gas genere algún disturbio en la sección de asentamiento de la vasija. Esta sección colectora de líquido del eliminador proporciona el tiempo de residencia suficiente para que se genere una estratificación de fluidos por diferencia de densidades. En caso de que la corriente que entra al equipo contenga una cantidad apreciable de gas, se puede utilizar un separador de tres fases como equipo para eliminar el agua libre. También es posible agregar un tubo de calentamiento a un eliminador de agua libre, o agregar calor a la emulsión corriente arriba del equipo. En tales casos, este equipo funcionará como tratador térmico de emulsiones.

El aceite y el agua se separan con mayor facilidad en un eliminador de agua libre, cuando la corriente viaja a través del recipiente en una dirección horizontal en vez de hacerlo verticalmente porque, el flujo horizontal permite una precipitación menos restringida de las gotas de agua. En los casos en los que la emulsión fluye en sentido vertical ascendente, el agua debe precipitarse a través de la corriente ascendente de aceite por lo tanto, el movimiento descendente del agua se retarda a causa del movimiento ascendente del crudo y de la emulsión.

Existen muchas configuraciones posibles en las que pueden adaptarse deflectores de flujo y mantener los niveles de líquido en el eliminador. Un buen diseño proporcionará las funciones antes citadas (desgasificación, lavado con agua, tiempo de retención suficiente y patrón de flujo correcto) para remover el agua de la emulsión. Después de que el agua libre es retirada, puede proporcionarse a la emulsión un rango amplio de tiempo de retención y un tratamiento químico adecuado para obtener la calidad deseada en el crudo. En la mayoría de los casos, es frecuente que se requiera de tratamiento adicional corriente abajo, del eliminador de agua libre.

### *Tanques de almacenamiento*

Cuando solamente existe un porcentaje pequeño de agua en el aceite y/o el agua y el crudo se encuentran muy poco emulsionados, sería útil permitir que el agua se asiente en el fondo de un tanque de almacenamiento y drenar el agua separada antes de transportar el crudo. Esta práctica no es recomendada o seguida generalmente, sin embargo, para crudos con las características citadas, podría ser un procedimiento económico.

Cuando se usa un tanque de almacenamiento para deshidratar crudo, el aceite se conduce hacia el tanque y se permite que el agua precipite. Cuando el tanque queda lleno, se detiene el flujo de crudo o se dirige hacia otro tanque. Después de que el agua se separa por acción de la fuerza de gravedad, se drena por la parte inferior del tanque.

### *Tanques de deshidratación*

Existen varios nombres que son dados a los tanques de deshidratación utilizados para tratar emulsiones de aceite crudo. Algunos de los nombres más comunes para este tipo de tanques son: tanques de lavado y tanques de asentamiento con distribuidor tubular de emulsión (conocidos como gun barrel settling tanks). Aunque el diseño de éstos varía, todos contienen los elementos básicos mostrados en la figura 1.5, que es representativa de la mayoría de los tanques deshidratadores en uso.

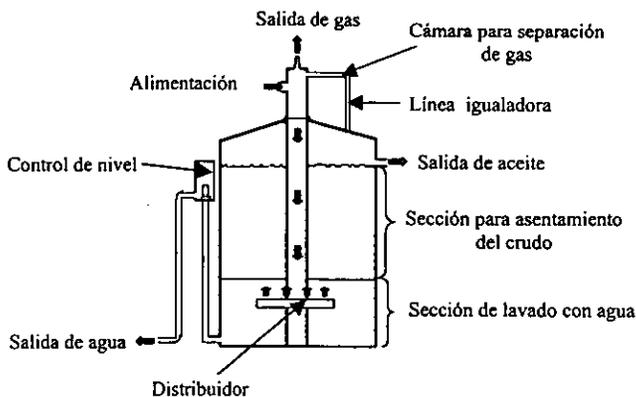


Fig. 1.5. Tanque de asentamiento.

En este equipo la emulsión entra a una cámara de separación de gas, si existe demasiado gas en el crudo, es preferible utilizar un separador de dos o tres fases corriente arriba del tanque. La corriente fluye a través de una tubería conductora bajo la interfase agua-

aceite hacia la sección de lavado de agua. En la mayoría de los tanques grandes se utiliza un distribuidor para esparcir el flujo en toda la sección transversal del tanque. A medida que se distribuya más el flujo de emulsión ascendente y sea uniforme, será menor su velocidad promedio de ascenso, permitiendo la precipitación de las gotas de agua pequeñas.

Al provocar que el distribuidor disperse el crudo en corrientes pequeñas, se logra que exista un mayor contacto de estos flujos individuales con el agua de lavado, lo cual ayuda a la coalescencia en la sección de lavado

En muchos tanques deshidratadores se utilizan calor para mejorar el tratamiento. El calor puede adicionarse al crudo mediante un calentador indirecto, un calentador directo o cualquier tipo de intercambiador de calor.

Un calentador de fuego directo es aquél donde el crudo fluido a calentarse entra en contacto directo con un tubo de calentamiento de inmersión o con un elemento del calentador. Los calentadores de fuego directo se emplean, por la general, para calentar crudos no corrosivos a baja presión.

Un calentador de fuego indirecto es una unidad donde el crudo pasa a través de un serpentín o de tubos sumergidos en un baño de agua, aceite u otro medio de transferencia calorífica, que a la vez es calentado por un tubo calefactor de inmersión, similar al que se usa en un calentador de fuego directo. Este calefactor calienta el baño de agua, la cual calienta al crudo que se encuentre dentro del serpentín sumergido en el baño. Este tipo de equipo se emplea generalmente para calentar crudos corrosivos o para un calentamiento a alta presión.

Los intercambiadores de calor normalmente se emplean cuando existe una fuente generadora de calor que puede ser recuperado como un motor, una turbina o algún otro proceso relacionado con el flujo de la producción. Estos equipos pueden estar constituidos por serpentines o placas calefactoras internas. En instalaciones complejas, especialmente en plataformas, un sistema central de transferencia calorífica recupera el calor que puede ser aprovechado y lo aporta a los intercambiadores y a los procesos que lo requieran.

El calor puede proporcionarse al crudo mediante la circulación del agua separada y almacenada en la sección de lavado del tanque deshidratador hacia un calentador y después hacia el tanque. En este sistema, la sección de asentamiento en el tanque puede ser ineficiente debido a la liberación de gas cuando el aceite entra en contacto con el agua caliente. Pero tiene dos ventajas: la primera es que el aceite no será sobrecalentado, porque no entra en contacto directo con el equipo de calentamiento. Esto minimiza las pérdidas por evaporación del crudo y ayuda a mantener la densidad del aceite al máximo. También minimiza la formación de escamas de material orgánico. La segunda ventaja es que este sistema es seguro, porque solamente fluye agua a través del calentador.

Los tanques deshidratadores también pueden ser calentados directamente con una tubería de calefacción o con intercambiadores de calor internos, utilizando vapor u otro medio calorífico.

### *Tratadores de emulsión verticales*

El diseño típico de este equipo se muestra en la figura 1.6. El flujo de aceite entra cerca de la parte superior del tratador hacia la sección de separación de gas, la cual puede tener una placa desviadora y un extractor de niebla. La emulsión fluye a través de una tubería conductora hacia la porción inferior del tratador, que debe ser diseñada para proporcionar un tiempo de retención suficiente la precipitación del agua y a la vez emplear el tratador como eliminador de agua libre y como sección de lavado con agua. El flujo de aceite y emulsión fluye de manera ascendente alrededor de tubos calefactores hacia una sección de coalescencia, donde se proporciona el tiempo necesario que permita la unión y precipitación de las gotas de agua pequeñas hacia la sección de almacenamiento de agua. El aceite tratado sale por la parte superior del equipo.

Es posible que este equipo opere con un intercambiador de calor interno, para proporcionar el calor requerido en el proceso o para calentar la emulsión antes de ser tratada. Por razones de seguridad se prefiere el uso de un fluido que transfiera calor y un intercambiador de calor de tubería o placas dentro del tratador, en vez de un tubo de

alentamiento.

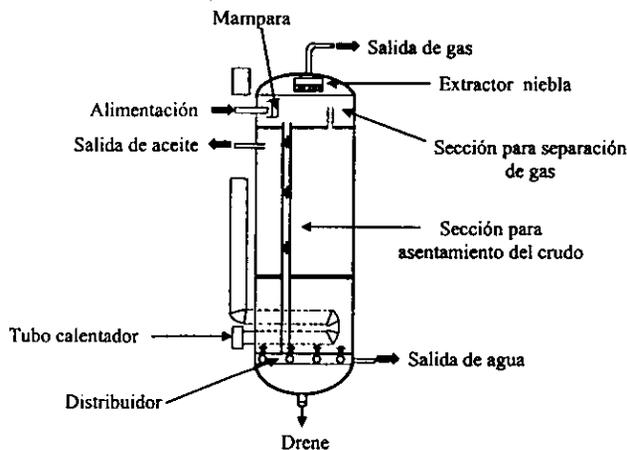


Fig.1.6. Tratador vertical de emulsiones.

### *Tratadores de emulsión horizontales*

La figura 1.7 ilustra un tratador horizontal típico. El flujo de crudo entra por la sección frontal del tratador donde el gas se libera. El líquido fluye hacia la parte inferior cerca de la interfase agua-aceite, donde se lava con agua para separar el agua libre. El aceite y la emulsión ascienden, pasan por tubos de calentamiento y fluyen hacia una cámara de compensación de aceite. El aceite y la emulsión fluyen a través de un distribuidor dentro de la sección de coalescencia para crear condiciones de fluido empacado. El aceite tratado se recupera en la parte superior. Las gotas de agua que se unen se precipitan contra la corriente de aceite ascendente. Un control de nivel en la cámara de compensación del aceite, opera una válvula de descarga en la salida de crudo; regulando el flujo de aceite y manteniendo la condición de líquido empacado en la sección de coalescencia.

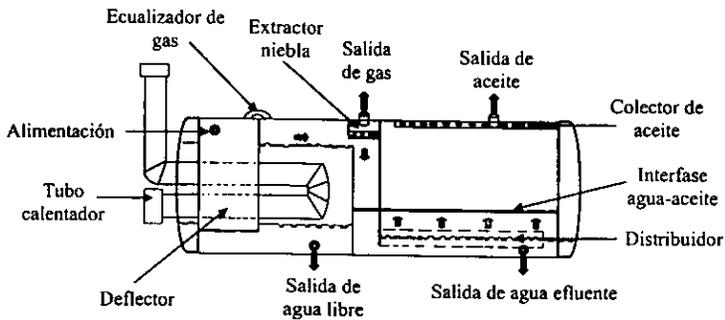


Fig.1.7. Tratador horizontal de emulsiones.

### *Equipo de tratamiento electrostático*

Los equipos de tratamiento que generan coalescencia electrostática, conocidos como deshidratadores electrostáticos, son equipos de tratamiento horizontales o verticales (fig.1.8). Normalmente, en ellos se instalan dos tipos de electrodos. Uno se conecta a una fuente eléctrica suspendido con aislantes dentro de la vasija y el otro se conecta a tierra y al equipo de tratamiento. Ambos se cargan con un voltaje elevado de 15,000 a 35,000 volts, proporcionado por un sistema eléctrico a través del cual se aplica un potencial eléctrico al electrodo suspendido. La emulsión se envía a través de los electrodos y la coalescencia ocurre en el área de flujo entre las placas cargadas.

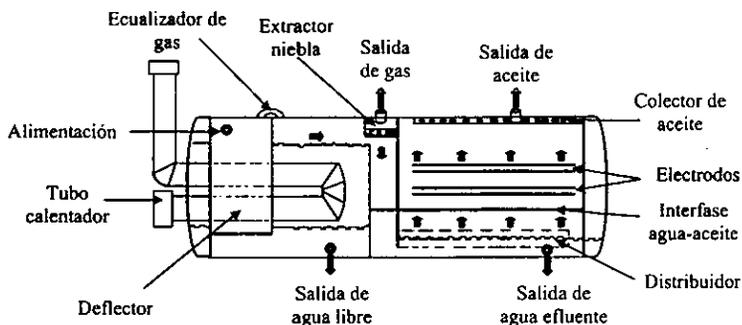


Fig.1.8. Equipo de tratamiento electrostático.

Las configuraciones más aceptadas de electrodos suspendidos son de dos tipos: placas verticales paralelas y mallas horizontales paralelas. La intensidad del campo electrostático se controla mediante la distribución de los electrodos y el voltaje aplicado.

El aparato eléctrico que aporta el potencial de corriente alterna o directa a los electrodos consiste de un sistema organizado de transformadores de una o tres fases.

Los campos eléctricos de corriente alterna se emplean comúnmente cuando el crudo es semiconductor, como en el caso del desalado de aceite crudo. Estos campos poseen dos ventajas técnicas. La primera es que originan cortos circuitos y la segunda ventaja es que evitan el peligro de la corrosión electrolítica en el tratador.

Los campos de corriente directa se utilizan donde la fase continua está constituida por aceite relativamente limpio y no es conductor. Con estos campos, se logra una coalescencia mayor de partículas extremadamente pequeñas.

Si la cantidad de emulsión es grande, existe tendencia a formar una cadena de gotas de agua cargadas eléctricamente, que une los dos electrodos originando cortos circuitos, esto se conoce como encadenamiento. De acuerdo con K. Arnold<sup>3</sup>, el encadenamiento ocurre si el

voltaje es al tratar la emulsión o cuando las rejillas electroestáticas se encuentran demasiado juntas. F.G. Cottrel<sup>27</sup>, pionero del proceso de deshidratación eléctrica de emulsiones de aceite, estableció que este fenómeno depende de los potenciales relativos aplicados y de las constantes dieléctricas de los materiales en contacto. El fenómeno se ha observado en emulsiones que contienen 4% o menos de agua. El corto circuito libera energía eléctrica que evapora la cadena de agua. La cantidad de gas originado por este fenómeno puede crear turbulencia suficiente para impedir el proceso de coalescencia.

La deshidratación eléctrica ofrece ventajas, tales como:

- Reducción de calor y/o químicos para tratar el crudo y llevarlo al nivel de calidad requerido.
- Capacidad de tratamiento con temperaturas relativamente bajas, con lo cual se obtienen ahorros en combustible y la posibilidad de mejorar la calidad y cantidad de aceite crudo en tanques de almacenamiento.
- Gran adaptabilidad para operación no asistida y supervisión por control remoto.
- Alta capacidad de tratamiento. Esto permite que sea un método aplicable en baterías.

### *Combinación de sistemas para tratar emulsiones de agua en aceite crudo*

En el tratamiento de emulsiones puede hacerse uso prácticamente de todos los procesos existentes para desemulsificar el aceite crudo. Pero el tratamiento aplicado al crudo depende siempre de las características de la emulsión. Un ejemplo de esto es el tratamiento dado a corrientes de aceite en ciertas zonas petroleras, donde el crudo que se recibe contiene un volumen de agua considerable en estado libre y una parte de agua que forma una emulsión suave. El aceite bajo estas condiciones recibe la inyección de reactivo desemulsificante a la entrada de la planta deshidratadora. En este lugar el aceite puede enviarse directamente a un tanque deshidratador atmosférico donde la emulsión puede permanecer en condiciones estáticas para propiciar el rompimiento de la emulsión y separar el agua del aceite únicamente por efecto del tratamiento químico y segregación por acción de la fuerza de gravedad.

Posteriormente, a fin de obtener aceite crudo dentro de especificaciones de calidad, se eliminan los remanentes de agua y sal, mediante una segunda etapa de tratamiento que puede estar constituida por un desalado con agua dulce (agua de lavado) y una deshidratación posterior del crudo en vasijas electroestáticas.

En otros sistemas, el tratamiento de la corriente de aceite crudo entra directamente a un primer tratamiento térmico, después de haber aplicado reactivo desemulsificante. En la segunda etapa de tratamiento la producción se distribuye en vasijas termo-electroquímicas y pasa finalmente a tanques de almacenamiento. El empleo de vasijas termoquímicas, electro-termoquímicas, electroestáticas y tanques deshidratadores, permite combinar los diferentes procesos para deshidratar aceite crudo y llevarlo a estándares requeridos.

En ciertas zonas productoras, la corriente de crudo se envía a tres etapas de deshidratación. Durante la primera etapa la producción se divide, pasa a través de eliminadores de agua libre y entra a vasijas termoquímicas, para eliminar el agua asociada y reducir la salinidad con ayuda de un desemulsificante y adición de calor después de cierto tiempo de residencia. En la segunda etapa, la producción anteriormente obtenida se somete a un tratamiento termoelectroquímico, con una temperatura y tiempo de residencia similares a los de la primera etapa, sin aplicar reactivo, pero precalentando el crudo a la entrada de las vasijas por medio de intercambiadores de calor. Finalmente, en la tercera etapa, el crudo parcialmente tratado puede distribuirse en vasijas electroestáticas para obtener el aceite dentro de especificaciones.

Cuando el equipo de desemulsificación se instala en plataformas petroleras, una consideración importante es el espacio disponible que generalmente es limitado. Además, se tiene que considerar que al fluir el crudo a través de la válvula de control de producción o el estrangulador situado en la cabeza del pozo, se origina un mezclado intenso de los hidrocarburos producidos, provocando la formación de emulsiones más estables. Otro factor que debe considerarse es la temperatura con la cual los fluidos entran a las instalaciones de separación.

Helen R. Kerr y Phillip A. Wheeler<sup>26</sup> proponen un método de deshidratación en plataformas marinas de producción, en el cual proponen un aumento de la relación agua-aceite en los hidrocarburos producidos, hasta un nivel en el que se reduce la tendencia de formación de una emulsión estable y después, deshidratar el crudo empleando un hidrociclón. Con este método aseguran una reducción en los tiempos de residencia en el hidrociclón propuesto y por lo tanto, una reducción en las dimensiones del equipo de tratamiento junto con el espacio y peso requerido. El sistema propuesto proporciona un método aceptable para separar la producción de fluidos de un pozo que contengan aceite, gas, agua y otros componentes como arena pero, se dirige principalmente a la producción de aceites crudos pesados y viscosos; que se pueden deshidratar mediante el uso de por lo menos un hidrociclón y la adición de agua de dilución al crudo, antes de que éste entre a dicho hidrociclón. El agua puede agregarse a la producción corriente arriba o corriente abajo del estrangulador. De requerirse aditivos químicos desemulsificantes, éstos pueden agregarse corriente arriba o corriente abajo del estrangulador o en su defecto, corriente arriba del hidrociclón.

La ventaja que presenta este sistema es que no necesita de series de separadores electrostáticos o de separación por gravedad que serían necesarios en caso de un sistema de deshidratación en la cual la emulsión producida se tratara sin la inyección de agua de dilución. Además, el tamaño y el peso debido a infraestructura de separación se reducen. Por lo tanto, el sistema propuesto es adecuado para utilizarse en la desemulsificación de hidrocarburos producidos en una plataforma marítima.

De ser necesario, el hidrociclón puede instalarse en el suelo marino para ahorrar peso en relación con la infraestructura adicional de la plataforma. Aunque en este sistema se propone un hidrociclón y un deshidratador electrostático, en ciertas circunstancias puede lograrse una separación gas aceite y una deshidratación eficientes sólo con uso del hidrociclón. La fig. 1.9 representa un diagrama de flujo del sistema de deshidratación propuesto por Kerr y Wheeler<sup>26</sup>.

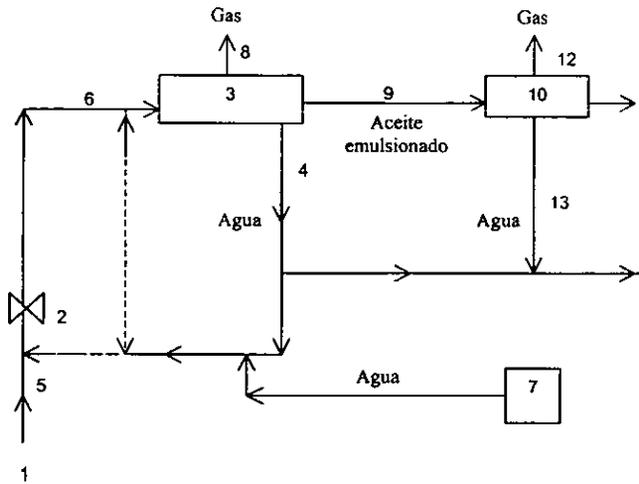


Fig. 1.9. Diagrama de flujo del sistema de deshidratación en plataformas propuesto por Kerr y Wheeler <sup>26</sup>.

En el esquema se observa que la producción de hidrocarburos de un pozo productor en el subsuelo marino fluye por una línea de conducción (1) hacia un estrangulador (2) y entonces hacia un hidrociclón (3). El agua separada (4) se inyecta a la producción, ya sea corriente arriba del estrangulador (5) o corriente abajo de éste (6). Esta agua pueda contener una porción adicional de agua bombeada desde una fuente separada (7). Después de pasar a través del hidrociclón (3), la producción se divide en gas (8), agua, una parte de agua que debe reinyectarse (4) y aceite con un contenido de agua emulsionada (9). La fase de aceite (9) se envía entonces a un deshidratador electrostático (10) para lograr una separación adicional de la emulsión en aceite crudo (11), gas (12) y agua (13).

## **CAPÍTULO II. MANEJO Y TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO LIGERO PRODUCIDO EN LA REGIÓN MARINA SUROESTE**

En este capítulo se expone un panorama general del manejo costa afuera de la producción de aceite crudo ligero, así como la problemática relacionada con la deshidratación del mismo. También, se plantean y se analizan alternativas de solución para deshidratar el aceite producido en plataformas aportado por pozos cerrados debido a un elevado porcentaje de agua asociada, considerando métodos para deshidratación aplicables en plataformas.

### **II.1. Descripción de la situación actual e identificación de la problemática**

La producción de aceite crudo ligero aportada por los pozos marinos de los campos Abkatún, Pol, Chuc, Taratunich, Caan, Batab y Akal-Ek-Balam es manejada a través de un sistema de oleoductos que confluyen a los complejos de producción Abkatún-A, Abkatún-D y Pol-A, como se muestra en la figura 2.1, donde se efectúa la separación de fases gas/líquido, se bombea el líquido y se comprime el gas para su envío a Atasta; siendo los Complejos de Producción Abkatún-A y Abkatún-D, ilustrados en las figuras 2.2 y 2.3, las instalaciones que permiten contar con equipo de separación instalado así como con una determinada flexibilidad operativa en el manejo y transporte externo de hidrocarburos.

El aceite crudo ligero que confluye al Activo Abkatún-A temporal, es aportado por los pozos ubicados en las plataformas Abkatún, con excepción de Abkatún-D y Abkatún-B, y por la producción aportada por el campo Taratunich, el cual se encuentra conectado vía Abkatún-H. Abkatún-A temporal, tiene un solo tren de separación gas aceite de dos etapas y con capacidad de separación de 180 MBPD. El crudo aportado por el campo Caan es enviado al Activo Abkatún-A permanente, que cuenta con dos trenes de separación gas aceite, cada uno consta de dos etapas y posee una capacidad total de 220 MBPD. Además, Abkatún-A permanente tiene dos vasijas para deshidratación de crudo con capacidad de 100 MBPD cada una.

FIG. 2.1. ESQUEMA DE LA RED GENERAL DE MANEJO EXTERNO DE HIDROCARBUROS

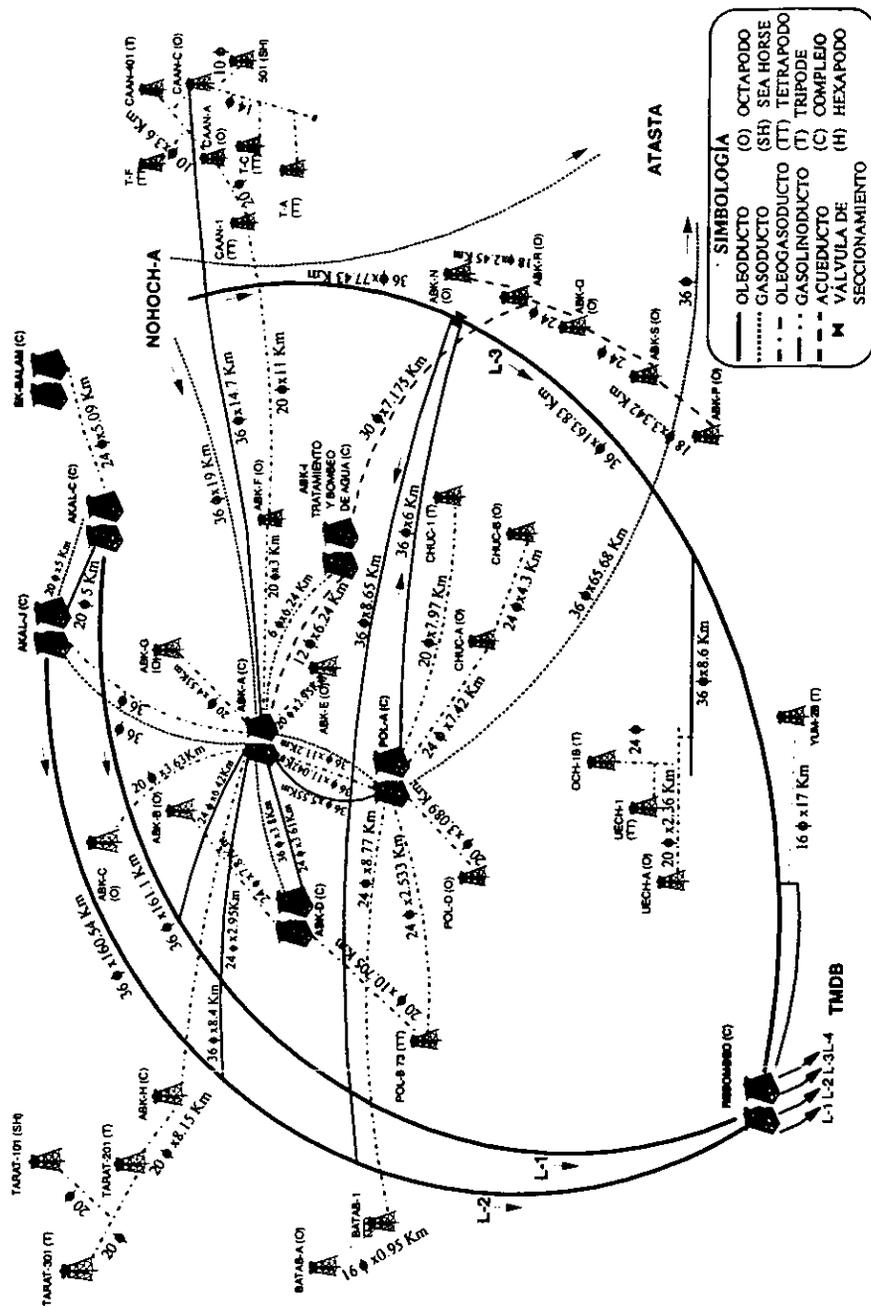
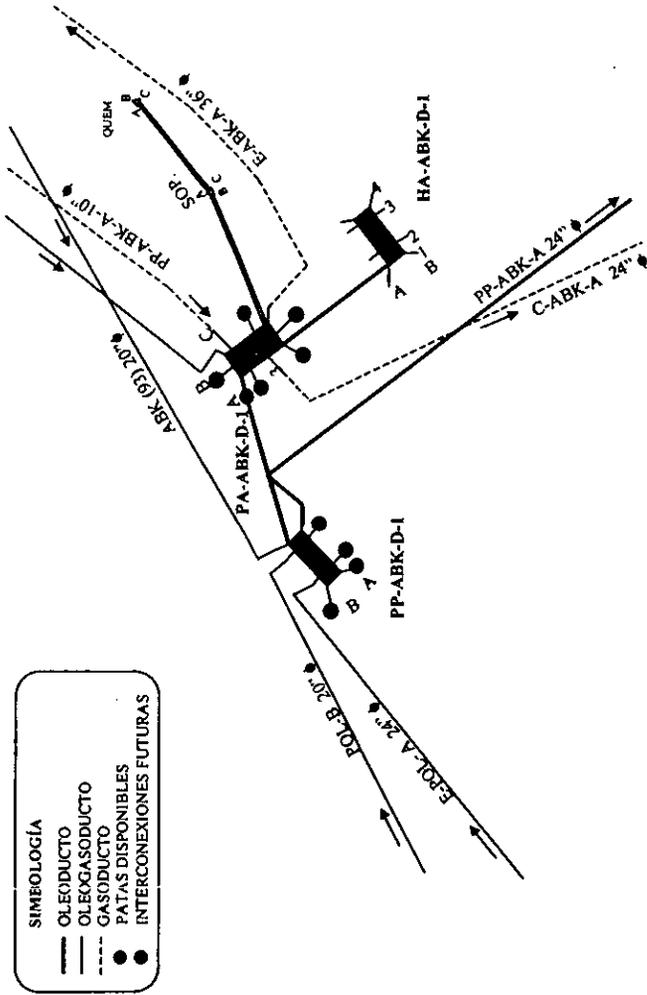




FIG.2.3. CONDUCTOS ASCENDENTES DEL COMPLEJO ABKATÚN-D



SIMBOLOGÍA	
—	OLEODUCTO
—	OLEOGASODUCTO
- - -	GASODUCTO
●	PATAS DISPONIBLES
- - -	INTERCONEXIONES FUTURAS

Las producciones de las plataformas Abkatún-B, Abkatún-D, de los campos Pol-B y Litoral de Tabasco vía Pol-A son enviadas al Activo Abkatún-D permanente que posee dos trenes de separación gas aceite, cada uno presenta dos etapas de separación y una capacidad de 100 MBPD; así como dos vasijas deshidratadoras de 100 MBPD cada una. Cabe aclarar, que la producción designada como Litoral de Tabasco, es aportada por los campos Uech, Och y Kax.

La producción de los campos Batab y Chuc; lo mismo que la producción de las plataformas Pol-A y Pol-D, son enviadas al Complejo Pol-A, el cual posee una capacidad de diseño para separación de gas aceite de 350 MBPD. La corriente de crudo ligero del campo Ek-Balam (40 000 BPD, con 1% de agua asociada como máximo) enviada vía Akal-C no entra al proceso de separación, sino que pasa por la plataforma Abkatún-A y se integra a la corriente de salida.

La tabla 2.1 presenta un reporte correspondiente a las instalaciones que manejan aceite crudo ligero pertenecientes a los campos cuyas producciones son enviadas a los Complejos de producción Abkatún-A, Abkatún-D y Pool-A, con datos correspondientes a 1994. Para facilitar el estudio, los pozos pertenecientes a las instalaciones citadas en la tabla, se designan mediante un número progresivo.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
ABKATÚN-A	1	OPERACIÓN	7 300	0.0	24 676
	2	OP. MANTTO. SEP. P.	17 376	0.0	
ABKATÚN-B	1	OPERACIÓN	5 128	0.0	23 831
	2	OPERACIÓN	4 657	0.0	
	3	OPERACIÓN	6 501	0.0	
	4	OPERACIÓN	3 627	0.0	
	5	OPERACIÓN	3 918	0.0	

Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
ABKATÚN-C	1	OPERACIÓN	5 380	0.0	66 208
	2	OPERACIÓN	11 096	0.0	
	3	OPERACIÓN	4 237	0.0	
	4	OPERACIÓN	15 113	0.0	
	5	OPERACIÓN	12 264	0.0	
	6	OPERACIÓN	13 054	0.0	
	7	A P O R T Ó	5 064	0.6	
	8	CDO . TESTIGO.	1 522	50.0	
	9	CDO . TESTIGO.	2 136	12.0	
	10	CDO . TESTIGO.	9 791	55.0	
ABKATÚN-D	1	OPERACIÓN	7 570	0.0	51 581
	2	OPERACIÓN	15 868	0.0	
	3	OPERACIÓN	3 375	0.0	
	4	OPERACIÓN	3 468	0.0	
	5	OPERACIÓN	5 661	0.0	
	6	OPERACIÓN	10 361	0.0	
	7	OPERACIÓN	5 278	0.0	
	8	CDO. ABAT.	3 166	30.0	
	9	CDO . TESTIGO.	6 391	12.0	
	10	CDO . TESTIGO.	3 210	30.0	
ABKATÚN-E	1	OPERACIÓN	13 485	0.0	13 485
	2	CDO. ABAT.	4 670	25.0	
	3	CDO TESTIGO	3 200	40.0	
	4	CDO. ABAT.	4 633	12.0	
	5	CDO . TESTIGO.	389	40.0	

Cont . Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
ABKATÚN-F	1	OPERACIÓN	5 437	0.0	73 228
	2	OPERACIÓN	7 079	0.0	
	3	OPERACIÓN	7 456	0.0	
	4	OPERACIÓN	13 769	0.0	
	5	CDO. ABAT.	1 632	0.7	
	6	OPERACIÓN	12 516	0.0	
	7	OPERACIÓN	6 610	0.0	
	8	OPERACIÓN	7 638	0.0	
	9	OPERACIÓN	12 723	0.0	
	10	CDO . TESTIGO.	1 192	20.0	
	11	CDO . TESTIGO.	3 940	40.0	
ABKATÚN-G	1	OPERACIÓN	3 924	0.1	19 764
	2	OPERACIÓN	6 530	0.0	
	3	OPERACIÓN	9 310	0.0	
	4	CDO . TESTIGO.	7 009	20.0	
	5	CDO . TESTIGO.	3 000	25.0	
	6	CDO . TESTIGO.	2 170	20.0	
ABKATÚN-H	1	OPERACIÓN	1 646	0.0	1 646
	2	CDO. ABAT.	3 470	0.0	
	3	CDO. ABAT.	1 971	0.0	
	4	CDO. ABAT.	1 719	3.0	

Cont . Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
BATAB-A	1	OPERACIÓN	581	0.0	3 880
	2	APORTÓ. OP.	387	0.5	
	3	APORTÓ. OP.	476	1.7	
	4	APORTÓ. OP.	537	TRAZAS	
	5	CDO. ABAT .	1 726	0.0	
	6	OPERACIÓN	1 899	0.0	
BATAB-I	1	C D O .	S / D	S / D	OBTURADO POR ASFALTENOS
	2	C D O .	S / D	S / D	
CAAN-A	1	OPERACIÓN	1 962	0.0	38 240
	2	OPERACIÓN	9 067	0.0	
	3	OPERACIÓN	14 656	0.0	
	4	OPERACIÓN	7 332	0.0	
	5	OPERACIÓN	5 223	0.0	
TTPD CAAN-A	1	OPERACIÓN	3 206	0.0	3 206
CAAN-C	1	OPERACIÓN	892	0.0	15 447
	2	OPERACIÓN	5 483	0.0	
	3	OPERACIÓN	6 518	0.0	
	4	OPERACIÓN	2 554	0.0	
TTPD CAAN-C	1	OPERACIÓN	3 206	0.0	3 206

S/D : SIN DATOS

OP : OPERANDO

Cont . Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
CAAN-I	1	S/D DE AFORO	S/D	S/D	SIN DATOS DE AFORO
	2	S/D DE AFORO	S/D	S/D	
CAAN	1	OPERACIÓN	3 248	0.0	6 261
	2	OPERACIÓN	3 013	0.0	
TTPD CAAN-F	1	S/D	S/D	S/D	SIN DATOS DE AFORO
	2	S/D	S/D	S/D	
CHUC-A	1	OPERACIÓN	13 634	0.0	51 122
	2	OPERACIÓN	8 246	0.0	
	3	OPERACIÓN	4 186	0.0	
	4	OPERACIÓN	5 103	0.0	
	5	OPERACIÓN	7 105	0.0	
	6	MTTO. SEP. PBA.	7 231	0.0	
	7	APORTÓ. OP.	5 617	0.8	
	8	CDO. ABAT.	2 300	0.0	
CHUC-B	1	OPERACIÓN	4 738	0.0	38 668
	2	OPERACIÓN	5 487	0.0	
	3	OPERACIÓN	13 739	0.0	
	4	CDO. ABAT.	2 300	0.0	
	5	OPERACIÓN	2 592	0.0	
	6	OPERACIÓN	6 132	0.0	
	7	OPERACIÓN	5 980	0.0	

S/D : SIN DATOS

OP : OPERANDO

Cont . Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
CHUC-1	1	S/D	S/D	S/D	CERRADO
KAX	-	-	-	-	CERRADO
OCH	-	-	-	-	CERRADO
POL-A	1	APORTÓ. OP.	6 455	1.2	86 630
	2	APORTÓ. OP.	5 430	15.0	
	3	OPERACIÓN	6 790	0.0	
	4	OPERACIÓN	21 170	0.0	
	5	OPERACIÓN	9 960	0.0	
	6	OPERACIÓN	15 506	0.0	
	7	OPERACIÓN	7 045	0.0	
	8	CDO. ABAT.	1 056	60.0	
	9	APORTÓ. OP.	2 500	9.0	
	10	OPERACIÓN	11 774	0.6	
	11	CDO. ABAT.	623	96.0	
	12	CDO. TESTIGO.	2 600	50.0	
POL-B	1	OPERACIÓN	7 047	0.0	29 074
	2	OPERACIÓN	22 027	0.0	

S/D : SIN DATOS

OP : OPERANDO

Cont. Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero

PLATAFORMA	POZO	ESTADO REPORTADO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% AGUA	PRODUCCIÓN TOTAL (BPD)
POL-D	1	OPERACIÓN	5 290	0.0	26 544
	2	OPERACIÓN	7 759	0.0	
	3	OPERACIÓN	2 801	0.0	
	4	OPERACIÓN	7 824	0.0	
	5	OPERACIÓN	2 870	0.0	
TARATUNICH	1	OPERACIÓN	4 407	0.0	11 373
	2	S/D	4 495	0.0	
	3	OPERACIÓN	2 471	0.0	
UECH-A	1	CDO.	4 190	0.0	1 260
	2	OPERACIÓN	1 260	20.0	
	3	CDO.	3 300	0.0	

S/D : SIN DATOS

Cont . Tabla 2.1. Estado de producción en instalaciones que producen aceite crudo ligero.

El aceite crudo ligero aportado por cada Complejo de Producción se bombea a través de un oleoducto de 36" de diámetro, denominado Línea 3, hasta una plataforma de rebombeo de crudo, donde el crudo ligero solamente se distribuye hacia otro oleoducto, denominado Línea 4, de 36" de diámetro . Después, el crudo se envía hacia una terminal terrestre para su deshidratación, en la cual el crudo ligero primeramente pasa por un sistema de estabilizado. Enseguida, el aceite estabilizado se bombea hasta la entrada de tanques deshidratadores atmosféricos de techo flotante, con una inyección previa de reactivo desemulsificante. En estos tanques se logra la separación por gravedad de las fases de aceite y agua, después de un tiempo de residencia de 12 horas, determinado por las características del crudo tratado.

Con el tratamiento, se obtiene un crudo ligero dentro de especificaciones necesarias para el contenido de agua y de sal (0.1% de agua y 30 LMB de sal) . A pesar de esto,

existen inconvenientes con influencia decisiva en la deshidratación óptima del crudo ligero. El problema principal radica en que durante el invierno o al presentarse cambios repentinos en la temperatura ambiente, el tratamiento químico y por segregación gravitacional realizado en la terminal terrestre, no resulta ser suficiente para mantener los rangos permisibles de agua y sal del aceite. Esta situación enfatiza la necesidad de incrementar la eficiencia y capacidad de tratamiento del equipo de deshidratación utilizados en la planta deshidratadora terrestre.

Asimismo, existen problemas relacionados con la producción y deshidratación de crudo ligero en instalaciones marítimas, tales como:

1. La reincorporación futura de la producción de crudo ligero emulsionado que podría integrarse de pozos con presencia de agua y con problemas por abatimiento de presión, a corrientes limpias. Esto implica aumentar la eficiencia y capacidad del proceso de deshidratación requerido para tratar el flujo total que se envíe a la terminal deshidratadora terrestre.
2. Falta de sistemas eficientes de deshidratación para el crudo ligero costa afuera. La carencia de un sistema de deshidratación en plataformas y el manejo directo de las corrientes de aceite emulsionadas, propicia la formación de una emulsión con características estables, debido principalmente a las condiciones de turbulencia a las que el crudo es sometido durante su envío hacia la terminal deshidratadora terrestre.
3. Falta de áreas para la instalación de equipo de deshidratación en los complejos de producción costa afuera. Las dimensiones y capacidad de carga de las plataformas de producción son un factor decisivo que debe considerarse para la instalación de equipos deshidratadores adicionales al equipo de separación o para el reajuste de equipo existente.

Los datos reportados en la tabla 2.1, muestran que existen pozos cerrados en los campos Abkatún-A , Abkatún-D y Pol-A, a causa de la presencia de elevados contenidos de agua y su consiguiente abatimiento de presión. La tabla 2.2 presenta la producción de aceite crudo ligero y el contenido de agua asociada de cada uno de los pozos cerrados por plataforma

pertenecientes a estos campos, debido a un elevado contenido de agua asociada.

PLATAFORMA	POZO	$\bar{Q}_L$ (BPD)	% DE AGUA ASOCIADA	$\bar{Q}_O$ (BPD)	$\bar{Q}_w$ (BPD)
ABKATÚN-C	8	1 522	50.0	761	761
	9	2 136	12.0	1 880	256
	10	9 791	55.0	4 406	5 385
TOTAL		13 449		7 047	6 402
ABKATÚN-D	9	6 391	12.0	5 624	767
	10	3 210	30.0	2 247	963
TOTAL		9 601		7 871	1 730
ABKATÚN-E	3	3 200	40.0	1 280	1 920
	5	389	40.0	156	233
TOTAL		3 589		1 436	2 153
ABKATÚN-F	10	1 192	20.0	954	238
	11	3 940	40.0	2 364	1 576
TOTAL		5 132		3 318	1 814
ABKATÚN-G	4	7 009	20.0	5 607	1 402
	5	3 000	25.0	2 250	750
	6	2 170	20.0	1 736	434
TOTAL		12 179		9 593	2 586
POL-A	12	2 600	50.0	1 300	1 300

Tabla 2.2. Producción de aceite y agua asociada de pozos cerrados debido a un alto porcentaje de agua emulsionada pertenecientes al Complejo Abkatún-A y Abkatún-D.

La solución inmediata a los pozos que manifiestan la presencia de contenidos elevados de agua asociada, es la reducción de los diámetros de estranguladores para controlar el flujo de agua producida y finalmente se cierran, evitando así la formación de porcentajes elevados de emulsión en el flujo total de crudo ligero que se envía a la terminal terrestre para su deshidratación. En los últimos años, con la política de mantener los pozos cerrados, es posible mantener la cuota de producción. Sin embargo, en caso de existir un incremento en la demanda de crudo ligero, sería necesario evaluar la conveniencia técnica y económica de abrir dichos pozos. De acuerdo con la información obtenida para los datos de estudio, en la terminal deshidratadora terrestre se reciben aproximadamente 645 000 BPD brutos de aceite crudo ligero, con un contenido máximo de agua asociada de 5%, es decir, 32 250 BPD de agua emulsionada.

## II. 2. Planteamiento del caso base para la deshidratación del aceite crudo ligero

Antes de iniciar cualquier análisis técnico o económico referido a la deshidratación de crudo ligero en plataformas, se torna necesario plantear un caso base, el cual consiste de una comparación general y cualitativa entre alternativas. La intención principal de establecer este caso base es justificar el proceso de deshidratación de crudo ligero en plataformas de producción, definiendo su factibilidad respecto de consideraciones limitantes de carácter técnico y económico.

En el caso base siguiente se compara el proceso de deshidratación de crudo en plataformas, con los manejos y procesos que actualmente se aplican para deshidratar aceite crudo ligero.

La propuesta para incorporar y deshidratar aceite crudo ligero de pozos cerrados por la presencia de un alto contenido de agua asociada, consiste en manejar por separado dos corrientes individuales de aceite. Una integrada por el crudo sin presencia o un mínimo porcentaje de agua asociada, y otra que incluya el aceite crudo que se pretende incorporar con elevados contenidos de agua. Con el manejo independiente de cada corriente se evitaría la contaminación de un volumen mayor de crudo, situación que se presentaría al seguir el manejo actual, dado que en tal caso el crudo contaminado se integraría directamente al crudo limpio para enviarse a tierra para su deshidratación. Además, de integrarse crudo contaminado al proceso actual, se originarían otro tipo de problemas relacionados con el transporte del aceite, como la precipitación de sales y sólidos en las líneas de conducción, corrosión asociada a la reacción del agua emulsionada con otros compuestos presentes en la corriente general, así como la formación de una emulsión aún más estable cuando se presentaran turbulencias constantes en el flujo del crudo enviado a tierra.

El aprovechamiento y optimización de la infraestructura existente en los Complejos de Producción, es el medio propuesto para incrementar la producción de crudo ligero, sin necesidad de construir conductos marinos adicionales que enlacen diferentes instalaciones

marinas. La adecuación y modificación de cabezales de recolección instalados en las plataformas de producción seleccionadas, sustituiría a la construcción de oleogasoductos marinos, los cuales en la condición actual deberían considerarse para manejar el crudo limpio y el contaminado por separado.

Asimismo, mediante el aprovechamiento de los trenes de separación y equipo deshidratador instalado en plataformas seleccionadas, se lograría incrementar la producción de aceite crudo ligero, el cual una vez tratado puede integrarse a la corriente general de crudo limpio dentro de especificaciones para exportación o entrega a refinería, disminuyendo a la vez el contenido de agua y sal en la corriente general que se envía a tierra. Esto representa ventajas económicas sobre la situación actual.

Como se mencionó en la sección anterior, el proceso de deshidratación actual del crudo ligero realizado en tierra, consiste básicamente de un tratamiento químico previo a la separación del agua emulsionada en tanques deshidratadores atmosféricos. El aumento de la producción de crudo propuesto considerando el proceso actual, tendría como consecuencia un aumento en la cantidad de compuesto químico desemulsificante empleado para tratar en tierra un volumen mayor de crudo emulsionado, elevándose así el costo por volumen de aceite tratado. En caso de que en el proceso de deshidratación actual se requiera de tratamiento térmico, simultáneo al tratamiento químico, entonces la cantidad de combustible y el equipo de calentamiento representarían una inversión adicional considerable.

Con la deshidratación de crudo ligero desde plataformas se reducirían los costos por tratar química y térmicamente el crudo ligero en tierra.

Otro beneficio asociado a la deshidratación de crudo ligero en plataformas, es el manejo directo del agua separada del aceite. En este caso, el agua procedente de los deshidratadores se acondicionaría por medios mecánicos y químicos, quedando con un nivel de calidad aceptable para su disposición inmediata dentro de una formación suprayacente al yacimiento a través de un pozo letrina en la instalación donde se lleve a cabo la deshidratación de aceite, seleccionado a partir de estudios de yacimientos, de producción y geológicos previos, que permitan determinar estratos permeables donde pueda descargarse el agua

separada así como pozos sin posibilidades de explotación. La disposición del agua separada en una plataforma de producción evitaría el gasto asociado a la construcción de un acueducto para transportarla hacia tierra o hacia alguna instalación marina de inyección para su tratamiento.

Después de haber establecido las principales razones por las cuales resultaría factible aplicar la deshidratación de crudo ligero en plataformas, resulta conveniente establecer y analizar los métodos aplicables y las alternativas para realizar la deshidratación en plataformas marinas de producción.

## II. 3. Métodos aplicables en la deshidratación de aceite crudo ligero en plataformas

Entre los métodos que pueden emplearse para la deshidratación de aceite crudo ligero en plataformas, se encuentran todos aquéllos que intervienen en los tratamientos previamente descritos, como la adición de reactivo químico desemulsificante a la corriente de crudo, la adición de calor, el tratamiento de separación por gravedad, el tratamiento electrostático o los métodos combinados. Sin embargo, el que alguno o la combinación de dichos métodos resulte útil y aplicable en instalaciones marinas, depende de que al ser implementado junto con el equipo que requiere, permita obtener una flexibilidad y eficiencia operativa de deshidratación máximas, acordes a los requerimientos de carga y espacio disponibles en las instalaciones de producción marinas, sin olvidar los aspectos económicos que involucran generalmente el consumo de energía necesaria para realizar la deshidratación, las características de la emulsión a ser tratada y el manejo de corrientes que confluyen al equipo seleccionado. Teniendo estos puntos en mente, el equipo para deshidratación que podría ser más recomendable para tratar aceite crudo ligero en plataformas es aquél que emplea la coalescencia electrostática.

Existen diferentes equipos de tratamiento electrostático con características y configuraciones variadas. A continuación, se describen los tratadores electrostáticos novedosos que se encuentran disponibles para la deshidratación de aceite crudo.

### *Deshidratador electrostático mejorado con rejilla profunda de electrodos*

Este tipo de deshidratador electrostático ilustrado en la figura 2.4, incorpora un diseño interno que cuenta con una rejilla de electrodos, la cual ocupa el espacio neto de la vasija, asignado para el tratamiento de aceite crudo mediante la aplicación de un campo de corriente alterna. Con el diseño se logra aumentar la profundidad de aplicación de la porción del campo eléctrico de alta intensidad.

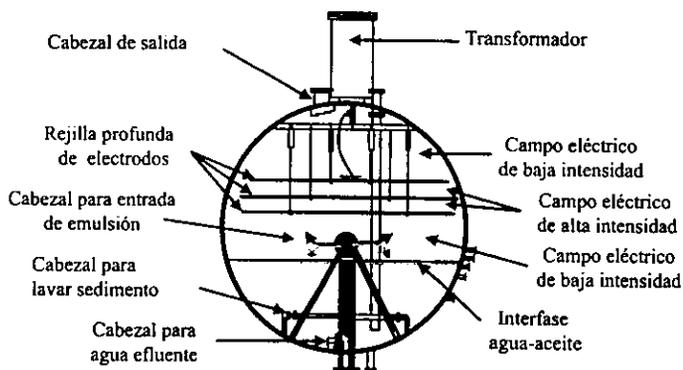
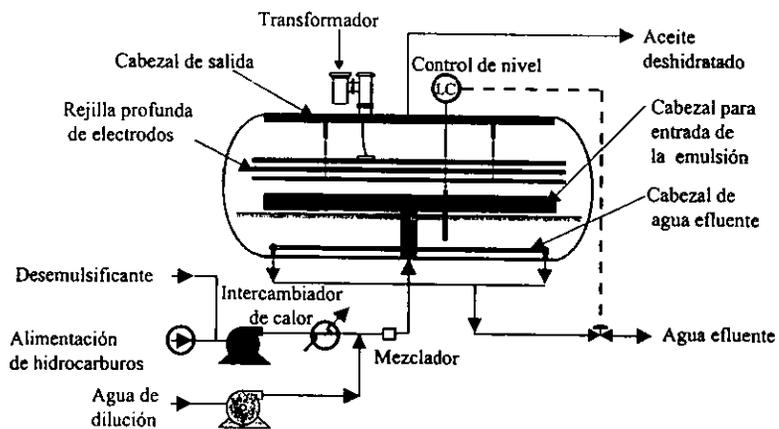


Fig. 2.4. Deshidratador electrostático mejorado con rejilla profunda de electrodos.

El uso de este tipo de deshidratador se recomienda para:

- Procesos de deshidratación de crudo en instalaciones terrestres o marinas.
- Aumento y reajuste de la capacidad del equipo deshidratador existente.
- Tratamiento de crudos pesados y viscosos.
- Tratamiento de producciones con alto contenido de agua.
- Mejorar la eficiencia de deshidratación de crudo.
- Reducción del volumen de agua para dilución utilizada en el proceso.

La figura 2.4 muestra un diagrama de un deshidratador eléctrico mejorado con rejilla profunda de electrodos de una etapa, empleado para deshidratar la producción en campos petroleros, cuyas corrientes de crudo generalmente contienen volúmenes de agua que alcanzan hasta un 30% con relación a la producción bruta, con temperaturas de 38 a 149 °C (100-300 °F).

Durante el proceso de deshidratación con este equipo, la emulsión se distribuye dentro de la vasija hacia un campo eléctrico de baja intensidad. Las gotas grandes de agua pueden o no requerir de una coalescencia baja para separarse con mayor facilidad del aceite. El campo eléctrico de baja intensidad es suficiente para hacer que este tipo de gotas colisionen y se precipiten. La emulsión restante viaja hacia la parte superior a través de campos eléctricos de alta intensidad, donde se lleva a cabo una coalescencia y deshidratación eficientes. El crudo deshidratado fluye por el cabezal de salida que se encuentra en la parte superior de la vasija. La fase de agua que se separa del aceite se almacena en el fondo del recipiente y se desaloja mediante el cabezal para agua efluente. Este cabezal maximiza el tiempo de residencia del agua dentro del equipo, lo cual permite disminuir el contenido de aceite en el agua que se retira. Para mejorar la calidad de deshidratación y del agua efluente puede agregarse desemulsificante químico a la corriente de aceite.

Este equipo deshidratador presenta las siguientes partes características de diseño:

1. Sistema de distribución por cabezales. El cabezal de entrada distribuye la emulsión dentro del campo eléctrico de baja intensidad en la parte baja del electrodo inferior y

arriba del nivel donde se encuentra la interfase de agua. Así, la mayor parte del agua se separa del aceite antes de que la emulsión llegue a los campos eléctricos de alta intensidad. Con esto se obtiene un consumo de energía menor respecto de otros diseños que ofrecen la misma capacidad de coalescencia; como el deshidratador electrostático para corriente alterna de dos rejillas de electrodos y el de tres rejillas de electrodos. Este diseño asegura que los campos eléctricos de alta intensidad no entren en contacto con baches de agua durante condiciones de operación impredecibles. El cabezal para salida de aceite asegura un tiempo de residencia máximo del crudo en los campos eléctricos. Asimismo, el cabezal para agua efluente, aumenta el tiempo de residencia de la fase acuosa.

2. Nivel para la interfase de agua. El nivel del contacto agua-aceite es más elevado que en los otros diseños ya citados. Con esto, se proporciona un tiempo de residencia mayor para el agua y se obtiene agua efluente de mayor calidad.
3. Transformadores. Los sistemas de conducción eléctricos del deshidratador, proporcionan voltajes de 12 KV, 16 KV ó 20 KV. El nivel de voltaje puede cambiarse mediante un controlador de carga externo para bloquear o modificar el voltaje. Con esto, se optimiza la eficiencia de la deshidratación cuando se tratan diferentes tipos de crudo.
4. Sistema de entrada para alto voltaje. El sistema cuenta con bujes aislados para proporcionar la conducción del voltaje elevado, el aislante proporciona una protección doble porque previenen daños a los controladores en caso de falla o rompimiento del buje.
5. Configuraciones diferentes de electrodos. Éstas pueden diseñarse de acuerdo con las aplicaciones o ajustarse en recipientes instalados en las vasijas con modificaciones mínimas.
6. Cabezales opcionales. Pueden instalarse cabezales para lavar el sedimento y retirar los sólidos que se precipitan hacia el fondo de la vasija o cabezales para retirar materia de desecho que se estratifica en la interfase agua-aceite.

### *Deshidratador bieléctrico*

Este tratador electroestático posee una configuración de distribución doble, tal y como se muestra en la figura 2.5. La emulsión que se trata se divide en dos flujos, los cuales posteriormente se distribuyen entre tres electrodos para separar el agua mediante la aplicación de un campo eléctrico de alta intensidad. La configuración de flujo duplica la capacidad por unidad de volumen de la vasija en comparación con un tratador electroestático de flujo interno vertical, porque se trata simultáneamente un flujo doble de crudo entre dos campos eléctricos de alta intensidad simultáneos generados por los electrodos. El nivel de agua separada se mantiene cerca de la mitad del deshidratador. Con esto, se logra obtener un tiempo de residencia máximo para separar el aceite del agua efluente. El uso del deshidratador bieléctrico es recomendado cuando se necesita de un tratador que permita manejar una mayor producción para el mismo dimensionamiento de equipo, flexibilidad, confiabilidad, permite operar a un rango amplio de viscosidades y densidades de aceite crudo y bajo una supervisión mínima.

Los componentes del deshidratador bieléctrico y sus contribuciones individuales al proceso de deshidratación, son los siguientes:

1. Válvula mezcladora. La válvula emulsificante (mezcladora) está diseñada para mezclar íntimamente el agua de dilución junto con las impurezas de la emulsión y crear una concentración elevada de gotas microscópicas, mediante una acción de rompimiento que forma gotas de agua finamente emulsionadas.
2. Distribuidores. El equipo posee un sistema de distribución que permite tratar un flujo doble de crudo emulsionado. Los distribuidores abastecen el crudo y agua emulsificada en dos corrientes horizontales paralelas entre los tres electrodos. La emulsión de aceite fluye al exterior donde existen condiciones óptimas para la coalescencia de las gotas de agua.
3. Nivel de agua. Durante la coalescencia, las gotas de agua crecen lo suficiente para precipitarse debido a la acción de la gravedad. Las gotas caen al fondo del equipo con

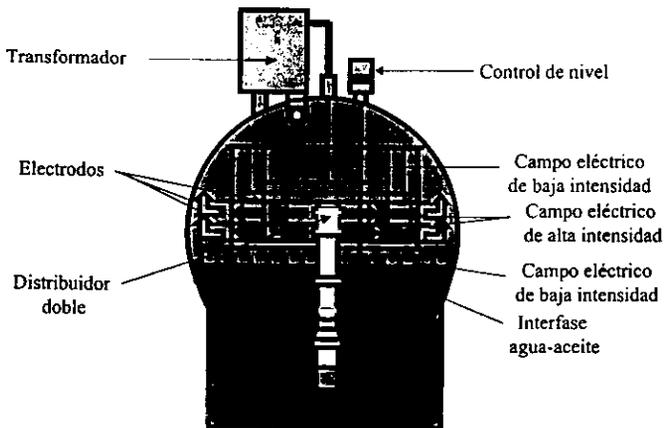
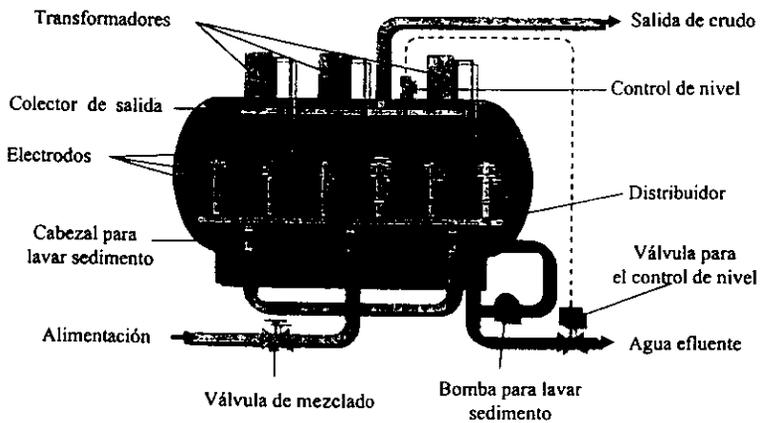


Fig. 2.5. Deshidratador bieléctrico.

un patrón similar al de la lluvia dentro de un contenedor igualador para agua. La unidad bieléctrica aumenta el tiempo de residencia del agua mediante el establecimiento de un nivel de agua más elevado y un ambiente que no permiten los deshidratadores de flujo vertical, porque éstos crean condiciones de turbulencia en la fase acuosa. Esto permite una separación máxima de aceite y sólidos del agua y da como resultado una calidad mayor del agua efluente.

4. Colocación y sincronización de los electrodos. Los electrodos están diseñados y colocados para maximizar el sistema de distribución doble. Las unidades de energía suministran electricidad con un alto voltaje y un defasamiento de  $120^\circ$  en cada uno de los tres electrodos. Con este sincronizado, los campos de doble tratamiento permanecen operando en caso de que la energía en alguno de los otros dos electrodos se pierda. La operación del equipo puede continuar así hasta el cierre de operación con poca o ninguna pérdida en la eficiencia del equipo.

El empleo de este equipo permite generalmente que la capacidad de producción de vasijas con flujo vertical u horizontal reajustadas se incremente por un factor de 1.75 a 2.0, manejar crudos muy pesados con una capacidad de trabajo máxima, reducir los niveles de sal, sólidos filtrables y de otras impurezas presentes en el aceite crudo (incluyendo al hierro y algunos metales pesados) y reducir el contenido de aceite en el agua efluente.

### *Deshidratador de doble polaridad*

El deshidratador de doble polaridad combina campos de corriente alterna y de corriente directa simultáneamente. El campo de corriente directa se establece al conectar placas de electrodos a una terminal perteneciente al transformador de corriente alterna, manteniendo cada placa cargada durante la mitad del ciclo de corriente alterna. La carga se genera mediante un almacenamiento capacitivo. Debido a que solamente se carga una placa a la vez, no puede fluir la corriente, esto previene, además, problemas de corrosión electroquímica. Este diseño que se muestra en la figura 2.6, también crea un campo de corriente alterna entre los extremos de las placas y la interfase agua/aceite, así como entre las placas y las paredes de

la vasija.

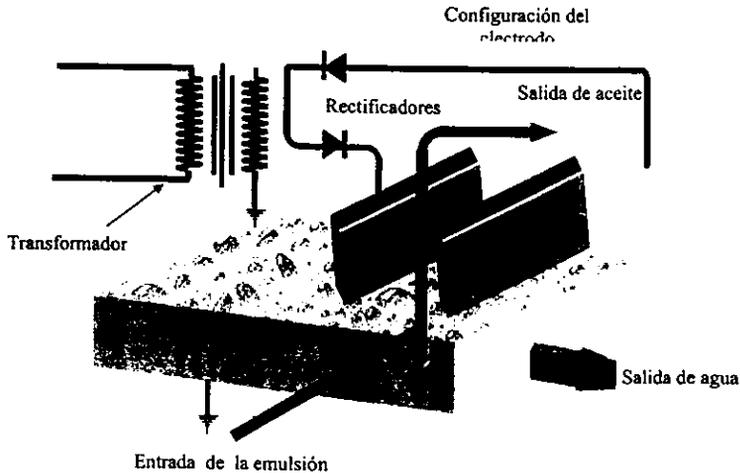


Fig.2.6. Principio de operación del deshidratador de doble polaridad.

Este diseño permite que el deshidratador de doble polaridad opere con todos los tamaños de gota aumentando la calidad de la producción tratada. Durante la operación de este equipo las gotas mayores se unen en el campo de corriente alterna fuera de las placas, quedando las gotas pequeñas en el campo de corriente directa, donde adquieren una carga desde el electrodo más cercano, se aceleran hacia la placa cargada opuesta, colisionan con otras gotas, se unen y se precipitan.

Las características adicionales que incorpora este deshidratador, son:

1. Placas verticales de composite. Los crudos muy ligeros pueden provocar la generación de arcos eléctricos que instantáneamente descargan los arreglo de electrodos hechos con placa de acero, los cuales interrumpen el proceso de deshidratación. Las placas de composite de este equipo resuelven el problema. Construidas de un material único de grafito y fibra de vidrio, estas placas resisten el

flujo eléctrico a través de sus superficies. Cuando se origina un arco, la descarga eléctrica generada cubre solamente un área pequeña de la placa de composite, en tanto que el resto de la placa se mantiene trabajando. Como resultado se obtiene una deshidratación incluso para crudos que contienen hasta 30% de agua, una eficiencia operativa continua, incluso en condiciones típicas con fallas inesperadas, un resbalamiento mínimo de crudo no tratado a través del campo electroestático y se reduce el efecto de mal funcionamiento debido a la formación de capas sucias interfaciales.

2. Control de respuesta a la carga y a pulsos de doble polaridad. Un campo eléctrico del deshidratador debe ajustarse a cada crudo, como al cambio del volumen de crudo por tratar. Es difícil mantener una deshidratación continua y prevenir paros repentinos del proceso. Anteriormente, se usaban diferentes controles basados en válvulas, ahora el control para manejo fácil de carga facilita el cambio de voltaje conforme cambia la composición del crudo. Además, es automático, así entre más húmedo esté el crudo, será más conductivo. En los sistemas convencionales, el transformador se compensa por la reducción del voltaje de salida, lo cual disminuye la operación. El control para doble polaridad pulsada se compensa para crudos húmedos al proporcionar voltajes elevados (voltajes picos) cuya duración y frecuencia dependen de la conductividad del crudo. El transformador se protege asimismo de un sobrecalentamiento, y los voltajes elevados mantienen la mayor parte del poder de coalescencia del campo. Este control permite que la coalescencia electroestática se logre en crudos con 30% de agua o más, y una deshidratación continua en condiciones de alimentación de crudo fluctuantes, la cual dificultaría la operación de deshidratadores ordinarios.

Las principales ventajas que ofrece este equipo, son:

- Eficiencia de la deshidratación multietapa en una sola unidad.
- Mejorar la producción en el rango de 25-30% y más por encima de los sistemas deshidratadores convencionales.

- Deshidratación eficiente para crudos altamente conductivos o extremadamente húmedos.
- Control computarizado para prevenir fallas inesperadas de funcionamiento, incluso con cambios frecuentes en la composición del crudo.
- Uso reducido del agua para dilución y menor generación de agua de desecho.
- Operaciones mejoradas corriente abajo que reducen los costos por mantenimiento y tiempo de operación (menor suciedad, menor corrosión y evitar la contaminación de catalizadores).

### *Deshidratador electrodinámico*

El deshidratador electrodinámico es un sistema que combina la aplicación del principio de la doble polaridad con dos innovaciones adicionales: el mezclado electrostático y el proceso de agua para dilución con flujo a contracorriente. Estas dos características permiten obtener una deshidratación multietapa dentro de una sola unidad con una alta eficiencia. Este equipo se desarrolló para reemplazar el sistema convencional de mezclado mecánico, multivasijas y por etapas. El deshidratador cumple con esta labor al proporcionar un mezclado electrostático de fases múltiples, coalescencia y asentamiento en una sola vasija permitiendo eficiencias de mezclado y deshidratación próximas a 100%. Además, proporciona las eficiencias de un desalado de dos etapas sin la inversión excesiva de capital o los requerimientos de espacio muy comunes para estos sistemas.

En los equipos de deshidratación las gotas de agua más grandes colisionan en los campos débiles, pero las gotas pequeñas requieren campos más fuertes que destruyen las gotas mayores. Los deshidratadores electrodinámicos, como el ilustrado en la figura 2.7, resuelven este problema mediante el uso de un mezclado electrostático para hacer un barrido a través de los campos de fuerza generados entre los electrodos y remover gotas de todos los tamaños conforme las gotas se rompen y se recombinan. Este sistema se incorporó para eliminar la emulsión que crean las válvulas de mezclado permitiendo reducir el consumo de reactivo químico para la emulsión.

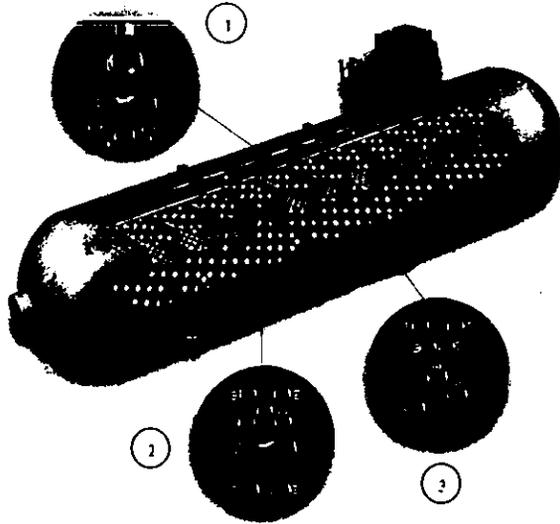


Fig.2.7. Deshidratador eléctrico-dinámico.

Durante el mezclado en la vasija, haciendo referencia a los puntos numerados que se muestran en la figura 2.7: 1) un distribuidor ubicado en la parte superior de la vasija deja caer gotas grandes de agua de dilución entre los electrodos. 2) El agua se dispersa en el campo eléctrico y se mezcla con las gotas de agua pequeñas que alternativamente se unen y se dispersan por acción del campo eléctrico. 3) Finalmente, la mezcla de agua de dilución y agua emulsificada se une y se separa de la corriente de crudo. Cada ciclo de mezclado dura de 3 a 5 segundos, y una gota típica de agua puede durar en el proceso de 10 a 15 ciclos antes de precipitarse por completo.

Con la dilución a contraflujo, se evita que el agua de dilución se mezcle con el crudo a la entrada del equipo. Las gotas de agua que salen de un distribuidor invertido fluyen hacia la parte inferior de la vasija, en tanto que el aceite fluye hacia la parte superior. El resultado es un mezclado electroestático a través del arreglo de electrodos en condiciones de flujo a

contracorriente; propiciando el máximo contacto entre el agua de dilución y el agua separada de la emulsión.

Los beneficios que se obtienen con este deshidratador, son:

- Mezclado eficiente, controlado electrónicamente.
- Contacto óptimo entre la salmuera que entra al proceso y el agua de dilución.
- Coalescencia efectiva de gotas de agua de todos los tamaños.
- Mezclado multietapa y coalescencia dentro de una sola unidad deshidratadora.
- Empleo de gastos reducidos de agua de dilución hasta ser tan bajos como de 1 a 5% del gasto volumétrico suministrado con una eficiencia de extracción máxima.
- Mejora la calidad del agua efluente.
- Disminuye el consumo de aditivos químicos.
- Requiere menos espacio.

### *Tratador eléctrico con rejillas horizontales*

Los tratadores eléctricos con rejillas horizontales utilizan un régimen de flujo vertical en la sección de tratamiento electroestático, la cual consiste de una serie de rejillas de electrodos posicionados horizontalmente. El sistema de rejillas cuenta con un transformador eficiente que se protege asimismo de un alto amperaje. En tal caso, mantiene al equipo operando en condición de bajo voltaje y regresa a su condición estándar cuando el voltaje regresa a la normalidad. Cuenta además con una sección para separación de gas.

Este equipo, mostrado en la figura 2.8, se recomienda en la segunda o tercer etapa de un sistema de deshidratación multietapa o en situaciones donde la temperatura de la producción a tratarse es suficiente y por lo tanto, no se requiere de calor adicional. Sin embargo, puede combinar a la vez el tratamiento térmico con el tratamiento electroestático, mediante la adaptación de una sección térmica con tubo calentador. En tal caso, el equipo puede o no adoptar una configuración que incluya la sección de separación de gas y generalmente se designa como tratador termoeléctrico acabado con rejillas horizontales.

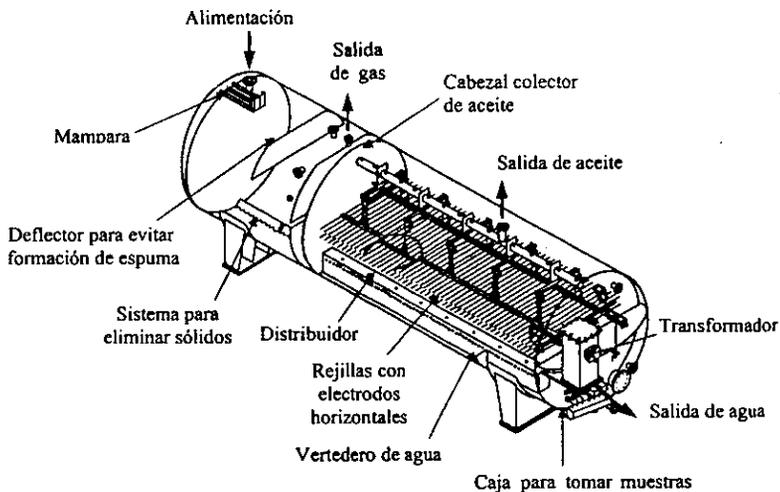


Fig.2.8. Tratador eléctrico con rejillas horizontales.

Las características estándar de diseño de este tratador, son:

- Mampara, con la cual se inicia la separación del gas, aceite y agua.
- Sistema eléctrico de rejillas horizontales que mejora la deshidratación del crudo en comparación con los tratadores convencionales que emplean solamente internos mecánicos.
- Presa de agua acabada con sifón y orificio de venteo. El diseño de esta presa mantiene fija la interfase agua/aceite en la vasija y permite controlar la descarga de agua separada. El sifón evita que el agua limpia se mezcle con cualquier tipo de acumulación presente en la interfase.
- Cabezal colector de agua contra torbellinos. Este cabezal ayuda a mantener la interfase agua/aceite estable corriente abajo de la presa, mejorando el control de la descarga de agua.

- Líneas internas para muestra con diversos puntos de verificación, para diferentes elevaciones de las fases de gas, aceite y agua. El propósito de estas conexiones es localizar las interfases, así como proporcionar medios para verificar el proceso de deshidratación en la vasija.

Asimismo, ofrece características opcionales tales como:

- Cubierta interna diseñada para minimizar la cantidad de agua libre, que pueda entrar en contacto con el tubo calentador, mientras que al mismo tiempo se inicia la separación de fases.
- Deflector longitudinal que puede emplearse en un tratador termoeléctrico con dos tubos calentadores, generando trayectorias específicas para el gas, el aceite y el agua, asegurando un mínimo contacto del agua con los tubos.
- Deflector transversal que se puede emplear en la unidad termoeléctrica. El deflector separa la sección de calentamiento de la sección de coalescencia y asentamiento también genera trayectorias específicas para las fases.
- Extractor de niebla tipo aspa altamente eficiente para retirar el líquido del gas producido. Los extractores de niebla tipo aspa son mucho menos susceptibles de taponarse que los de tipo malla.
- Paquete Matricial que mediante medios mecánicos genera cambios en la velocidad de la corriente permitiendo la separación del agua.
- Sistemas para descargar arena tipo vertedero y jet. Este sistema permite lavar y remover los sólidos que se asientan en el fondo de la vasija.
- Tubo de calentamiento, cuya función es elevar la temperatura del aceite crudo, hasta obtener una temperatura adecuada para el tratamiento.
- Configuración interna con diseño adecuado para operación en condiciones de empacamiento de gas o de líquido. En caso de presentarse, la sección de tratamiento térmico puede adoptar un diseño para empacamiento de gas. La sección de tratamiento electrostático requiere una configuración de diseño para empacamiento de líquido.

Las ventajas de este tipo de tratador electroestático, son:

1. Componentes construidos para servir con voltaje elevado. Los aislantes, accesos de herramienta y todos los componentes eléctricos están diseñados especialmente para resistir las condiciones del aceite crudo a las que se exponen.
2. Un interruptor de seguridad operado con flotador que lleva a tierra el voltaje secundario para prevenir que el nivel de líquido baje lo suficiente y no cubra las rejillas.
3. El espaciamiento de las rejillas negativas y positivas puede ajustarse, esto permite optimizar la operación reduciendo los costos operativos. También permite ajustes rápidos en condiciones operativas imprevistas.
4. Ahorros significativos de energía por consumo de combustible con la unidad térmica, porque los internos están diseñados para aislar el tubo calentador del contacto con el agua libre en la producción que entra. Estos internos también proporcionan ubicaciones ideales para los puntos de control de temperatura.
5. En el equipo se mantienen fijas las interfases de gas/aceite y de agua/aceite en la mayor parte de la longitud de la vasija, reduciendo así el número de controles, alarmas y válvulas necesarias para operar la unidad. Esto mismo se cumple en vasijas para fluido empacado sin interfase gas/aceite.
6. Menor mantenimiento. Los internos están diseñados para reducir la acumulación de arena, suciedad y otros sólidos que reducirían su eficiencia operativa. Además, los sistemas para descargar arena tipo vertedero o jet son un medio altamente eficiente para remover la acumulación de sedimento del piso de las vasijas.

### *Tratador eléctrico con rejillas verticales*

El tratador eléctrico con rejillas verticales proporciona características de diseño de un tratador regular más la ventaja del tratamiento electrostático. El diseño de este equipo puede incorporar una sección de tratamiento térmico y/o una sección para separación de gas. En tal caso, queda designado como tratador termoeléctrico-mecánico con rejillas verticales.

Este tratador, esquematizado en la figura 2.9, utiliza las ventajas de un régimen de flujo horizontal a través de la vasija, lo cual no interrumpe la separación vertical del agua y otras impurezas. La rejilla, siendo vertical, elimina el contacto de la producción de aceite tratado con cualquier acumulación que pueda presentarse en la interfase agua/aceite como ocurre con rejillas horizontales, en tanto se proporciona una exposición múltiple a los campos electrostáticos.

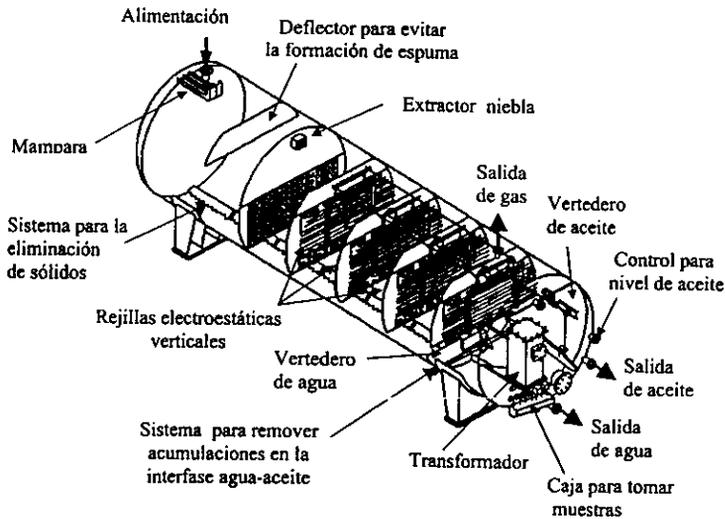


Fig.2.9. Tratador eléctrico con rejillas verticales.

Las características estándar de este tratador, son:

- Extractor niebla que elimina los líquidos de la corriente de gas, permite que el flujo de aceite se mantenga en una elevación adecuada y distribuye un flujo uniforme de aceite a través del área transversal de la sección de tratamiento electroestático.
- Deflector de difusión, el cual proporciona un espacio para el gas, elimina la formación de espuma, mantiene uniforme la interfase gas-aceite y distribuye un flujo uniforme a través del área transversal de la sección de tratamiento electroestático.
- Sistema de rejillas eléctricas verticales que mejoran la eficiencia de deshidratación respecto del equipo que utiliza rejillas horizontales, debido a que la emulsión pasa a través de diversos campos eléctricos.
- Vertedero de aceite que mantiene uniforme la interfase gas-aceite a través de la sección de tratamiento de la vasija, permite recolectar el aceite de la sección de coalescencia y controlar la descarga de aceite de la vasija.
- Presa de agua acabada con sifón
- Cabezal colector de agua antiturbellinos
- Líneas internas para muestra

Además, el tratador cuenta con las siguientes características opcionales:

- Placa que recubre el tubo calentador.
- Deflector longitudinal.
- Deflector transversal.
- Paquete matricial.
- Tubo de calentamiento.
- Sistemas para descargar arena tipo vertedero y jet.
- Sistema limpiador de la interfase agua-aceite que permite retirar cualquier acumulación que se presente en dicha interfase, la cual puede interrumpir el tratamiento o el control de nivel de la interfase.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

- Extractor niebla tipo aspa altamente eficiente para retirar el líquido del gas producido.
- Configuración interna con diseño adecuado para operación en condiciones de empacamiento de gas o de líquido. En caso de presentarse, la sección de tratamiento térmico puede adoptar un diseño para empacamiento de gas. La sección de tratamiento electrostático requiere una configuración de diseño para empacamiento de líquido.

Las recomendaciones de uso y ventajas de este equipo son similares a las citadas para el tratador eléctrico con rejillas horizontales.

## **II.4. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO LIGERO EN PLATAFORMAS**

La selección de instalaciones y del proceso de deshidratación más convenientes para incorporar en condiciones de calidad aceptables la producción de crudo ligero aportado por pozos cerrados debido a contenidos elevados de agua asociada, requiere primeramente del planteamiento y análisis técnico de alternativas que tomen en cuenta el volumen total de aceite producido al integrarse el crudo aportado por los pozos citados, la cantidad de agua asociada al crudo así como la capacidad real para manejar y tratar dicho crudo en los Complejos de Producción elegidos, considerando los límites que impone la infraestructura de separación existente y la cantidad de crudo que puede deshidratarse en plataformas, aprovechando el equipo existente y/o la instalación de equipo deshidratador adecuado.

El propósito de las alternativas técnicas planteadas es cubrir lo expuesto en el párrafo anterior, en base a un análisis que considera aspectos tales como la factibilidad de abrir los pozos cerrados por alto porcentaje de agua asociada, la red general de recolección y distribución de hidrocarburos mostrada en la figura 2.1, las capacidades de separación gas aceite y de deshidratación de crudo en los Complejos de Producción Abkatún-A permanente y Abkatún-D permanente, el manejo de crudo descrito en la situación actual; así como el manejo de corrientes de crudo limpias y de aquellas con agua asociada, las cuales serán sometidas a deshidratación desde plataformas con el fin de obtener rangos de agua emulsionada que no sobrepasen los rangos manejados para deshidratación en la Terminal Deshidratadora Terrestre.

#### II.4.1. Primera Alternativa, deshidratación de aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-D permanente

Se plantea la opción de utilizar el equipo de separación y de deshidratación instalado en el Complejo de Producción Abkatún-D permanente, para integrar la producción de pozos cerrados por contenido elevado de agua asociada de las plataformas Abkatún-D y Pol-A, mencionados con anterioridad, dado que en Abkatún-D permanente se cuenta con dos vasijas electrostáticas de 100 000 BPD cada una fuera de uso; así como la falta de este equipo en el Complejo de Producción Pol-A.

Para llevar a cabo esta alternativa es necesario dividir, manejar, realizar la separación gas-aceite y deshidratar dos corrientes de crudo ligero independientes en Abkatún-D permanente. Una de estas corrientes constituida por crudo limpio, es decir, que incluya la producción de pozos operando en las plataformas Abkatún-D, Abkatún-B, Litoral de Tabasco, Pol-A, Pol-D y los campos Batab y Chuc.

La corriente de crudo limpia, aportada por los campos Batab y Chuc, lo mismo que el crudo no contaminado producido en las plataformas Pol-A y Pol-D pueden mantenerse bajo condiciones de manejo externo normal. Esto es, la corriente de crudo aportada de tales lugares, puede enviarse al cabezal de recolección del Complejo pol-a, donde se evitará su contaminación con el aceite emulsionado. Posteriormente, podrá dirigirse al equipo de separación de fases gas-líquido y finalmente, enviada a través de un oleoducto de 36 pulgadas de diámetro hacia la Línea 3, por donde llegará a la Terminal Deshidratadora Terrestre dentro de especificaciones de calidad.

La corriente de crudo limpio aportada por las plataformas Abkatún-B, Abkatún-D y Litoral de Tabasco, debe ser recibida en el cabezal de recolección del Complejo Abkatún-D permanente, para la separación de fases gas-líquido en uno de los trenes de separación de 100 000 BPD. Una vez realizada la separación de fases, la corriente limpia puede enviarse a través del oleoducto de 24 pulgadas de diámetro que une Abkatún-D con Abkatún-A, lugar desde el cual será dirigida por un oleoducto de 36 pulgadas de diámetro que une Abkatún-A

con Pol-A. Así, esta corriente se integrará a la corriente de crudo limpia manejada en el Complejo Pol-A y será enviada a la Terminal Deshidratadora Terrestre.

La otra corriente deberá incluir exclusivamente el crudo ligero contaminado con agua. En ésta, se integrará la producción aportada por pozos cerrados pertenecientes a las plataformas Abkatún-D y Pol-A; considerando que tales pozos son correspondientes con los citados en la tabla 2.2.

El manejo de la corriente individual de crudo contaminado aportada por la plataforma Pol-A exige que el aceite emulsionado se envíe a través de un oleogasoducto de 24 pulgadas de diámetro que une Pol-A con Pol-B. Por lo tanto, este aceite emulsionado se integrará inevitablemente a la producción aportada por la plataforma Pol-B, el cual a su vez, debe enviarse a través de un oleogasoducto de 20 pulgadas de diámetro que une Pol-B con el Complejo Abkatún-D permanente.

En la plataforma Abkatún-D permanente, la corriente contaminada deberá integrarse a la corriente de crudo contaminado, aportada por pozos con problemas de alto contenido de agua asociada pertenecientes al mismo Abkatún-D. La integración de las corrientes con alto contenido de agua puede realizarse en un cabezal de recolección independiente o modificando el cabezal de recolección en Abkatún-D permanente para separar las corrientes limpia y contaminada de esta instalación e integrar la producción de crudo contaminado vía Pol-B.

La tabla 2.3, que está basada en información y apoyo técnico proporcionados por personal de la Línea de Manejo y Tratamiento de Hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), muestra tendencias probables de producción de aceite y agua de las corrientes de crudo que se proponen en este trabajo para integrar a la corriente general de crudo a ser deshidratado.

De acuerdo con los datos presentados en la tabla 2.3 para el año de 1999, el volumen de aceite que podría ser manejado en la corriente de crudo emulsionado, considerando la apertura de los pozos cerrados por presentar un alto porcentaje de agua asociada citados en la tabla 2.2, correspondería a 31, 923 BPD, con un 12 % de agua asociada (3, 845 BPD de

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producción de aceite crudo aportado por la plataforma Pool- B (BPD)	29,074	24,422	25,643	21,284	22,348	23,466	23,184	21,283	19,857	19,023	16,740	16,422	15,568	14,821	12,479	10,470
Producción de aceite crudo a incorporar de pozos cerrados propuestos de la plataforma Abkatún-D (BPD)	7,871	7,084	6,503	5,411	4,393	3,563	2,918	2,291	1,661	1,202	872	633	453	333	240	174
Producción de aceite crudo a incorporar de pozos cerrados propuestos de la plataforma Pool-A (BPD)	1,300	1,092	1,147	952	999	1,049	1,037	952	888	851	749	734	696	663	558	468
Gasto total de aceite crudo (BPD)	38,245	32,598	33,293	27,647	27,740	28,078	27,139	24,526	22,406	21,076	18,361	17,789	16,717	15,817	13,277	11,112
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abkatún-D (BPD)	1,730	1,817	1,873	1,937	1,982	2,022	2,064	2,105	2,147	2,190	2,234	2,279	2,325	2,372	2,467	2,543
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Pool-A (BPD)	1,300	1,391	1,488	1,593	1,704	1,823	1,951	2,088	2,234	2,390	2,557	2,736	2,928	3,133	3,352	3,587
Gasto total de agua asociada probable (BPD)	3,030	3,208	3,361	3,530	3,686	3,845	4,015	4,193	4,381	4,580	4,791	5,015	5,253	5,505	5,819	6,130

Tabla 2.3 Perfil probable de producción de aceite crudo ligero y agua de la corriente contaminada propuesta para deshidratarse en Abkatún-D Permanente.

agua).

El manejo de las corrientes propuesto en esta alternativa requiere primeramente de la construcción de un cabezal de recolección en el Complejo Abkatún-D permanente, porque cada corriente de crudo debe enviarse a un cabezal independiente, o en caso contrario, deben realizarse modificaciones en los cabezales de recolección de cada complejo, desde los cuales se puedan dividir las corrientes mencionadas antes de que entren al proceso de separación de fases gas-líquido. Las modificaciones y el manejo interno propuestos para el cabezal de recolección instalado en Abkatún-D permanente se muestran en la figura 2.10.

En el diagrama de modificaciones y proceso interno sugeridos para la deshidratación de crudo ligero desde plataforma, de manera general, se sugiere el manejo interno y separación de las corrientes de crudo haciendo uso de la apertura y cierre de válvulas de compuerta instaladas, así como la construcción de un oleogasoducto independiente para dirigir la corriente de crudo contaminado con agua hacia el tren de separación correspondiente (en este caso, se propone el segundo tren de separación denominado tren B).

La propuesta para elegir el diámetro óptimo del oleogasoducto sugerido se basa principalmente en el empleo de una tubería de cierto diámetro, con la cual se genere la menor caída de presión desde el cabezal de recolección hasta la entrada del primer separador de la primera etapa. Para determinar el diámetro óptimo se realizaron análisis de capacidad de transporte para diferentes diámetros de tubería, utilizando un simulador comercial.

En la figura 2.11 se muestra la gráfica de presión requerida a la entrada del oleogasoducto contra el gasto de crudo manejado, empleando diferentes diámetros internos de tubería para obtener a la salida de la línea una presión de separación de  $8 \text{ kg/cm}^2$  ( $128.5 \text{ lb/pg}^2$  abs aproximadamente). La gráfica presenta los resultados obtenidos mediante un análisis hidráulico simulado para la tubería propuesta empleando un simulador comercial.

De acuerdo con la gráfica, para transportar los 31, 923 BPD de crudo emulsionado hasta la primer etapa de separación, las caídas de presión que se generarían con tuberías de 20, 22 y 24 pulgadas, son pequeñas. En esta alternativa considerando aspectos económicos,



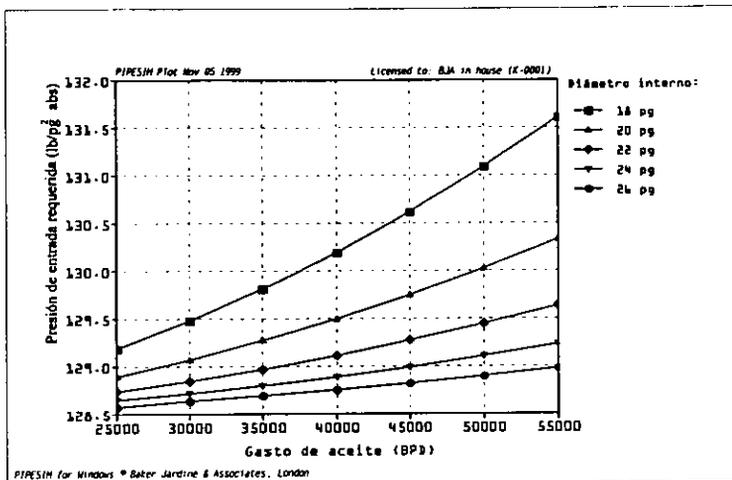


Fig.2.11. Gráfica de presión de entrada vs gasto de aceite, considerando diferentes diámetros para el oleogasoducto propuesto en la plataforma Abkatún-D permanente.

resultaría conveniente utilizar una tubería de 20 pulgadas de diámetro interno, con la cual se generaría una caída de presión de 0.6 lb/pg<sup>2</sup> abs y requeriría, aproximadamente, 129.1 lb/pg<sup>2</sup> abs como presión de entrada.

La corriente contaminada integrada en Abkatún-D, constituida por 31, 923 BPD de crudo emulsionado, con 3, 845 BPD de agua asociada (14%) y con un promedio probable de 30, 392, 463 pie<sup>3</sup> de gas/día, puede enviarse al segundo tren de separación de 100, 000 BPD de Abkatún-D permanente para la separación de fases gas-líquido, con una inyección previa de desemulsificante para desestabilizar la emulsión.

Es conveniente saber las capacidades máximas de manejo de fluidos de los separadores instalados, para lo cual puede usarse el método propuesto por Ken Arnold<sup>3</sup>, en el cual las ecuaciones empleadas para calcular la capacidad máxima de manejo del gas y de líquido en un separador horizontal, son respectivamente:

$$Q_{g \text{ máx}} = \frac{d_{\text{sep}} * L_{\text{ef}} * P_{\text{op}}}{42 * K * T_{\text{op}} * Z} \quad (2.1)$$

$$Q_{l \text{ máx}} = \frac{0.7 * d_{\text{sep}}^2 * L_{\text{ef}}}{t_r} \quad (2.2)$$

donde:

$Q_{g \text{ máx}}$  : gasto máximo de gas que puede ser manejado , MMPCD

$Q_{l \text{ máx}}$  : gasto máximo de líquido que puede ser manejado, BPD

$d_{\text{sep}}$  : diámetro interno del separador, pg

$K$  : constante que depende de las propiedades del gas y líquido y del tamaño de la gota a ser separada del gas, adimensional ( figura 2.12)

$L_{\text{ef}}$  : longitud efectiva del separador (para manejo de gas  $L_{\text{ef}} = L_{\text{ss}} - \frac{d_{\text{sep}}}{12}$ ,

para manejo de líquido  $L_{ef} = \frac{3}{4} L_{ss}$  ), pies

- $L_{ss}$  : longitud de soldadura a soldadura, pies
- $P_{op}$  : presión de operación, lb/pg<sup>2</sup> abs
- $T_{op}$  : temperatura de operación, ° R
- $t_r$  : tiempo de residencia, minutos
- $z$  : factor de compresibilidad del gas, adimensional ( figura 2.13)

Al aplicar las ecuaciones anteriores con los datos generales que permite la información disponible ( $P_{op} = 8 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_{op} = 80 \text{ ° C}$ ,  $SG_g = 0.65$ ,  $32^\circ \text{ API}$ ,  $d_{sep} = 154 \text{ pg}$ ,  $K=0.150$  y  $L_{ss} = 60$  pies) se obtiene una capacidad máxima de manejo de gas equivalente a 235.1 MMPCD. La capacidad máxima de líquido que puede manejarse con cada separador en función del tiempo de residencia, a partir de la ecuación 2.2 a continuación.

$T_r$ (minutos)	$Q_l$ (BPD)
5	149, 411
7	106, 722
20	37, 353
22	33, 957
23	32, 480
24	31, 127

Los resultados anteriores muestran que la cantidad de aceite y gas de la corriente de crudo contaminada pueden manejarse con el equipo de separación instalado empleando un tiempo de residencia de veinticuatro minutos. Además, de acuerdo con la información disponible, la producción máxima probable de crudo que integraría la corriente limpia,

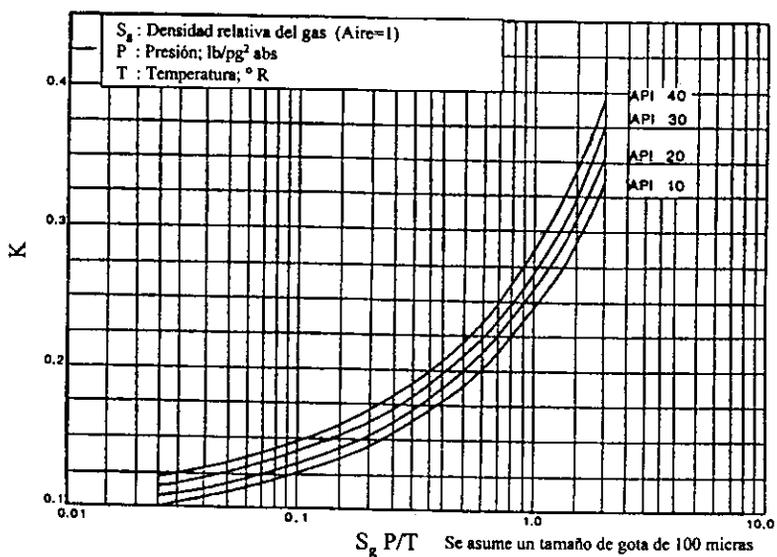


Fig. 2.12. Gráfica que permite determinar el factor K utilizado en la ecuación de la capacidad de gas para separadores <sup>3</sup>.

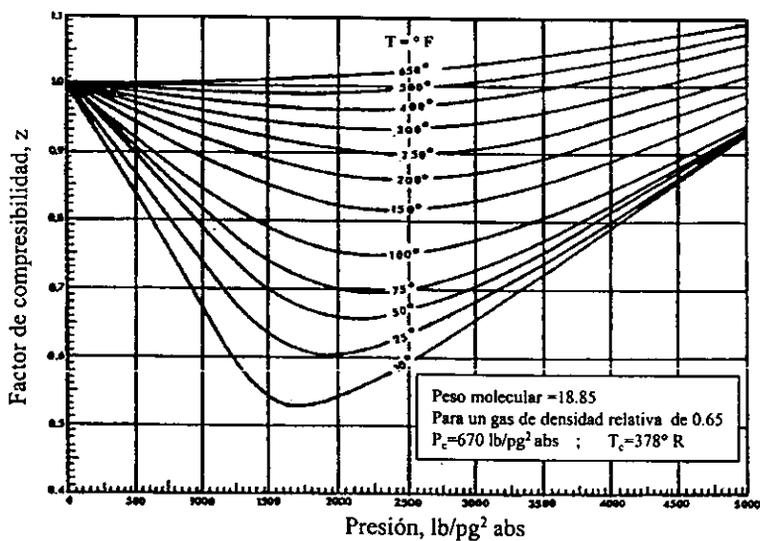


Fig. 2.13. Gráfica de factor de compresibilidad z contra presión para un gas de 0.65 de densidad relativa <sup>3</sup>.

correspondería a 102, 037 BPD, con un promedio de 182.3 MMPCD de gas asociados para el año de 1999. Esta producción de crudo ligero y gas asociado puede manejarse con el equipo de separación instalado restante, empleando un tiempo de residencia de siete minutos.

El tratamiento siguiente de la corriente contaminada será de deshidratación, mediante el uso de por lo menos una de las dos vasijas para tratamiento electrostático de 100 000 BPD instaladas en Abkatún-D permanente.

Cabe aclarar que para hacer uso de las vasijas, debe realizarse un estudio previo de las condiciones actuales de las mismas y al menos de la rehabilitación de una vasija. Sin embargo, es conveniente la rehabilitación de ambas, porque podrían ser utilizadas de manera alterna, con lo cual se aseguraría el uso eficiente del equipo, o en serie, con objeto de obtener una mejor calidad de crudo respecto del contenido de agua. Además, la posible incorporación de otras corrientes de crudo ligero contaminado con agua que podrían confluir al Complejo Abkatún-D permanente en el futuro, haría necesario el uso de ambas vasijas conectadas en paralelo, lo cual permitiría contar con una mayor capacidad para deshidratación de aceite.

La corriente deshidratada, podrá integrarse con la corriente de crudo limpia aportada por Abkatún-D y junto con ésta, enviada a través del oleoducto de 24 pulgadas de diámetro hasta Abkatún-A. Desde esta instalación, podrá dirigirse hacia Pol-A mediante un oleoducto de 36 pulgadas de diámetro. En Pol-A se integrará a la corriente limpia procedente de Pol-A . Finalmente, será enviada a través de la Línea 3 hasta la Terminal Deshidratadora Terrestre.

El tratamiento y la disposición del agua separada durante el proceso de deshidratación propuesto en esta alternativa son aspectos que necesariamente deben considerarse. Existen diferentes alternativas para la disposición del agua separada durante el proceso de deshidratación. En el capítulo siguiente se explican tales alternativas, asimismo, se describe el tratamiento aplicable en cada caso.

#### II.4.2. Segunda alternativa, deshidratación de aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-A permanente

En esta alternativa se considera emplear el equipo de separación y de deshidratación instalado en el Complejo de Producción Abkatún-A permanente. Esta alternativa requiere que la producción aportada por el campo Caan, debe ser desviada hacia la plataforma Abkatún-A temporal, a través del oleoducto de 36 pulgadas de diámetro que une Caan-C con el Complejo Abkatún-A. En esta instalación, se aprovechará el tren de separación de 180, 000 BPD para la separación de fases gas-líquido; una vez separadas las fases, el crudo podrá ser enviado a la Terminal Deshidratadora terrestre vía Pol-A/Línea 3.

Asimismo, al igual que en la propuesta para deshidratar aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-D permanente, en esta alternativa se propone el manejo de dos corrientes de crudo, una de ellas que incluya exclusivamente la producción de aceite no emulsionado y otra en la cual se integre la producción de crudo contaminado con agua asociada.

La corriente de crudo ligero no contaminada, deberá estar integrada por la producción de las plataformas Abkatún-A, Abkatún-F, Abkatún-H y la producción aportada por el campo Taratunich.

El volumen de crudo limpio debe enviarse a uno de los trenes de separación gas-aceite de 110, 000 BPD cada uno instalados en Abkatún-A permanente. Después de haber sido realizada la separación de las fases de gas y de líquido, el aceite deberá enviarse hacia la Terminal Deshidratadora Terrestre vía Pol-A/Línea.

El crudo emulsionado de la corriente contaminada propuesta, será aportado tanto por los pozos cerrados debido a alto contenido de agua asociada, considerados en la tabla 2.2, así como por los pozos en estado normal operativo pertenecientes a las plataformas Abkatún-C, Abkatún-E y Abkatún-G.

De acuerdo con los datos presentados en la tabla 2.4, en 1999 los volúmenes probables de crudo ligero producido y de agua asociada para esta corriente son respectivamente 65, 850 BPD de aceite y 12, 320 BPD de agua asociada (18.7 %). De acuerdo con información proporcionada por personal técnico del Instituto Mexicano del Petróleo, el gas asociado a dicha corriente correspondería a 48, 083, 670 pie<sup>3</sup> de gas/día. Asimismo, la máxima producción de crudo ligero que integraría la corriente limpia sugerida sería equivalente a 117, 463 BPD de aceite, con 119.3 MMPCD de gas asociado, para el año de 1999.

Para conocer la limitación respecto del manejo de gas y de líquido máximos que impone el equipo de separación instalado, se utilizan las ecuaciones 2.1 y 2.2 previamente indicadas. Al aplicar las ecuaciones anteriores con los datos generales que permite la información disponible ( $P_{op} = 9 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_{op} = 80^\circ \text{C}$ ,  $SG_g = 0.65$ ,  $29.5^\circ \text{API}$ ,  $d_{sep} = 154 \text{ }\mu\text{g}$ ,  $K=0.147$  y  $L_m = 60 \text{ pies}$ ) se obtiene una capacidad máxima de manejo de gas de 268.1 MMPCD. La capacidad máxima de líquido que puede manejarse con cada separador en función del tiempo de residencia considerando la ecuación 2.2, se presenta a continuación.

$T_r$ (minutos)	$Q_l$ (BPD)
5	149, 411
6	124, 509
7	106, 722
8	93, 382
9	83, 006
10	74, 705
11	67, 914
12	62, 255

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producción de aceite crudo aportado por la plataforma Abikain-C (BPD)	66,208	59,587	54,701	45,511	36,955	29,971	24,546	19,269	13,970	10,114	7,333	5,324	3,844	2,798	2,020	1,460
Producción de aceite crudo aportado por la plataforma Abikain-E (BPD)	13,483	12,137	11,141	9,270	7,527	6,104	4,999	3,925	2,845	2,060	1,493	1,084	783	570	412	298
Producción de aceite crudo aportado por la plataforma Abikain-O (BPD)	19,764	17,788	16,329	13,586	11,032	8,947	7,327	5,752	4,170	3,019	2,189	1,589	1,147	835	603	436
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	7,047	6,342	5,822	4,844	3,933	3,190	2,613	2,051	1,487	1,077	780	567	409	298	215	155
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	2,153	1,938	1,779	1,480	1,202	975	798	627	454	329	238	173	125	91	66	48
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	9,593	8,634	7,926	6,594	5,355	4,343	3,557	2,792	2,024	1,465	1,062	771	557	405	292	211
Gasto total de aceite crudo (BPD)	118,250	106,426	97,698	81,285	66,004	53,530	43,840	34,416	24,950	18,064	13,095	9,508	6,865	4,997	3,608	2,608
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	6,402	6,722	6,930	7,166	7,410	7,558	7,709	7,864	8,021	8,181	8,345	8,512	8,682	8,856	9,210	9,496
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	1,436	1,507	1,554	1,607	1,662	1,700	1,734	1,769	1,804	1,840	1,877	1,915	1,953	1,992	2,072	2,136
Gasto de agua asociada a la producción procedente de los pozos cerrados propuestos de la plataforma Abikain-D (BPD)	2,586	2,715	2,799	2,894	2,993	3,062	3,123	3,186	3,250	3,315	3,381	3,449	3,518	3,589	3,733	3,849
Gasto total de agua asociada probable (BPD)	10,424	10,944	11,283	11,667	12,065	12,320	12,566	12,819	13,075	13,336	13,603	13,876	14,153	14,437	15,015	15,481

Tabla 2.4. Perfil probable de producción de aceite crudo ligero y agua de la columna contaminada propuesta para deshidratarse en Abikain-A Permanente.

De acuerdo con los resultados anteriores, la cantidad de gas y de aceite que constituyen la corriente de crudo limpio, puede manejarse en un tren de separación, con un tiempo de residencia de seis minutos y la corriente de aceite emulsionado sugerida, puede manejarse en el otro tren de separación, empleando un tiempo de residencia de once minutos, con inyección previa de producto desemulsificante.

Después de la separación de fases, el crudo emulsionado debe enviarse a las dos vasijas electrostáticas de 100, 000 BPD cada una, instaladas en esta plataforma, para retirar el alto contenido de agua asociada. El crudo deshidratado podrá integrarse a la corriente de aceite limpio del primer tren de separación y finalmente, se enviara via Pol-A/Línea 3 hacia la Terminal Deshidratadora terrestre.

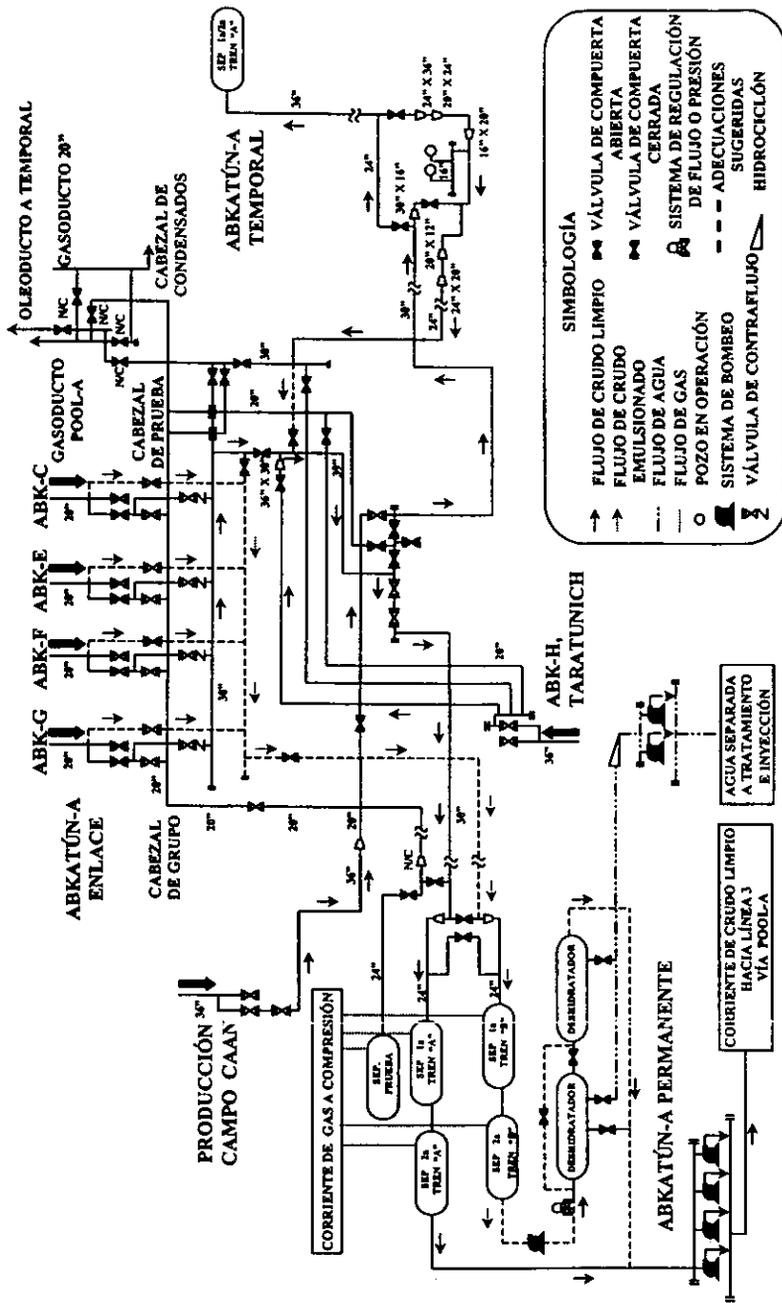
Para poder manejar las dos corrientes por separado, de manera similar a la primera alternativa, deben realizarse adecuaciones en el cabezal de recolección de Abkatún-A permanente, las cuales se muestran en la figura 2.14.

Mediante un análisis hidráulico realizado con un simulador comercial, cuyos resultados se presentan en la figura 2.15; para las condiciones de operación consideradas y para poder manejar los 65, 850 BPD de crudo, el diámetro interno adecuado del oleogasoducto superficial propuesto en el diagrama de adecuaciones y modificaciones corresponde a 20 pulgadas. El empleo de esta tubería requiere una presión de entrada de 143.4 lb/pg<sup>2</sup> abs para poder enviar el crudo contaminado al separador de la primera etapa, el cual opera a 142.6 lb/pg<sup>2</sup> abs (9 kg/cm<sup>2</sup>); siendo la caída de presión generada equivalente a 0.8 lb/pg<sup>2</sup> abs.

Además de lo anteriormente descrito, se debe realizar una rehabilitación de las dos vasijas para tratamiento electrostático. Éstas deberán ser utilizadas en serie, con el propósito de obtener una mayor calidad de deshidratación para el crudo contaminado, puesto que el aceite será sometido a un tratamiento electrostático doble.

Las alternativas de tratamiento y disposición del agua producto del proceso de deshidratación para esta alternativa se presentan en el capítulo siguiente.

FIG. 2.14. MODIFICACIONES EN EL CABEZAL DE RECOLECCIÓN Y MANEJO INTERNO PROPUESTOS PARA DESHIDRATAR ACEITE CRUDO LIGERO EN LA PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN ABKATÚN-A PERMANENTE



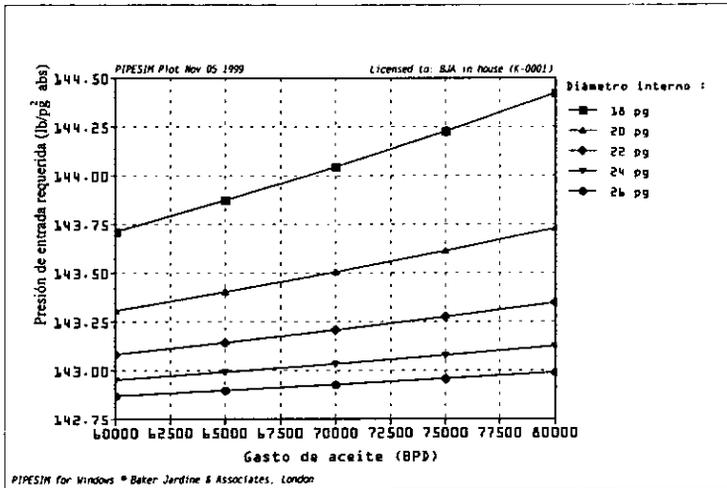


Fig. 2.15. Gráfica de presión de entrada vs gasto de aceite, considerando diferentes diámetros para el oleogasoducto propuesto en la plataforma Abkatún-A permanente.

### CAPÍTULO III. MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA SEPARADA

El propósito de este capítulo es presentar la mejor opción para disponer del agua obtenida en el proceso de deshidratación en plataformas, como puede ser la inyección del agua en alguna formación o yacimiento o su descarga al océano, siempre y cuando se aplique el tratamiento adecuado antes de enviarla a su destino final.

El agua separada a partir del proceso de deshidratación sugerido en los Complejos de Producción citados, debe manejarse y tratarse de tal manera que su disposición final no viole criterios ambientales establecidos. De acuerdo con autores como Ken Arnold<sup>1,5</sup>, en instalaciones marítimas las instituciones de regulación gubernamentales especifican que el agua separada del aceite crudo para poder ser descargada al mar tiene que poseer un contenido máximo de hidrocarburos en el rango de 15 mg/l dependiendo de la localización geográfica donde se realicen las descargas. Existen casos en los cuales se decide inyectar el agua separada en alguna formación o yacimiento previamente seleccionado. En cualquiera de los casos, se requiere tratar física, química y bacteriológicamente el agua producida en el proceso de deshidratación con el fin de reducir daños ambientales en el sitio de descarga o en las formaciones seleccionadas, minimizar daños al equipo de tratamiento y conducción superficial y subsuperficial e incrementar la eficiencia de inyectabilidad.

Básicamente, existen tres opciones para disponer del agua producida considerando las alternativas de deshidratación antes expuestas. A continuación se describe cada una de ellas:

1. Tratar el agua en el Complejo de Producción donde es separada y después, descargarla al mar.

Esta opción puede considerarse como la opción más simple, porque basta con solo disponer de equipo de tratamiento y líneas de descarga. Sin embargo, la variación de las características químicas del agua separada, producto del cambio en las características del crudo emulsionado, hacen que por medio de esta alternativa no se

asegure, durante un período de tiempo prolongado, el cumplimiento íntegro de las normas de calidad fijadas para descargar el agua al océano.

Las consecuencias principales al optar por esta alternativa son problemas asociados a la contaminación ambiental, porque se dañaría severamente el ecosistema marino en el lugar de descarga. Asimismo, como consecuencias secundarias se tendrían sanciones y multas correspondientes al daño generado.

2. Realizar un tratamiento parcial al agua separada en el Complejo de Producción donde se lleva a cabo la deshidratación del crudo, como puede ser el caso de una planta de inyección de agua. Posteriormente, el agua puede ser enviada hacia alguna otra instalación para su tratamiento final. Una vez tratada, el agua puede incorporarse al programa de inyección en formaciones previamente seleccionadas.

Con esta opción, se aprovecharía el sistema de acueductos existentes para manejar adecuadamente el agua separada hasta la planta de inyección. De ser necesario, podría considerarse la construcción de algún acueducto con objeto de tener mayor flexibilidad operativa.

Asimismo, debe invertirse tanto en equipo para el tratamiento parcial del agua en el Complejo de Producción donde es producida, como en equipo complementario y modificaciones adicionales en la planta de inyección, donde se terminaría el tratamiento del agua.

El sistema de tratamiento en este caso, se diseñaría considerando las características del agua separada y la calidad requerida del agua de inyección. De manera general, los tratamientos físicos y químicos que involucra esta alternativa, consisten en:

- Eliminación del aceite crudo emulsionado en el agua separada.

Para elegir el sistema de tratamiento del agua, se necesita caracterizar la corriente efluente, con el propósito de conocer la concentración de aceite y la distribución del tamaño de las partículas de aceite. El aceite emulsionado y suspendido en el agua

producida puede separarse por medio de un desnatador de agua, cámaras de flotación o en una columna de desnatación y disposición; como sucede en algunas instalaciones marinas. El uso de hidrociclones para separar corrientes de líquidos inmiscibles, es una alternativa aplicable, sobre todo cuando se consideran aspectos limitantes de espacio y peso en instalaciones de producción costa afuera.

Otros tratamientos comunes emplean productos químicos, como coagulantes y floculantes para remover las gotas de aceite emulsionado del agua producida. Algunos investigadores como C.S Fang<sup>15</sup>, afirman que este proceso es muy efectivo en la mayoría de los casos. Pero, existen situaciones en las que el uso de estos productos no resulta factible debido a los efectos contaminantes que pueden causar en el sitio de descarga. De acuerdo con este autor, el tratamiento térmico es efectivo para romper la emulsión de aceite en agua hasta cierto punto en campos petroleros. A pesar de esto, el costo por consumo de combustible hace que la aplicación de equipo calentador no sea viable.

Un método físico alternativo consiste en la aplicación del fenómeno denominado electroforesis. El proceso en el cual está basado, implica someter las gotas de aceite emulsionado a un potencial eléctrico dentro de un separador que consta de cámaras para tratamiento electroestático. La velocidad de separación que se genera con este tratamiento, es moderada, pero suficiente para proporcionar la separación de gotas de aceite con diámetros de una micra o menores, las cuales no pueden separarse con equipo y métodos convencionales de separación de aceite emulsionado.

- Eliminación de sólidos suspendidos.

Mediante el empleo de una sección de filtración, es posible retener más del 90 % de partículas sólidas de dos micras o mayores suspendidas en el agua separada. La inyección simultánea de un polímero coagulante ayuda a aglomerar las partículas sólidas de gran tamaño, facilitando y haciendo más eficiente la filtración del agua.

- Eliminación de oxígeno disuelto por medio de torres de desaeración.

Para eliminar el oxígeno disuelto, se debe aplicar un vacío con ayuda de bombas y eyectores, con el fin de agotar el oxígeno disuelto contenido en el agua. Si la turbidez del agua es alta, se debe inyectar a la corriente antiespumante antes de que llegue al sistema de desaeración. Si el agua presenta una tendencia alcalina, es conveniente bajar el potencial de hidrógeno de ésta en la unidad de desaeración mediante la inyección simultánea de ácido sulfuroso en la parte inferior del equipo, con el cual se logra también secuestrar el oxígeno residual del agua a la salida del desaerador. En caso de no utilizar la unidad de desaeración, se puede emplear un secuestrante de oxígeno.

- Control de la estabilidad química y bacteriológica del agua.

Un paquete de tratamiento químico es necesario para suministrar las cantidades de productos químicos necesarios en el sistema. El paquete debe estar integrado por tanques de almacenamiento de compuestos químicos y bombas dosificadoras. Generalmente, para tratamiento del agua en plataformas se emplean polímeros, secuestrantes de oxígeno, antiespumante, inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación y biocida. En la tabla 4.1 se muestran los aspectos más importantes de los productos químicos utilizados en plataformas para tratar el agua de inyección.

- Sistema de bombeo de baja y alta presión.

Este sistema debe contar con bombas reforzadoras de baja y alta presión. Después de que se elimina el oxígeno del agua, ésta debe pasar hacia las bombas de baja presión, las cuales deben descargar con la presión de succión de las bombas de alta presión proporcionando la presión necesaria, para que pueda llegar con presión requerida a los lugares de inyección.

<b>PRODUCTO</b>	<b>DOSIFICACIÓN (ppm)</b>	<b>FUNCIÓN</b>	<b>PERÍODO Y LUGAR DE APLICACIÓN</b>
Polímero	1 - 5	Aglomerar la materia sólida suspendida en el agua para su filtración.	Continua, en los cabezales de entrada a los filtros.
Secuestrante de oxígeno	10 - 20	Eliminar oxígeno disuelto en el agua.	Continua, en el cabezal de succión de las bombas reforzadoras.
Antiespumante	10 - 20	Evitar la formación de espuma para favorecer la operación de desaeración.	Continua, en el cabezal general de descarga de los filtros.
Inhibidor de corrosión	15 - 30	Inhibir la corrosión en instalaciones superficiales y subsuperficiales.	Continua, en el cabezal general de descarga de las bombas reforzadoras.
Inhibidor de incrustación	40 - 80	Inhibir las incrustaciones en instalaciones superficiales y subsuperficiales.	Continua, en el cabezal general de descarga de las bombas reforzadoras.
Biocida	50 - 100	Eliminar las bacterias en el agua; particularmente en la sección anaeróbica.	Descargas en el cabezal general de descarga de las bombas reforzadoras.

Tabla 4.1. Aspectos importantes de los productos químicos comúnmente utilizados para tratar agua de inyección en plataformas.

3. Tratamiento e inyección del agua producida en el proceso de deshidratación en pozos abandonados o sin posibilidades de explotación (pozos letrina) pertenecientes a los complejos de producción donde se localiza el equipo deshidratador.

La ventaja de aplicar esta alternativa se relaciona con el esquema de manejo interno, tratamiento y disposición del agua separada casi en el lugar donde se produce. Además, para aplicar esta alternativa se necesita realizar solamente una inversión en equipo de tratamiento e inyección para descargar el agua producida en pozos sin posibilidades de explotación, previamente seleccionados, que se encuentren en la periferia del complejo de producción, en función del volumen y características del agua separada; así como de la disponibilidad de áreas para instalar equipo de tratamiento.

Otra ventaja es que al tratar y disponer el agua desde el lugar de su separación, se reducen problemas relacionados con la corrosión y depositación de materia orgánica e inorgánica en tuberías y equipo.

Las razones expuestas son considerables para afirmar cualitativamente que esta alternativa es la más aceptable desde el punto de vista técnico y económico, porque con ella se facilita el manejo y tratamiento del agua separada y se reducen los costos generados por adecuaciones, construcción y equipo requerido en otras instalaciones.

Para inyectar el agua separada a pozos letrina, es conveniente cubrir los siguientes aspectos:

- Realizar una caracterización del agua de deshidratación para definir el tratamiento requerido.

Esta actividad necesita de análisis y pruebas de laboratorio. Los análisis del agua deben cubrir principalmente parámetros relacionados con propiedades físicas del agua, contenido y tipo de bacterias presentes, tipo y cantidad de gases en solución, tipo y

cantidad de sólidos en suspensión y solución, tendencia del agua a ser corrosiva o incrustante y el tipo y la cantidad de iones disueltos en el agua. Después de determinar la tendencia del agua, se podrá determinar el tratamiento físico, químico y bacteriológico adecuado que cumpla con las normas establecidas para inyección de agua tratada a formaciones del subsuelo.

- El tratamiento para el agua separada es del tipo cerrado y consistiría en la eliminación de grasas y aceites presentes en el agua de deshidratación haciendo uso de un hidrociclón. Después, el agua pasaría a una unidad de desgasificación para extraer gases en solución como gas sulfhídrico. El agua efluente deberá enviarse hacia un desnatador para eliminar los sólidos aglomerados producidos por la adición de polímeros. Posteriormente, el agua deberá pasar a través de un sedimentador, con el fin de colectar algunos sólidos que se puedan generar por la adición de algún compuesto precipitante. Finalmente, se requiere de un filtro para que el agua posea la calidad requerida para ser inyectada.
- El tratamiento del agua tiene contemplado la adición de ciertos compuestos químicos, cuyo objetivo es garantizar la calidad del agua. Estos productos químicos son los siguientes:
  - a) Antiespumante para evitar la formación de espuma y facilitar la operación del desaerador.
  - b) Polímero que aglomere la materia sólida suspendida en el agua y que facilite su eliminación en el desnatador.
  - c) Hipoclorito de sodio para lograr la precipitación de las sales disueltas y su recolección en el sedimentador, además para controlar la carga bacteriana del agua.
  - d) Inhibidor de corrosión, con el cual se puede proteger el interior de las tuberías; en caso de que el agua presentara una tendencia corrosiva.

- e) Bactericida para eliminar microorganismos presentes en el agua. Se recomienda aplicarlo en descargas con períodos de control y prevención programados, con el propósito de evitar el crecimiento de bacterias sulfato reductoras que ocasionen problemas de corrosión y taponamiento.
- f) Para evitar una tendencia incrustante, debe contemplarse la adición de ácido sulfúrico para cambiar la tendencia de incrustante a corrosiva; así el agua mantendrá un sistema iónico más estable y no dará lugar a posibles incompatibilidades influenciadas por la temperatura de la formación elegida como lugar de disposición. De no ser posible el uso de ácido sulfúrico, puede utilizarse un inhibidor de incrustación.
- Si el tratamiento del agua implicara un sistema abierto en cualquiera de sus puntos, entonces es conveniente emplear secuestrante de oxígeno, con el fin de evitar la generación de sólidos o productos de corrosión.

## **CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO LIGERO**

Para calificar la rentabilidad de las alternativas propuestas en términos de sus méritos económicos, se realiza una evaluación económica, haciendo uso de parámetros o indicadores de rentabilidad para medir los costos y los beneficios asociados a la evaluación técnica de cada alternativa; entendiéndose por evaluación técnica, la estimación de todos los gastos o costos que deben realizarse durante la operación y el mantenimiento del equipo de proceso necesario, tanto para la deshidratación del crudo ligero, como para el tratamiento y disposición del agua separada durante el proceso de deshidratación. Asimismo, se consideran los beneficios o ingresos estimados que pueden generarse a partir de las opciones planteadas.

Enseguida, se presenta el análisis y evaluación técnico-económica de las alternativas sugeridas, apoyado en tablas de ingresos generados por la incorporación de crudo ligero, de inversión de equipo necesario y de egresos por operación y mantenimiento.

### **IV.1. Evaluación técnico-económica para deshidratar aceite crudo ligero en Abkatún-D**

Con el fin de obtener los parámetros de rentabilidad para esta alternativa, se utilizan únicamente ingresos y gastos cuantificables, es decir, aquéllos que pueden representarse en equivalente monetario, generados por la deshidratación de crudo ligero y por el tratamiento y disposición del agua separada, en función del horizonte probable de producción de crudo y agua presentados en la tabla 2.3. Además, se considera que la aprobación y realización de la propuesta sugerida se lleva a cabo en el año de 1999 (año en el cual se realiza la evaluación económica de la alternativa) y que el proyecto de inversión tiene una duración de diez años después de haber sido efectuado, esto es, del año 2 000 hasta el año 2 009. La cuantificación de ingresos y egresos se hace en dólares estadounidenses, con el propósito de establecer una concordancia entre los precios de inversión, de operación y de mantenimiento.

La tabla 4.1 muestra los ingresos anuales debidos a la incorporación propuesta de crudo ligero en Abkatún-D, así como los volúmenes de agua asociada. El precio de mercado considerado por barril de crudo ligero, es de 21.21 dólares estadounidenses<sup>19</sup>, siendo la paridad del dólar igual a 9.75 pesos mexicanos por dólar estadounidense<sup>19</sup>.

Para deshidratar el crudo ligero y tratar el agua separada, previamente a la disposición de ésta en pozos letrina, se requiere la inversión presentada en la tabla 4.2.

Los costos o egresos estimados de operación y mantenimiento, para deshidratar el crudo ligero, se indican en la tabla 4.3. El tratamiento del agua separada del crudo, requiere de los egresos estimados en la tabla 4.4.

Para efectos de estimación de egresos o costos debidos al consumo de energía eléctrica, se considera que el kilowatt-hora tiene un costo de 1.3589 pesos. Además, el precio promedio y el consumo de los productos químicos mostrados, de acuerdo con recomendaciones de la Gerencia de Productos Químicos del Instituto Mexicano del Petróleo, es el siguiente:

Producto	Precio (pesos mexicanos)	Consumo recomendado
Desemulsificante	25 / l	Proporcional a la producción de crudo, considerando que para tratar 750 000 BPD se requieren 2 000 l/año
Antiespumante	32 / kg	20 ppm
Polímero coagulante	35 / kg	60 ppm
Hipoclorito de sodio	35 / kg	20 ppm
Biocida	50 / kg	100 ppm
Inhibidor de corrosión	30.2 / kg	30 ppm
Ácido sulfúrico	40 / kg	5 ppm

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producción total probable de aceite crudo ligero propuesto para incorporarse en Abkatún-D (BPD)	27,139	24,526	22,406	21,076	18,361	17,789	16,717	15,617	13,277	11,112
Gasto total de agua asociada a la producción de crudo ligero propuesta (BPD)	4,015	4,193	4,381	4,580	4,791	5,015	5,253	5,505	5,819	6,130
Ingresos por la incorporación propuesta de crudo ligero (Dis/año)	210,100,639	189,871,707	173,459,409	163,163,015	142,144,435	137,716,211	129,417,163	122,449,676	102,785,887	86,025,214

Tabla 4.1. Ingresos estimados por la incorporación de aceite crudo ligero en Abkatún-D permanente.

Concepto	Cantidad	Capacidad requerida	Costo unitario (Dls)	Costo total (Dls)	Descripción
Adecuación de vasijas deshidratadoras	2	110 000 BPD	500	1 000	Se considera adecuación al sistema bieléctrico, la cual incluye 3 transformadores de 12 Kw cada uno, colocación y puesta en marcha de las vasijas.
Desarrollo de bases de diseño			350	350	Implica las responsabilidades del cliente y del contratista características del equipo y especificaciones del contrato
Ingeniería para interconexiones			3 000	3 000	Incluye la determinación de válvulas y demás accesorios, el personal necesario, la herramienta, la certificación y la colocación del equipo.
Motobombas reforzadoras par el trasiego de crudo de la 2ª etapa de separación hasta los deshidratadores.	2	30 000 BPD	38.4	76.8	Bombas de cavidad progresiva de 75 HP cada una, con las cuales se genera un bajo esfuerzo al corte y a la turbulencia del aceite crudo. Se recomienda una bomba de relevo
Inyectores de productos desulfurantes	2	6 gal/h	5	10	Inyectores eléctricos de 0.25 HP. Se considera un relevo.
Oleogaso ducto sugerido	1		0.380 por metro	46.2	Se considera un oleogaso ducto del 150m de longitud y 20 pulgadas de diámetro interno. Incluye material, mano de obra, Ingeniería y supervisión.
Hidroclones	2	10 000 BPD	180	360	Los hidroclones son de diseño modular, por lo que puede aumentar o disminuir el número de módulos en función del gasto de agua que debe manejarse. Se considera un relevo.
Motobombas para envío del agua producto de la deshidratación hasta el lugar de disposición	2	10 000 BPD	3.357	6.714	Bombas de 15HP cada una, centrífugas y etapa sencilla que incluyen motor. Se considera una bomba de relevo.
Equipo para tratamiento del agua producto de la deshidratación de aceite crudo ligero	2	10 000 BPD	270	540	Cada equipo consta de celda de flotación vertical, filtro, instalación y mano de obra. Se considera un equipo de relevo.
Inyectores de producto químicos para tratamiento del agua producida	7	6 gal/h	5	35	Inyectores eléctricos de 0.5 HP se considera un relevo.
Acueducto requerido para el envío del agua par producida hasta el lugar de disposición	1		0.440 por metro	79.2	Se considera una tubería de 180 m de longitud aproximadamente, con un diámetro interno de 10 pulgadas. Incluye material, mano de obra, ingeniería y supervisión.
<b>Inversión total (Dls)</b>		<b>5 503 914</b>			

Tabla 4.2. Inversión requerida para deshidratar aceite crudo ligero y tratar el agua separada en Abkatún-D permanente.

Costo de la energía eléctrica consumida por los deshidratadores (Dls/año)	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906
Costo de la energía eléctrica consumida por bombas reforzadoras (Dls/año)	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310	68,310
Costo por químico desemulsificante consumido (Dls/año)	67,732	61,210	55,919	52,600	45,824	44,396	41,721	39,475	33,136	27,733
Costos por pagos a personal de operación y mantenimiento (Dls/año)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Costo de mantenimiento a deshidratadores (Dls/año)	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Costo de mantenimiento a bombas reforzadoras. Se consideran mantenimiento mayor cada 3 años (Dls/año)	10,000	10,000	20,000	10,000	10,000	20,000	10,000	10,000	20,000	10,000
Costo por consumo de electricidad en inyectores de productos químicos desemulsificantes (Dls/año)	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Egresos totales por operación y mantenimiento del equipo para deshidratar aceite crudo (Dls/año)	259,176	262,655	247,364	244,045	247,269	235,841	233,166	240,920	224,581	219,177

Tabla 4.3. Costos estimados de operación y mantenimiento para deshidratar crudo ligero en Abkatún-D permanente.

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Costo de energía eléctrica consumida por las bombas para el envío de agua al sitio de disposición (Dls/año)	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662	13,662
Costo por consumo de antiespumante (Dls/año)	15,295	15,973	16,689	17,447	18,251	19,105	20,011	20,971	22,167	23,352
Costo por consumo de polímeros coagulante (Dls/año)	50,187	52,412	54,762	57,249	59,887	62,687	65,662	68,812	72,737	76,624
Costo por consumo de hipoclorito de sodio (Dls/año)	16,729	17,471	18,254	19,083	19,962	20,896	21,887	22,937	24,246	25,541
Costo por consumo de biocida (Dls/año)	119,493	124,790	130,385	136,308	142,588	149,254	156,337	163,837	173,182	182,438
Costo por consumo de inhibidor de corrosión (Dls/año)	21,852	22,612	23,626	24,699	25,837	27,045	28,328	29,687	31,381	33,058
Costo por consumo de ácido sulfúrico (Dls/año)	4,760	2,390	2,496	2,606	2,726	2,852	2,985	3,127	3,277	3,649
Costo de operación del equipo de tratamiento de agua (pago a personal) (Dls/año)	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
Costo de energía eléctrica consumida por los inyectores de productos químicos (Dls/año)	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732
Costo de mantenimiento a bombas para envío del agua separada. Se considera mantenimiento mayor cada 3 años (Dls/año)	11,000	11,000	16,000	11,000	11,000	16,000	11,000	11,000	16,000	11,000
Costo de mantenimiento a equipo de tratamiento de agua (Dls/año)	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Egresos totales por operación y mantenimiento del equipo para tratar el agua separada (Dls/año)	277,530	285,042	300,606	306,788	318,645	336,233	344,604	358,765	381,384	394,056

Tabla 4.4. Costos estimados de operación y mantenimiento para tratar el agua separada en Abkatún-D permanente.

La consideración principal en la actualización de los ingresos y egresos al año de 1999, es que el costo de oportunidad o costo de capital, contra el que compete la alternativa en estudio, es equivalente a una tasa de interés anual del 10%, con la cual se procedió a evaluar la propuesta.

Esta tasa mínima atractiva de rendimiento (TMAR) de 10% se utilizó para comparar y hacer equivalentes cantidades en el tiempo y también para comparar la alternativa misma contra su costo de oportunidad, representado por la tasa de interés indicada.

Los parámetros empleados para medir la rentabilidad de esta propuesta que se presentan a continuación en la tabla 4.5, comprenden el valor presente neto (VPN), la serie anual uniforme equivalente (SAUE), la relación beneficio/costo (B/C), la tasa interna de retorno o de rendimiento (TIR), el porcentaje de ganancia sobre la inversión (PGI) y el período de cancelación (PC).

<b>VPN</b>	946 998 692 Dls
<b>SAUE</b>	154 119 676 Dls
<b>B/C</b>	106.5
<b>TIR</b>	84.2 %
<b>PGI</b>	172.1 %
<b>PC</b>	1 año

Tabla 4.5. Parámetros o índices de rentabilidad de la propuesta para deshidratar crudo ligero en Abkatún-D.

Los resultados de la tabla 4.5 señalan que el proyecto es rentable por un margen amplio, en caso de poder incorporar la producción bruta de crudo ligero considerada en esta alternativa, porque con la inversión de 5 503 914 Dls, se obtienen como ganancia 946 998 692 Dls, esto es un porcentaje de ganancia de 172.1 % sobre la inversión inicial, equivalente a una ganancia anual de 154 119 696 Dls. Además, por cada dólar invertido, se ganan 106.5 dólares y el proyecto se recupera después de transcurrido el primer año de producción.

Ahora bien, resulta demasiado optimista considerar la incorporación íntegra de la producción propuesta, ya que pueden presentarse diversos inconvenientes y factores inesperados durante el período de producción sugerido. Teniendo en mente esta situación, resulta factible evaluar el proyecto considerando diferentes porcentajes de producción respecto de la producción total de crudo ligero señalada anualmente en la tabla 4.1. Así, por ejemplo, los parámetros de rentabilidad obtenidos para la incorporación anual del 50% de la producción propuesta en la tabla 4.1, se muestran a continuación:

<b>VPN</b>	470 688 877 Dls
<b>SAUE</b>	76 602 447 Dls
<b>B/C</b>	53.2
<b>TIR</b>	71.9%
<b>PGI</b>	91.8 %
<b>PC</b>	1 año

Como puede observarse, para la condición expuesta, la alternativa sigue siendo rentable.

Tanto la variación en el porcentaje de producción, como la variación en el precio de mercado del crudo ligero, son factores decisivos en la rentabilidad de la alternativa sugerida. Las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 ilustran, respectivamente, la variación del período de cancelación, la relación beneficio/costo y la tasa interna de rendimiento o de retorno, cuando existen cambios en el precio del barril de crudo ligero para diferentes porcentajes de producción, considerando como el 100% a la producción propuesta para la alternativa, durante el período de tiempo previamente indicado.

Las gráficas muestran que la alternativa resulta ser rentable económicamente hasta para la incorporación del 10% de la producción sugerida en la tabla 4.1, considerando un precio de nueve dólares estadounidenses por barril de crudo ligero; siendo el período de cancelación en este caso igual a un año y medio, la relación beneficio/costo de 4.5 dólares de ganancia por cada dólar invertido y la tasa interna de rendimiento equivalente a 34.3%.

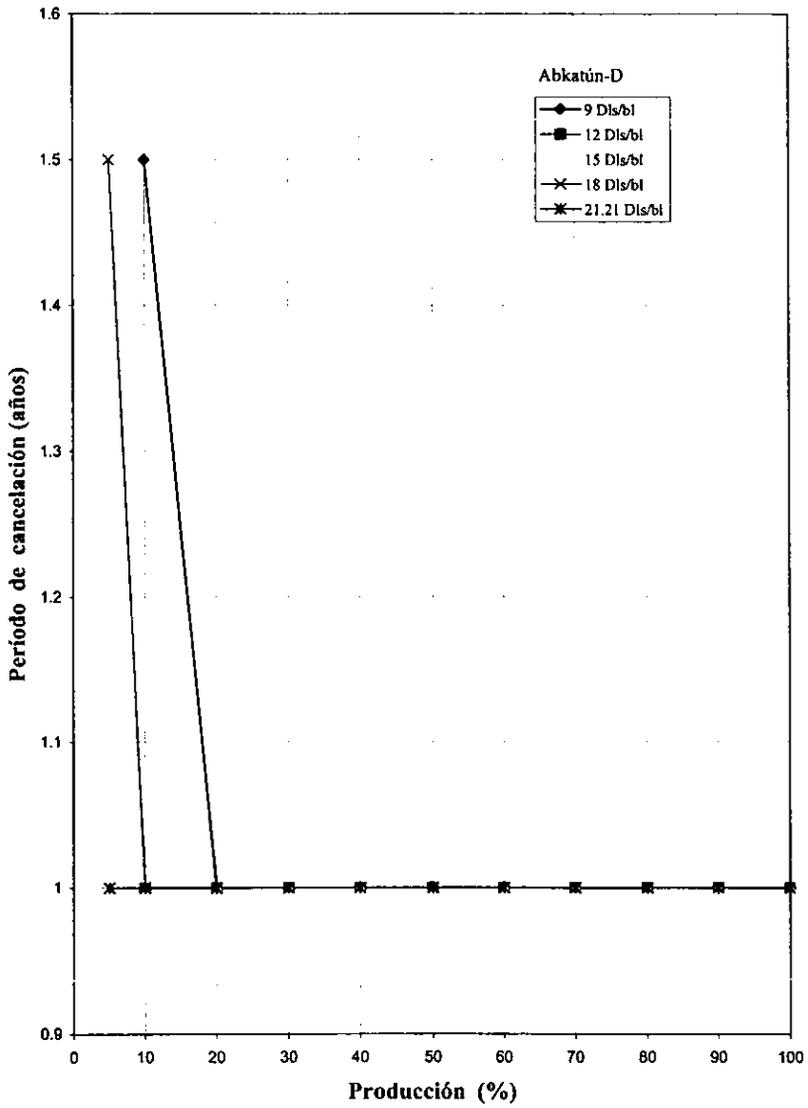


Fig. 4.1. Período de cancelación vs producción.

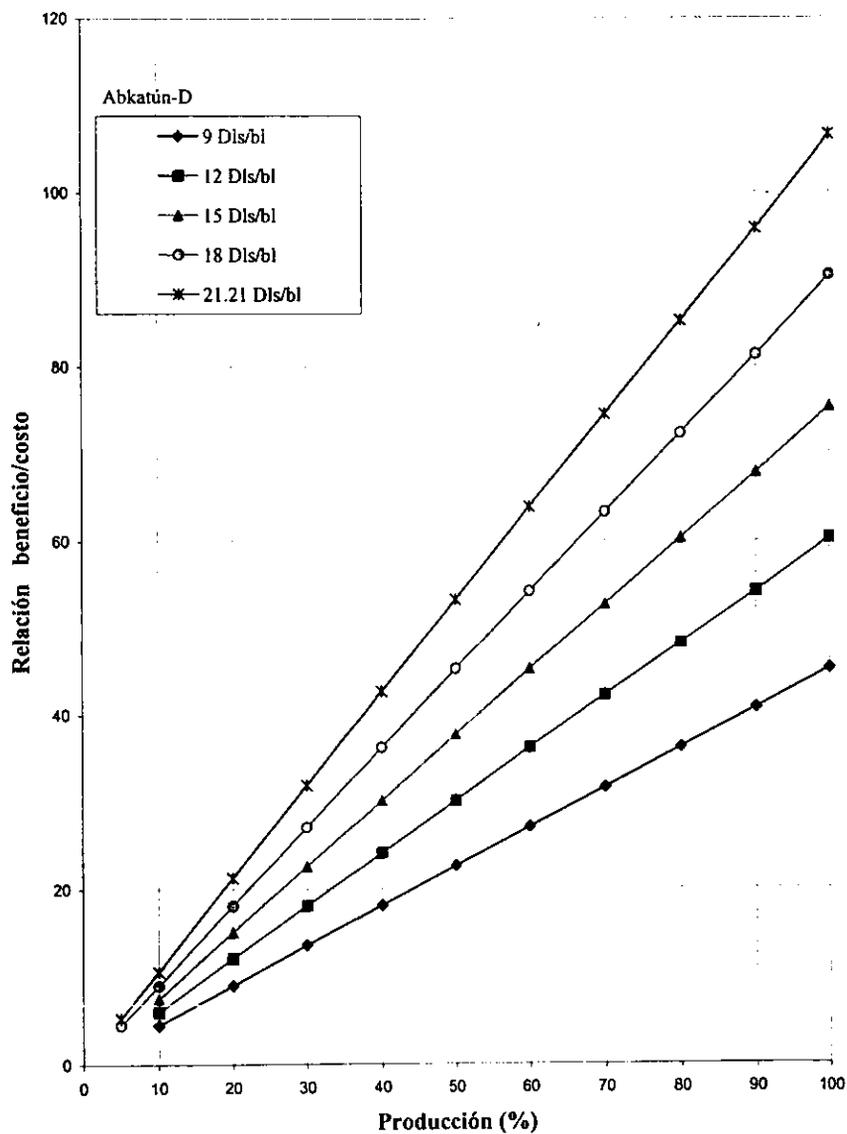


Fig. 4.2. Relación beneficio/costo vs porcentaje de producción.

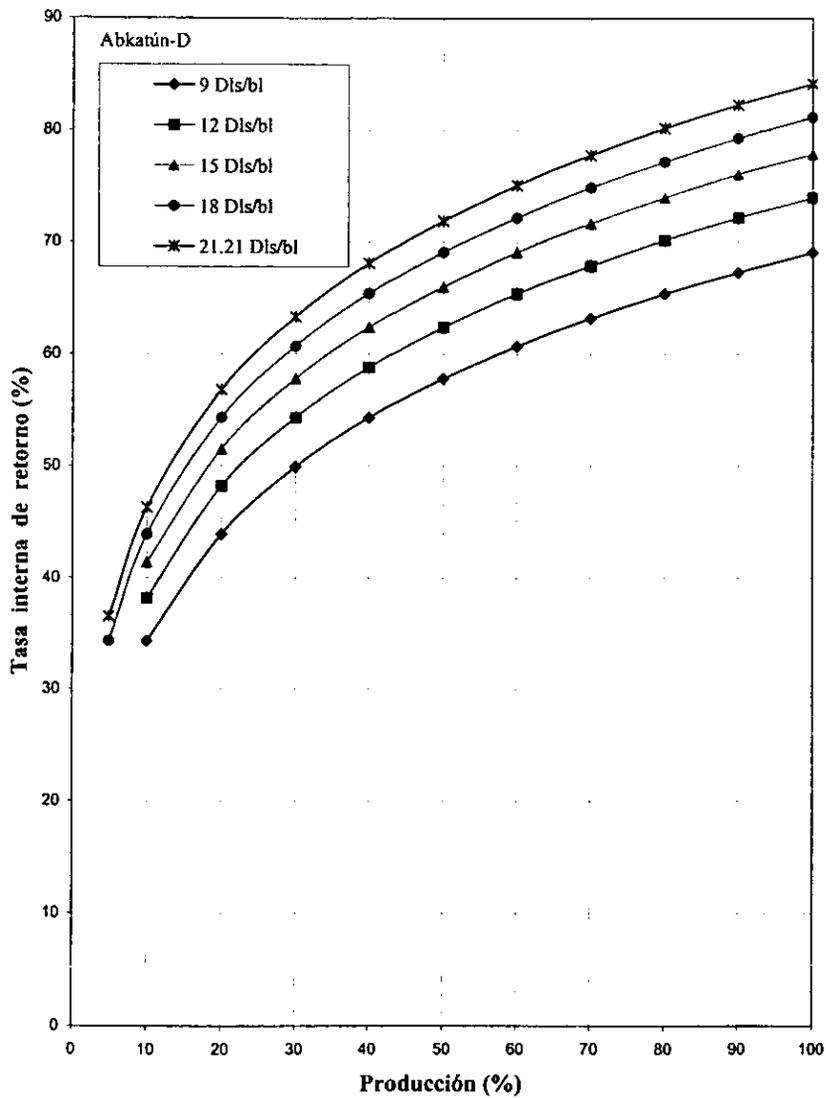


Fig. 4.3. Tasa interna de retorno vs porcentaje de producción.

#### IV.2. Evaluación técnico-económica para deshidratar aceite crudo ligero en Abkatún-A

Los parámetros de rentabilidad para esta alternativa se relacionan con el horizonte de producción probable de aceite y agua presentados en la tabla 2.4.; así como con consideraciones similares a las descritas en el caso de la evaluación técnico-económica para deshidratar crudo ligero en Abkatún-D (precio del barril de crudo ligero, paridad del dólar estadounidense, duración de la alternativa, precio del kilowatt-hora, precio y consumo de productos químicos utilizados y TMAR).

Las tablas 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9, muestran, respectivamente, los ingresos anuales por la incorporación propuesta de crudo ligero y los volúmenes de agua asociada, la inversión requerida, los costos por operación y mantenimiento para deshidratar el crudo y los costos de operación y mantenimiento para tratar el agua separada durante el proceso de deshidratación.

Los parámetros de rentabilidad para esta alternativa se presentan en la tabla 4.10.

<b>VPN</b>	926 117 198 Dls
<b>SAUE</b>	150 721 309 Dls
<b>B/C</b>	73.9
<b>TIR</b>	82.9 %
<b>PGI</b>	159.5%
<b>PC</b>	1 año

Tabla 4.10. Parámetros o índices de rentabilidad de la propuesta para deshidratar crudo ligero en Abkatún-A.

De acuerdo con los índices obtenidos, la alternativa resultaría rentable si se pudiera incorporar la producción de crudo ligero sugerida, pues la inversión de 5 807 556 Dls generaría una ganancia de 926 117 198 Dls, es decir, un porcentaje de ganancia sobre la

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producción total probable de aceite crudo ligero propuesta para incorporarse en Abkatún-A (BPD)	43,840	34,416	24,950	18,064	13,095	9,508	6,865	4,997	3,608	2,608
Gasto total de agua asociada a la producción de crudo ligero propuesta (BPD)	12,586	12,819	13,075	13,336	13,603	13,876	14,153	14,437	15,015	15,481
Ingresos por la incorporación propuesta de crudo ligero (Dls/año)	339,393,926	266,436,626	193,154,167	139,845,165	101,376,906	73,607,608	53,148,427	38,885,025	27,931,873	20,190,233

Tabla 4.6. Ingresos estimados por la incorporación de aceite crudo ligero en Abkatún-A permanente.

Adecuación de vasijas deshidratadoras	2	110 000	500	1 000	Se considera adecuación al sistema eléctrico, la cual incluye 3 transformadores de 12 Kw cada uno, colocación y puesta en marcha de las vasijas.
Desarrollo de bases de diseño			350	350	Implica las responsabilidades del cliente y del contratista, características del equipo y especificaciones del contrato
Ingeniería para interconexiones			3 000	3 000	Incluye la determinación de válvulas y demás accesorios, el personal necesario, la herramienta, la certificación y la colocación del equipo.
Motobombas reforzadas para el trasiego de crudo de la 2ª etapa de separación hasta los deshidratadores.	2	50 000	64	128	Bombas de cavidad progresiva de 125 HP cada una, con las cuales se genera un bajo esfuerzo al corte y a la turbulencia del aceite crudo. Se considera una bomba de relevo.
Inyectores de productos desemulsificantes	2	6 gal/h	5	10	Inyectores eléctricos de 0.25 HP. Se considera un relevo.
Oleogaseoducto superado	1		0.360 por metro	46.2	Se considera un oleogaseoducto del 150m de longitud y 20 pulgadas de diámetro interno. Incluye material, mano de obra, ingeniería y supervisión.
Hidrociclones	2	20 000 BPD	190	380	Los hidrociclones son de diseño modular por lo que puede aumentar o disminuir el número de módulos en función del gasto de agua que debe manejarse. Se considera un relevo.
Motobombas para envío del agua producto de la deshidratación hasta el lugar de disposición	2	20 000 BPD	8.778	17.556	Bombas de 25 HP cada una, centrífugas y etapa sencilla que incluyen motor. Se considera una bomba de relevo.
Equipo para tratamiento del agua producto de la deshidratación de aceite crudo	2	20 000 BPD	350	700	Cada equipo consta de calda de flotación vertical, filtro, instalación y mano de obra. Se considera un quipo de relevo.
Inyectores de producto químicos para tratamiento del agua producida	7	6 gal/h	5	35	Inyectores eléctricos de 0.5 HP se considera un relevo
Acueducto requerido para el envío del agua producida hasta el lugar de disposición	1		0.440 por metro	140.8	Se considera una tubería de 320m de longitud, con un diámetro interno de 10 pulgadas. Incluye material, mano de obra, ingeniería y supervisión.
Inversión total (Dls)		5 807 556			

Tabla 4.7. Inversión requerida para deshidratar aceite crudo ligero y tratar el agua separada en Abkatún-A permanente.

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Costo de la energía eléctrica consumida por los deshidratadores (Dls/año)	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906	87,906
Costo de la energía eléctrica consumida por las bombas reforzadoras (Dls/año)	113,651	113,851	113,851	113,851	113,851	113,851	113,851	113,851	113,851	113,851
Costo por químico desemulsificante consumido (Dls/año)	109,413	85,893	62,268	45,083	32,682	23,730	17,133	12,471	9,005	6,509
Costos por pago a personal de operación y mantenimiento (Dls/año)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Costo de mantenimiento a deshidratadores (Dls/año)	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Costo de mantenimiento a bombas reforzadoras. Se considera mantenimiento mayor cada 3 años (Dls/año)	10,000	10,000	20,000	10,000	10,000	20,000	10,000	10,000	20,000	10,000
Costo por consumo de energía eléctrica en inyectores de productos desemulsificantes (Dls/año)	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Egresos totales por operación y mantenimiento del equipo para deshidratar aceite crudo ligero (Dls/año)	346,336	322,878	309,253	282,068	269,667	270,715	254,118	249,456	255,990	243,494

Tabla 4.8. Costos estimados de operación y mantenimiento para deshidratar crudo ligero en Abkatún-A permanente.

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Costo de energía eléctrica consumida por las bombas para envío del agua separada al sitio de disposición (Dls/año)	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770	22,770
Costo por consumo de antiespumante (Dls/año)	47,870	48,834	49,809	50,804	51,821	52,861	53,916	54,998	57,200	58,975
Costo por consumo de polímero coagulante (Dls/año)	157,074	160,238	163,436	166,698	170,038	173,448	176,911	180,461	187,686	193,511
Costo por hipoclorito de Sodio (Dls/año)	52,358	53,412	54,479	55,566	56,679	57,816	58,971	60,154	62,562	64,504
Costo por consumo de biocida (Dls/año)	372,984	381,514	389,133	396,900	404,347	412,972	421,218	429,668	446,870	460,739
Costo por consumo de inhibidor de corrosión (Dls/año)	67,766	69,131	70,511	71,919	73,359	74,831	76,327	77,856	80,973	83,486
Costo por consumo de ácido sulfúrico (Dls/año)	14,980	15,261	15,566	15,876	16,194	16,519	16,849	17,187	17,875	18,430
Costo de energía de operación del equipo de tratamiento de agua (pago a personal) (Dls/año)	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
Costo de energía eléctrica consumida por los inyectores de productos químicos (Dls/año)	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732
Costo de mantenimiento a bombas para envío del agua separada. Se considera mantenimiento mayor cada 3 años (Dls/año)	11,000	11,000	16,000	11,000	11,000	16,000	11,000	11,000	16,000	11,000
Costo de mantenimiento a equipo de tratamiento de agua (Dls/año)	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Egresos totales por operación y mantenimiento del equipo para tratar el agua separada (Dls/año)	772,514	786,890	806,436	816,265	831,438	851,949	862,692	878,826	916,668	938,147

Tabla 4.9. Costos estimados de operación y mantenimiento para tratar el agua separada en Abkatún-A permanente.

inversión inicial de 159.5%, la cual equivale a una ganancia anual de 150 721 309 Dls. De acuerdo con la relación beneficio/costo, se ganan 73.9 dólares por cada dólar invertido. Además, el tiempo necesario para que los ingresos que generaría la alternativa sean suficientes para pagar la inversión inicial equivale a un año.

Los parámetros de rentabilidad correspondientes a la incorporación del 50% de la producción anual sugerida se muestran a continuación:

<b>VPN</b>	459 558 267 Dls
<b>SAUE</b>	74 790 992 Dls
<b>B/C</b>	36.9
<b>TIR</b>	70.7 %
<b>PGI</b>	78.9 %
<b>PC</b>	1 año

Estos parámetros indican que la alternativa sigue siendo rentable, de ser posible la incorporación de este porcentaje.

Las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 ilustran la variación respectiva del precio de cancelación, la relación beneficio/costo y la tasa interna de rendimiento, cuando varían tanto el precio del barril de crudo ligero, como el porcentaje de producción; atribuyendo el 100% a la producción anual propuesta para esta alternativa y considerando el periodo de duración del proyecto previamente citado.

A partir de las gráficas puede apreciarse que la alternativa resulta rentable en caso de atribuir un precio de nueve dólares al barril de crudo ligero, para una incorporación del 85% de producción respecto de la producción anual sugerida para esta alternativa; siendo el periodo de cancelación equivalente a un año, la relación beneficio costo igual a 26.7 y una TIR de 65.2%.

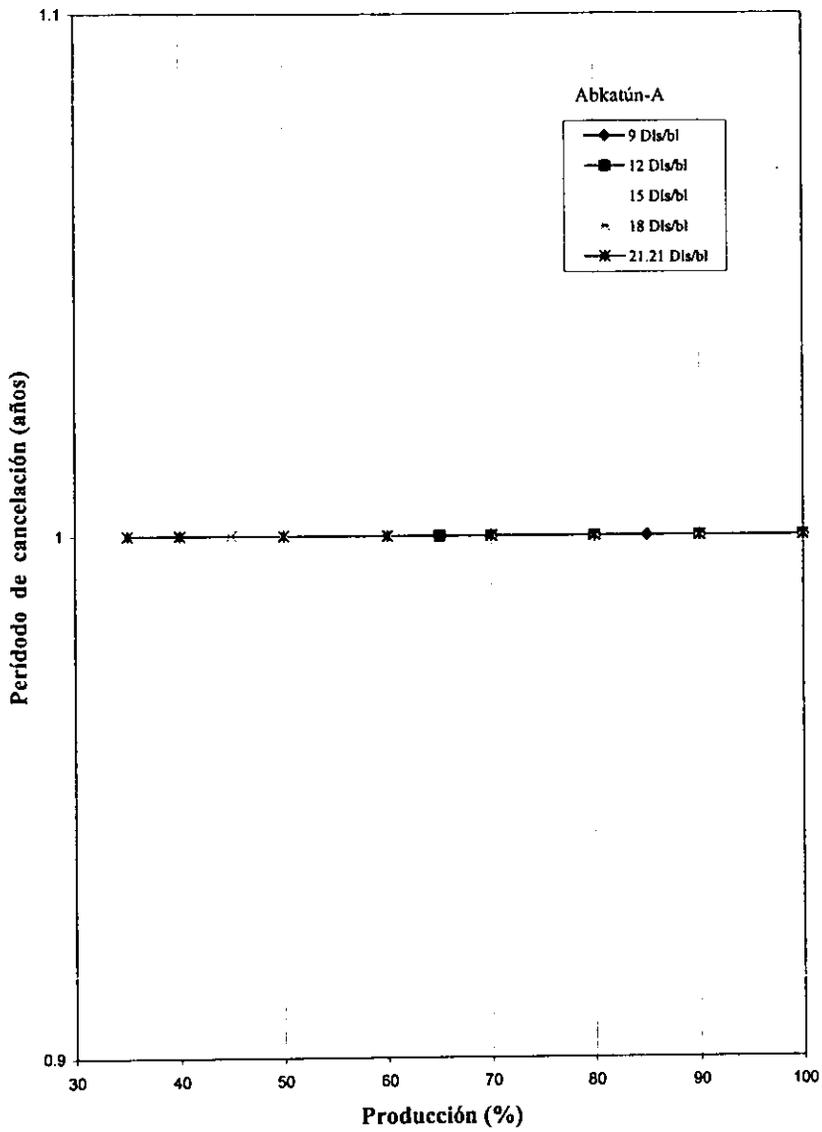


Fig. 4.4. Período de cancelación vs producción.

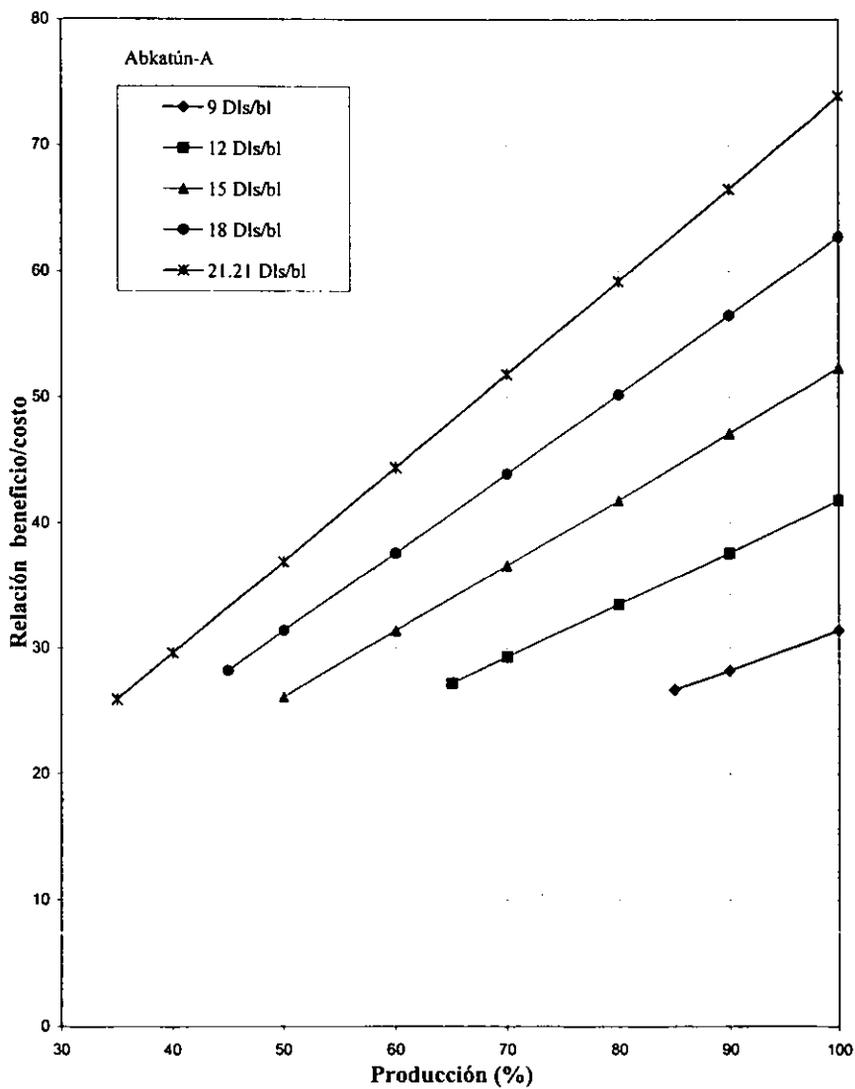


Fig. 4.5. Relación beneficio/costo vs porcentaje de producción.

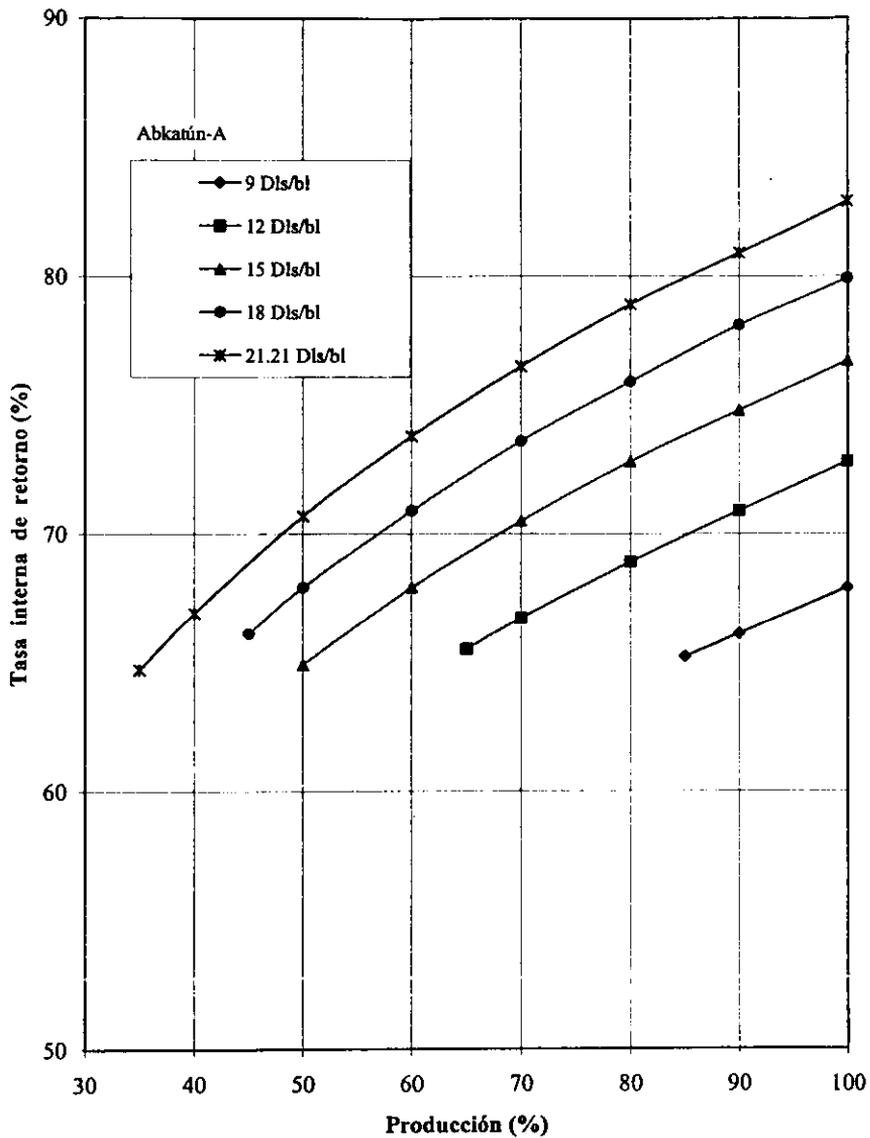


Fig. 4.6. Tasa interna de rendimiento vs porcentaje de producción.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Ineludiblemente, la deshidratación de crudo ligero y el tratamiento y disposición del agua separada, son procesos de capital importancia en el manejo y tratamiento primario de los hidrocarburos líquidos, debido a problemas de operación y mantenimiento tales como: las condiciones requeridas de calidad de crudo ligero para envío a refinerías o venta (0.1% de agua emulsionada y 30 LMB de sal), a las multas y daño ecológico por disposición inadecuada de la salmuera separada, a los problemas asociados al alto contenido de agua y contaminantes en el aceite crudo entre los cuales están las caídas de presión, corrosión y taponamiento en conductos e incrementos de costos originados por un mayor consumo de combustibles para deshidratar aceite crudo y problemas de desemulsificación originados por los métodos de estimulación de pozos o por métodos de recuperación secundaria.
- Existen diferentes métodos aplicables para lograr la deshidratación del aceite crudo ligero; no obstante, el método o la combinación de métodos elegidos depende principalmente del espacio disponible y el esfuerzo máximo de compresión que pueda soportar la infraestructura instalada costa afuera. Además, deben considerarse los aspectos económicos relacionados con el consumo de energía requerida para el proceso de deshidratación a ser empleado, las características de la emulsión a tratarse y la eficiencia de deshidratación que se necesita.
- El conocimiento de las características del crudo emulsionado es de importancia relevante para la selección del proceso de deshidratación más conveniente. Entre las características principales de la emulsión se encuentran parámetros como la temperatura, la densidad, la viscosidad y el contenido de agua del crudo; así como el grado de estabilidad de la emulsión a condiciones de flujo. Asimismo, existen factores de tratamiento experimentales y controlables requeridos para definir el proceso de deshidratación adecuado. Entre éstos se encuentran la dosificación y tipo de reactivo desemulsificante, la energía calorífica para desestabilizar la emulsión y el tiempo necesario para que las gotas de agua se separen y se precipiten del crudo.

- Debido a consideraciones técnicas y económicas, para la selección del proceso de deshidratación marina, es recomendable aprovechar la temperatura del crudo producido, realizando el proceso de deshidratación de tal manera que no se disminuya considerablemente la temperatura de la emulsión. Desde el punto de vista técnico, el calor generado por la temperatura de flujo favorece la desestabilización y rompimiento de la emulsión previamente al proceso de deshidratación seleccionado. Además, no se requerirá de equipo para suministrar calor a la emulsión, evitándose de esta forma gastos excesivos por adquisición y operación de equipo de calentamiento y por el consumo de combustible.
- Es evidente la necesidad de deshidratar el crudo ligero producido costa afuera desde plataformas, dado se evitan problemas operativos como la sobrecarga en equipos y oleoductos que requiere de mayor potencia para el bombeo del crudo emulsionado hasta el sitio de tratamiento, disminuyen los problemas asociados a la corrosión de equipos y oleoductos y la generación de calor que sería necesaria para romper la emulsión, en caso de que ésta se tratara en tierra. A la vez, al evitar los aspectos anteriores, se reducen los costos de operación y mantenimiento correspondientes.
- Resulta conveniente implementar un proceso de deshidratación costa afuera, basado en el empleo de equipo de coalescencia electroestática, dado que se ha demostrado que el equipo operado bajo este principio, proporciona eficiencias de deshidratación mayores al 90%, lo cual permite obtener aceite crudo ligero dentro de especificaciones de calidad para refinerías o venta en el rango de 0.3% a 0.1%. Se recomienda un proceso de deshidratación de crudo ligero en plataformas, basado en la coalescencia electroestática, porque además de ser eficiente, su empleo reduce el tiempo de residencia necesario para separar el agua del crudo y requiere poco espacio para su instalación. Asimismo, este equipo permite tener flexibilidad operativa, esto es, puede adecuarse o rehabilitarse con equipo interno adicional en caso de presentarse una variación en las características, en el porcentaje o en los requerimientos de calidad de la emulsión. El uso de equipo de coalescencia electroestática en plataformas de producción resulta ser una alternativa acertada para asegurar crudo ligero dentro de especificaciones de calidad.

- Desde el punto de vista técnico y económico, resulta factible realizar la deshidratación de crudo ligero del Activo Abkatún en las plataformas Abkatún-A permanente y Abkatún-D permanente, puesto que en ambas instalaciones existe equipo de deshidratación disponible, el cual debe rehabilitarse, reduciendo el costo de la inversión necesaria para el proceso menor, ya que parte del equipo está previamente instalado.
- Se recomienda manejar corrientes de crudo ligero emulsionado y limpio, de manera independiente, para evitar la contaminación de un volumen mayor de crudo y dar flexibilidad al proceso de deshidratación electrostática. Además, por razones de seguridad y eficiencia operativa, se recomienda realizar una rehabilitación a detalle de las vasijas electrostáticas instaladas en las plataformas permanentes de Abkatún-A y Abkatún-D.
- Se recomienda la inyección de reactivo desemulsificante previamente a la deshidratación del crudo ligero en vasijas electrostáticas, con el propósito de mejorar la eficiencia de deshidratación. El punto de inyección del compuesto químico desemulsificante debe localizarse en los cabezales de los pozos, en el cabezal de recolección o a la entrada del sistema de bombeo corriente arriba de los deshidratadores, porque para desestabilizar la emulsión, debe existir un contacto prolongado entre el reactivo desemulsificante y el crudo ligero emulsionado. Asimismo, se recomienda el empleo de bombas reforzadoras de cavidad progresiva y de bajo esfuerzo al corte, que eviten la generación de un flujo extremadamente turbulento, con el fin de aumentar la presión de entrada a las vasijas deshidratadoras; evitándose una liberación excesiva de gas que puede interferir con la eficiencia de deshidratación.
- El agua, producto del proceso de deshidratación, debe ser tratada adecuadamente antes de enviarse a su destino final. Se recomienda tratar e inyectar el agua producida en pozos abandonados o sin posibilidades de explotación pertenecientes a los complejos de producción donde se realiza la deshidratación del crudo, porque existen ventajas técnicas y económicas favorables al tratar y disponer de esta agua casi en el lugar donde se produce. Entre tales ventajas, se encuentran la disminución de problemas relacionados con

la corrosión y depositación de materia orgánica e inorgánica en tuberías y equipo de tratamiento; así como una reducción de costos generados por adecuaciones, construcción e inversión por concepto de adquisición de equipo suplementario requerido en caso de que el agua se enviara hacia otras plataformas para su tratamiento.

- Las alternativas sugeridas resultan prácticas y rentables. Sin embargo, el porcentaje de producción y las ganancias que pueden generarse dependen directamente de la variación del precio de mercado del crudo ligero. De acuerdo con el estudio técnico y económico realizado, el implementar el proceso de deshidratación electrostático en Abkatún-D Permanente considerando un precio de nueve dólares estadounidenses por barril de crudo ligero, implica la incorporación de hasta el 10% de la producción sugerida anualmente en este estudio; siendo 1.5 años el período de recuperación de la inversión. Por otra parte, considerando este precio por barril de crudo, el implementar el proceso de deshidratación electrostática en Abkatún-A permanente, permitiría incorporar hasta el 85% de la producción anual sugerida en este estudio y recuperar la inversión después del primer año de operación. De acuerdo con los resultados obtenidos en el trabajo, la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico, para las condiciones de mercado empleadas en la evaluación económica (9.75 pesos mexicanos por dólar estadounidense y 21.21 Dls/bl de crudo ligero), resulta ser la deshidratación de aceite crudo ligero en el Complejo de Producción Abkatún-D.
- Para la aplicación de las alternativas de deshidratación en las plataformas permanentes de Abkatún-A y Abkatún-D, se considera únicamente la incorporación de crudo emulsionado aportado por pozos no depresionados, cerrados debido a un porcentaje elevado de agua asociada. Debido a esta situación, se recomienda realizar estudios complementarios que involucren aspectos relacionados con yacimientos y sistemas artificiales de producción, dado que las condiciones propias del yacimiento y/o la energía adicionada a pozos depresionados, pueden modificar las producciones establecidas en este estudio.

## BIBLIOGRAFÍA.

1. "American National Standard Code for Pressure Piping Liquid Petroleum Transportation. Transportation Piping Systems. ANSI/ASME B31.4". American Society of Mechanical Engineers. N.Y. EU; 1980.
2. "API Specification for Oil and Gas Separators. API Specification 12J". 5a de. API Production Department, Dallas, Texas; 1982.
3. Arnold, Ken; Stewart, Maurice. "Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities". GPC. Vol. I. Houston, Texas; 1986.
4. Arnold, Ken; Stewart, Maurice Jr. "Designing Oil and Gas Production Systems". World Oil, febrero, marzo y mayo; 1985; diciembre, 1984.
5. Arnold, Kenneth E. "Design Concepts for Offshore Produced Water Treating and Disposal Systems". JPT. SPE No. 9013, febrero; 1983.
6. Arnold, Kenneth E. "Droplet-Settling vs Retention Time. Theories for Zising Oil/Water Separators". SPE No. 16640, febrero; 1990.
7. "Asistencia técnica para incorporar la producción de pozos cerrados por alto contenido de agua en la Región Marina". IMP. Línea de Investigación de Instalaciones Superficiales de Producción. Proyecto CDE-0503 (CBD-3190). México, enero; 1994.
8. Bansbach, Paul.L. "The How and Why of Emulsions". Petrolite Corp.. The Oil and Gas Journal. Septiembre; 1970.
9. Bolívar Villagómez, Héctor. "Apuntes inéditos de Evaluación de Proyectos de Inversión". Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México; 1998.
10. Bradley, Howard B; et al. "Petroleum Engineering Handbook". SPE. Richardson, Texas; 1987.
11. Burris, Donald R. "Dual Polarity Oil Dehydration". Petroleum Engineering. Agosto; 1977.
12. "Carta Geográfica de Instalaciones Marinas en la Sonda de Campeche. Plano GZM-PLG-05". Subgerencia de Inspección y Mantenimiento de Ductos. Región Marina Noreste. PEP. 1997.

13. "C-E NATCO PERFORMAX Matrix Plate Coalescer". National Tank Company. Artículo informativo G-1904-A2. 1982.
14. Chawla, M.L. "Field Desalting of Wet Crude in Kuwait". SPE No. 15711. Marzo; 1987.
15. C. S. Fang, et al. "Removal of Emulsified Crude Oil from Produced Water by Electrophoresis". SPE No. 21047. Febrero; 1991.
16. "Cude Oil Dehydrators". Hydrocarbon Research Inc. (HRI). Artículo informativo. 1997.
17. Cruz Vergara, Isidro M. "Importancia del desalado del aceite crudo y de los métodos para efectuarlo". Revista del IMP. Abril; 1985.
18. Ditria, J. C. ; Hoyack, M. E. "The Separation of Solids and Liquids with Hydrocyclone-Based Technology for Water Treatment and Crude Processing". SPE No. 28815. Noviembre; 1994.
19. "El Financiero". Dir.Gral. Rogelio Cárdenas. Año XIX. No. 5276. Octubre 15 de 1999.
20. "Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías". División de Ingeniería de Crane. McGraw-Hill. México; 1989.
21. Garaicochea Petirena, Francisco, et al. "Transporte de hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. México; 1991.
22. Gómez Cabrera, José A; et al. "Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie". Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México; 1986.
23. Hudgins Jr. M. C. "Chemical Treatments and Usage in Offshore Oil and Gas Production Systems". SPE. No. 22477. Mayo; 1992.
24. Islas Silva, Carlos. "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. México; 1991.
25. Jackson, David. E; Scott, Jack C. "What you should know about electrostatic coalescing". Petroleum-Chemical Engineering. Mayo; 1961.
26. Kerr, Helen Rosemary; Wheeler, Phillip Andrew. "Method for Separating Production Fluids". The British Petroleum Company. Patent Application GB2258167A.UK. Patent. Marzo; 1993.
27. Meyer, P. "Chemelectric Treating. A New Phase in the Electrical Dehydration of Oil Field Emulsions". National Tank Co. SPE No. 857. Noviembre; 1964.

28. "NATCO Dual Polarity and Electro-Dynamic Desalters". National Tank Company. Artículo informativo; 1997.
29. "NATCO. Electro-Dynamic Desalter". National Tank Company. Refinery Equipment. Artículo informativo 39010-A2; 1996.
30. "PEMEX. Anuario Estadístico 1998". Petroleos Mexicanos. Gerencia Corporativa de Evaluación e Información. México; 1999.
31. "PETRECO Bilectric Desalter". Patrolite. PETRECO Division. Artículo informativo 235-0145/5M/10-92. 1992.
32. "PIPESIM for Windows. Reference Book". Baker Jardín Petroleum Engineering and Software. EU. 1997.
33. Staiss, Friedrich, *et al.* "Improved Demulsifier Chemistry. A Novel Approach in the Dehydration of Crude Oil". SPE No. 18481. Agosto; 1991.
34. "The Howe-Baker EDGE". Howe-Baker Engineering, Inc. Artículo informativo. 1999.
35. "The Richardson Rapid System. Process Plant Construction Stimating Standards". Richardson Engineering Services, Inc. Vol.IV. EU; 1994.
36. Thro, Mary, Arnold, K. E. "Water Droplet Size Determination for Improved Oil Treater Sizing". SPE No. 28537. Septiembre; 1994.
37. Zamora Reyes, Edgar. "Deshidratación Integral de aceite Crudo Producido en las Regiones Marinas". AIPM. México. Octubre; 1998.
38. Zamora Reyes, Edgar. "Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la Optimización y Modernización de las Instalaciones de Producción del Distrito Agua Dulce". IMP. México; 1996.
39. Zamora Reyes, Edgar; Janitzio Morales, Francisco. "Estudio para la deshidratación del Aceite Crudo Ligero en los Complejos de Producción Abkatun-A y D". IMP. México; 1999.

## NOMENCLATURA.

A: Amper

$A_p$ : área de la partícula de agua,  $\text{pie}^2$

bbl : barriles

B/C : relación beneficio/costo

BPD : barriles por día

c : constante del calor específico,  $\text{BTU/lb-}^\circ\text{F}$

$^\circ\text{C}$  : grados centígrados

$C_f$  : coeficiente de fricción entre las fases de agua y aceite, adimensional

d : diámetro de la partícula de agua, m

Dls : dólares estadounidenses

$d_m$  : diámetro mínimo de la gota de agua que debe separarse del aceite crudo para diseñar un tratador convencional de emulsiones,  $\mu\text{m}$

$d_{m1\%}$  : diámetro de la gota de agua necesario para obtener un corte de agua de 1% en el crudo tratado,  $\mu\text{m}$

$d_{\text{sep}}$  : diámetro interno del separador, pg

E : gradiente de voltaje eléctrico,  $\text{V/m}$

$E_c$  : gradiente eléctrico originado por un voltaje crítico,  $\text{V/m}$

F : fuerza de atracción entre partículas, N

$F_c$  : fuerza que ejerce la gravedad sobre la partícula de agua, N

$F_F$  : fuerza de flotación que actúa sobre la gota de agua, N

$F_f$  : fuerza resultante que actúa sobre la gota de agua, N

$^\circ\text{F}$  : grados Fahrenheit

g : aceleración originada por la fuerza de gravedad,  $\text{pie/s}^2$

$g_c$  : factor de corrección para ajustar el valor de la aceleración gravitatoria,  $\text{lb}_m\text{-pie/lb}_f\text{-s}^2$

gal : galones

gal/h : galones por hora

h : horas

HP : caballos de potencia

**K** : constante utilizada en el método de diseño de separadores propuesto por K. Arnold que depende de las propiedades del gas y líquido, adimensional  
**k** : constante dieléctrica, adimensional  
**kg** : kilogramos  
**Kw** : kilowatts  
**l** : litros  
**lb** : libras  
**LMB** : libras por cada mil barriles  
**L<sub>ef</sub>** : longitud efectiva del separador, pies  
**L<sub>ss</sub>** : longitud tapa a tapa del separador, pies  
**m** : masa de la partícula de agua, lb  
**MBPD** : miles de barriles por día  
**mg** : miligramos  
**MMPCD** : millones de pies cúbicos por día  
**NR<sub>c</sub>** : número de Reynolds, adimensional  
**PC** : periodo de cancelación o de recuperación, años  
**PGI** : porcentaje de ganancia sobre la inversión, %  
**ppm** : partes por millón  
**P<sub>op</sub>** : presión de operación del separador, psia  
**Q** : calor, BTU/h  
**q** : gasto másico, lb/h  
**q<sub>o</sub>** : gasto de aceite, BPD  
**q<sub>w</sub>** : gasto de agua, BPD  
**Q<sub>gmáx</sub>** : gasto máximo de gas que puede manejar un separador, MMPCD  
**Q<sub>lmáx</sub>** : gasto máximo de líquido que puede manejar un separador, BPD  
**r** : radio de la gota de agua, pies  
**°R** : grados Rankine  
**r<sub>p</sub>** : radio de la partícula de agua,  $\mu\text{m}$   
**S** : distancia entre gotas de agua, m  
**s** : segundos

SAUE : serie anual uniforme equivalente, Dls  
 SG<sub>g</sub> : densidad relativa del gas, adimensional  
 SG<sub>o</sub> : densidad relativa del aceite crudo, adimensional  
 SG<sub>w</sub> : densidad relativa del agua, adimensional  
 T : tensión superficial, N/m  
 TIR : tasa interna de retorno o de rendimiento, %  
 TMAR : tasa mínima atractiva de rendimiento, %  
 T<sub>op</sub> : temperatura de operación del separador, °R  
 t<sub>r</sub> : tiempo de residencia o de retención, min  
 VPN : valor presente neto, Dls  
 v : velocidad descendente de la gota de agua en el aceite crudo, pie/s  
 W<sub>c</sub> : corte o porcentaje de agua contenida en el aceite deshidratado, %  
 z : factor de compresibilidad del gas, adimensional  
 Δγ<sub>wo</sub> : diferencia de densidad entre el agua y el aceite crudo, lb/pie<sup>3</sup>  
 ΔT : incremento de temperatura, °F  
 μ : viscosidad del aceite crudo, cp  
 μ<sub>o</sub> : viscosidad dinámica del aceite crudo, lbm/pie<sup>3</sup>  
 ρ<sub>f</sub> : densidad de la fase continua, lb/pie<sup>3</sup>  
 ρ<sub>o</sub> : densidad del aceite crudo, lbm/pie<sup>3</sup>  
 ρ<sub>p</sub> : densidad de la partícula de agua, lbm/pie<sup>3</sup>  
 ρ<sub>w</sub> : densidad del agua, lbm/pie<sup>3</sup>