

32/
20j



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

OPTIMIZACION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO
DE ACEITE CRUDO EN LA PLANTA
DESHIDRATADORA, "LA VENTA, TAB."

T E S I S

Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO

Presenta:

ABRAHAM JULIAN ELJURE



México, D. F.

Septiembre, 1986



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-27

Señor JULIAN ELJURE ABRAHAM.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. M. I.- José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"OPTIMIZACION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE ACEITE CRUDO EN LA PLANTA DESHIDRATADORA, "LA VENTA, TAB.".

RESUMEN.

INTRODUCCION.

- I TEORIA DE LAS EMULSIONES.
 - II EVALUACION Y SELECCION DE AGENTES DESEMULSIFICANTES.
 - III PROCESO DE TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO.
 - IV PRUEBAS PARA DEFINIR LAS MODIFICACIONES AL TPATAMIENTO.
 - V MODIFICACIONES Y VENTAJAS DEL NUEVO PROCESO DE TRATAMIENTO.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
APENDICE A.
REFERENCIAS.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Enero 23 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E

	Pág.
Resumen	III
Introducción.	1
Capítulo I. Teoría de las emulsiones.	3
I.1. Importancia de la deshidratación y desalado del crudo	3
I.1.1. Materiales contaminantes del aceite crudo	4
I.1.2. Problemas y daños que provocan los materiales contaminantes	5
A) En el manejo de la producción de hidrocarburos.	
B) En la refinación del aceite crudo.	
I.2. Emulsiones.	8
I.2.1. Componentes de una emulsión agua en aceite.	9
I.2.2. Condiciones necesarias para formar una emulsión estable.	10
I.2.3. Efecto de los agentes emulsificantes.	11
I.2.4. Factores que intervienen en la estabilidad de una emulsión	12
I.2.5. Acción del agente desemulsificante.	16
I.2.6. Diferentes equipos de tratamiento	20
A) Separadores de tres fases.	
B) Eliminadores de agua libre.	
C) Tanques deshidratadores.	
D) Tratadores convencionales.	
E) Tratadores electrostáticos.	
I.2.7. Tratamientos requeridos y posibles combinaciones.	35

Capítulo II. Evaluación y selección de agentes des- emulsificantes.	41
II.1. Selección y productos básicos para los agen- tes des- <u>emulsificantes</u>	41
II.2. Evaluación de los surfactantes.	43
II.2.1. Preparación de soluciones al 2%	44
II.2.2. Toma de la muestra de emulsión.	45
II.2.3. Prueba de laboratorio	46
II.3. Factores que intervienen en la selección - del reactivo des- <u>emulsificante</u>	51
II.4. Prueba Industrial	52
Capítulo III. Proceso de tratamiento del aceite crudo . .	54
III.1. Descripción del proceso actual.	54
III.2. Costos de tratamiento	58
A) Costo del reactivo des- <u>emulsificante</u> .	
B) Costo por calentamiento.	
Capítulo IV. Pruebas para definir las modificaciones al tratamiento	65
IV.1. Pruebas de laboratorio para definir nuevas condiciones de operación	67
IV.2. Pruebas con un tanque deshidratador atmos- férico a escala piloto.	70
Capítulo V. Modificaciones y Ventajas del nuevo proceso de tratamiento.	80
V.1. Descripción del proceso modificado.	80
V.2. Análisis de costos de tratamiento	84
A) Costo de reactivo des- <u>emulsificante</u> .	
B) Costo por calentamiento.	
V.3. Comparación de los procesos para la deshi- dratación de aceite crudo en la Unidad Pe- troquímica, "La Venta".	89
Conclusiones y Recomendaciones.	95
Apendice A.	98
Referencias	113

RESUMEN

En este trabajo se presenta la optimización al proceso de tratamiento de aceite crudo en la Planta Deshidratadora de la Unidad Petroquímica "La Venta", Tab.

Primeramente se revisan los conceptos fundamentales sobre la formación de emulsiones, su estabilidad y rompimiento; asimismo se describen los diferentes equipos de tratamiento y procesos empleados en la deshidratación y desalado del aceite crudo. También, de manera detallada, se muestra el método experimental para la evaluación y selección de agentes químicos desemulsificantes.

A continuación, se describe el proceso actual de tratamiento del aceite crudo en la planta y se analiza su costo. Posteriormente, se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio y a escala piloto, realizadas a fin, de encontrar el reactivo desemulsificante adecuado para deshidratar el crudo a temperatura ambiente. Una vez seleccionado; y analizando los resultados sobre el comportamiento del reactivo, se proponen las modificaciones al proceso de tratamiento, con el fin de optimizar el sistema de deshidratación de esta planta.

Finalmente, se presenta un análisis comparativo entre el proceso actual y el propuesto, con el objeto de determinar las ventajas técnicas y económicas que se obtendrán con el - nuevo proceso de tratamiento.

I N T R O D U C C I O N

El aceite crudo producido en los pozos petroleros, generalmente contiene agua y otros materiales que deben ser separados del aceite, a fin de mantener el crudo dentro de especificaciones, de manera que, se satisfagan los requerimientos para su refinación o exportación.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de aceite crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada.

El agua salada fluye con el aceite en forma de baches o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en el aceite. En el primer caso, se trata de una mezcla de aceite y agua, - mientras que en el segundo caso se tiene una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de aceite crudo son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación secundaria, adquiere un mayor grado de emulsificación. Los métodos de - tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales, hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. General-

mente el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de las emulsiones agua en aceite ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo, siguen siendo factores decisivos.

En la actualidad, a nivel mundial, la baja en los precios del petróleo ha significado un problema adicional, el cual condiciona la rentabilidad de los proyectos destinados a la Industria Petrolera. Debido a esta situación, en nuestro país, Petróleos Mexicanos actualmente lleva a cabo un plan interno de Ahorro de Energía, cuyo objetivo es minimizar el consumo de energía en sus instalaciones, así como aumentar la eficiencia en los procesos requeridos para el tratamiento y manejo de los hidrocarburos.

En este trabajo, se presentan los estudios de laboratorio y a escala piloto que se realizaron con la finalidad de optimizar el sistema de deshidratación de aceite crudo en la Unidad Petroquímica, "La Venta", Tab. En base al análisis de los resultados de éstos estudios, se presentan las modificaciones propuestas al proceso actual, mediante la incorporación de un tanque deshidratador atmosférico; con lo que se espera resolver los problemas que se presentan actualmente en la planta y obtener ahorros sustanciales, tanto en el consumo de gas combustible como de reactivo desemulsificante.

I.- TEORIA DE LAS EMULSIONES

I.1.- Importancia de la Deshidratación y Desalado del Crudo.

Es común que el aceite crudo producido de los yacimientos petrolíferos después de un cierto período de explotación, contenga agua y otras impurezas, las cuales deben ser removidas para propósitos de refinación o exportación de crudo. Debido a esta situación es de suma importancia la deshidratación y desalado, ya que facilitará su procesamiento en refinería y además, evitará problemas que pueden presentarse en los equipos de calentamiento, tuberías y otras partes del sistema de transporte.

Por otro lado, si el aceite contiene materiales contaminantes que excedan las especificaciones para su refinación o venta, el precio del crudo se verá castigado, ya que será necesario por parte del comprador, volverlo a tratar - para poder efectuar el proceso de refinación.

I.1.1.- Materiales contaminantes del aceite crudo.

Las principales impurezas o materiales contaminantes en el aceite crudo son: agua y sales solubles e insolubles - asociadas con el agua. El agua no solamente contribuye a la corrosión, sino también absorbe calor cuando se destila el crudo y aumenta los requerimientos de energía para su transporte y calentamiento.

Por lo tanto es necesario reducir el contenido de agua en el crudo a su mínima expresión.

Las sales solubles en agua consisten principalmente en sales de Calcio, Sodio y Magnesio, generalmente en forma de cloruros, carbonatos y bicarbonatos, aunque en algunas - áreas se han encontrado cantidades considerables de sulfatos. La concentración de estas sales varía ampliamente. Es común encontrar agua con salinidad igual a la del agua de mar - (aproximadamente 3%), pero en algunos lugares pueden encontrarse valores del orden del 10% y mayores. Cuando el contenido de sales es mayor del 15%, probablemente parte de las sales se encuentran en forma de cristales, debido a la saturación y evaporación del agua.

Además de las sales, algunos aceites crudos contienen cantidades apreciables de materiales sólidos dispersos en el aceite. La naturaleza de los sólidos depende de la estructura geológica productora y de las condiciones de producu

ción y transportación del crudo. Generalmente son partículas finas de Sílice, fragmentos de Fierro y otros materiales que el aceite desprende y dispersa.

I.1.2.- Problemas y daños que provocan los materiales contaminantes.

A) En el manejo de la producción de hidrocarburos.

El agua, al emulsionarse en el aceite aumenta la viscosidad del mismo, ocasionando que se incrementen las caídas de presión a través de las tuberías de conducción por lo que se requerirá mayor potencia para el bombeo de la emulsión.

Las sales disueltas pueden ocasionar dos problemas:

- i) Corrosión: Si el agua no tuviera sales, prácticamente la corrosión sería insignificante, pero a medida que aumenta su contenido, la velocidad de corrosión se incrementa, ocasionando daños en las líneas de transporte y al equipo de producción.
- ii) Incrustación: Entre mayor sea el contenido de sales en el agua, aumenta la tendencia incrustante lo que ocasiona una disminución en el área de flujo, propiciando mayores caídas de presión.

Los sólidos suspendidos ocasionan erosión en los cambios de dirección de las líneas de transporte y equipo de producción, esto es, debido a los continuos choques de las partículas con las paredes de tuberías y equipos. Otro problema que ocasionan los sólidos, es la reducción de la capacidad en los tanques de almacenamiento, debido a su asentamiento con el paso del tiempo.

B) En la refinación del aceite crudo.

El agua, las sales y los sólidos que acompañan al aceite afectan en gran medida a los procesos de refinación, ya que en forma directa alteran las condiciones de operación y perjudican a los equipos de tratamiento.

Los principales factores de daño son:

a) Corrosión.— Mientras más se acerque el desalado de los crudos al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es altamente corrosivo. Los cloruros de Hierro formados a su vez producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y ácido sulfhídrico (H_2S) están presentes en el aceite bajo condiciones reductoras. Los cloruros de Hierro reaccionan con el H_2S produciendo HCl, de donde se infiere que estos cloruros, teniendo una doble acción, deben reducirse a su mínima concentración posible.

- b) Erosión.- Mientras mayor cantidad de sólidos sean separados del aceite, menor será la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como tuberías de alimentación de crudo, oleoductos, cambiadores de calor y bombas.
- c) Taponamiento.- Cuando se efectúa una eficiente limpieza del crudo, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos en los cambiadores de calor y en el equipo de destilación. En ocasiones, la acumulación de sal acelera la descomposición del petróleo con la consiguiente depositación de coque.

Con la depositación de sólidos disminuye tanto la eficiencia en la transmisión de calor como la capacidad de fraccionado del crudo, al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo, con el consiguiente aumento en los costos de mantenimiento.

Otros factores como calidad de los productos fraccionados, menor envenenamiento de catalizadores por desintegración de éstos, son factores de gran importancia.

1.2.- Emulsiones.

Una emulsión es una mezcla entre dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales está disperso en el otro en forma de gotas y se encuentra estabilizado por medio de un agente emulsificante.

A las gotas dispersas se les conoce como la fase interna o dispersa y al líquido que las rodea se le conoce como la fase continua o externa. El agente emulsificante aísla física y eléctricamente a las gotas dispersas de la fase continua.

En los yacimientos petroleros el agua y el aceite se encuentran como dos fases, las cuales al extraerse forman generalmente una emulsión agua en aceite, aunque en ocasiones se pueda presentar una emulsión inversa, es decir, aceite en agua. El tipo de emulsión dependerá de la cantidad y característica de cada fase, además de las condiciones que prevalescan cuando la emulsión se forme. Sin embargo no existe una teoría coherente que describa la formación y estabilidad de las emulsiones. La mayoría de las discusiones teóricas están limitadas a sistemas y condiciones particulares, pero no son necesariamente aplicables a la generalidad de los casos.

I.2.1.- Componentes de una emulsión agua en aceite.

Una emulsión directa básicamente esta compuesta por tres componentes.

- 1).- El agua, como la fase dispersa o interna
- 2).- El aceite, como la fase continua o externa
- 3).- Y el agente emulsificante, como estabilizador de la dispersión.

En una emulsión agua en aceite, la fase acuosa se encuentra dispersa en el aceite en forma de gotas, dependiendo del tamaño de gotas la emulsión podrá ser menos o más estable, es decir si la gota de agua es grande la emulsión, en términos generales, será menos estable, pero si ocurre lo contrario la emulsión tenderá a ser estable y por lo tanto más difícil de romper. Aunque no en todos los casos esto resulta cierto, dado que influyen también otros factores, se puede tomar como una referencia cualitativa que indique la estabilidad de la emulsión.

El aceite o la fase continua rodea a las gotas de agua dispersas en él y a su vez las mantiene en suspensión, aunque algunas por el efecto de la gravedad se sedimentan fácilmente.

El agente emulsificante estabiliza a la dispersión,

dado que crea una película alrededor de las gotas de agua, que minimiza la tensión interfacial evitando así la floculación y coalescencia de las gotas; asimismo por sus características físicas, el emulsificante facilita la afinidad entre el aceite y el agua, dando la apariencia de tener un solo fluido.

Estos tres componentes son indispensables para formar una emulsión agua en aceite, pero no se debe olvidar que para formar una emulsión se tendrán otros factores que también contribuyen.

I.2.2.- Condiciones necesarias para formar una emulsión estable.

Una emulsión podrá crearse si se cuenta con dos líquidos inmiscibles (agua y aceite), y una gran agitación para dispersar uno en el otro. Sin embargo, nunca se formará una emulsión si se tiene únicamente uno de los dos líquidos aunque exista una agitación muy grande.

Estos dos líquidos además de ser inmiscibles son incompatibles de modo que si se confinan dentro de un mismo recipiente, ellos rápidamente encontrarán un estado en el cual exista el menor contacto o la menor área de interfase.

Una gota de agua dentro del seno del aceite tomará aquella forma que le proporcione una menor área de superficie, es decir la de una esfera, además esta gota se presiona

rá por sí sola, haciéndose tan pequeña como sea posible, de tal manera que su superficie de contacto también se vea reducida. La medida de esta fuerza de contracción de la gota se conoce como tensión superficial.

Es importante mencionar que cuando se genera una emulsión agua en aceite, además de la acción que ejerce la agitación sobre ella, también el agente emulsificante contribuirá a estabilizar a la emulsión.

I.2.3.- Efecto de los agentes emulsificantes.

Los agentes emulsificantes presentes en el aceite crudo son: asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de la corrosión, sólidos finamente divididos y otros.

"El emulsificante es un agente activo de superficie el cual altera las características de la interfase agua-aceite."

El emulsificante por lo general en una emulsión agua en aceite, se encuentra presente dentro de la fase oleosa y tiende a emigrar hacia la interfase, concentrándose en ella. Su acción se lleva a cabo en la interfase, propiciando que la tensión interfacial entre los dos líquidos disminuya. Al concentrarse el emulsificante en la interfase forma una barrera física para adherirse a las gotas de agua. De ahí -

que las partículas de emulsificante se muevan en la fase oleosa y tiendan a rodear a las gotas de agua, manteniéndose en suspensión en el medio que las rodea. Asimismo el emulsificante evita que las gotas de agua se floculen, de tal manera que la emulsión tiende a estabilizarse.

I.2.4.- Factores que intervienen en la estabilidad de una emulsión.

La estabilidad de una emulsión depende de varios factores. El tamaño de las gotas de agua dispersas en la fase continua, es una de las alternativas que se tienen para medir la estabilidad de una emulsión. (Fig. 1 y Fig. 2)

El grado de agitación, determinará el tamaño de las gotas de agua, mientras éstas sean más pequeñas, mayor será la estabilidad de una emulsión y viceversa, pero en las emulsiones estables se ha encontrado que contienen todos los tamaños de gotas, aunque el porcentaje de gotas grandes es muy pequeño.

La viscosidad de la fase continua o externa juega un doble papel. Un aceite con una alta viscosidad (presenta una alta resistencia al flujo) y para un cierto grado de agitación, tenderá a romper a las gotas dentro de la fase acuosa pero no tan finas y numerosas, como ocurriría si el aceite fuera de baja viscosidad. Por otro lado, la viscosidad alta del aceite puede mantener en suspensión a las gotas

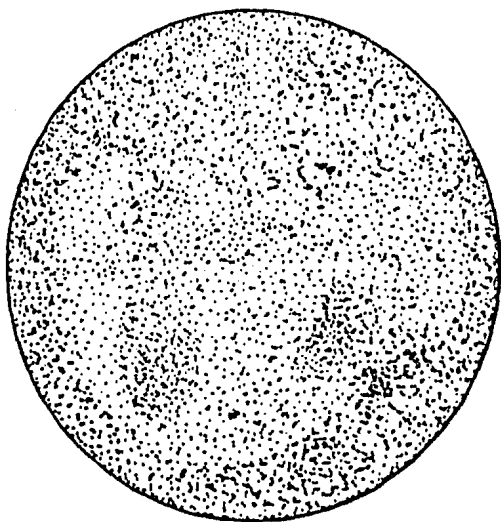


FIG.1. ILUSTRACION DE UNA EMULSION DURA O ESTABLE .

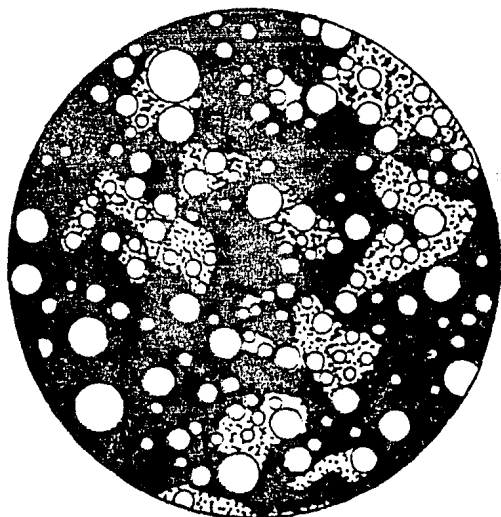


FIG.2. ILUSTRACION DE UNA EMULSION SUAVE O INESTABLE .

grandes de agua dispersas en la fase continua, y las gotas pequeñas tendrán una mayor resistencia a asentarse.

Los crudos pesados retardan el movimiento de las partículas de emulsificante hacia la interfase. En general se puede decir que los crudos de viscosidad alta forman emulsiones poco estables aunque se tengan gotas pequeñas de agua dispersas en él.

El tipo de emulsificante afectará drásticamente la estabilidad de una emulsión. Existe una diferencia considerable en el poder de varios agentes bajo diferentes condiciones, por lo que no se pueden hacer simples generalizaciones; sin embargo, si se puede hablar de su actividad relativa la cual indicará en forma cualitativa su acción para formar una emulsión. Esta actividad está relacionada a dos funciones en general; primero la rapidez de migración hacia la interfase y segundo la acción en ese lugar. Cuando el aceite y el agua se mezclan por primera vez, el agente emulsificante puede estar distribuido uniformemente en la fase continua, pero en este paso la emulsión es relativamente inestable. Con el tiempo, el agente emulsionante que se encuentra en la fase oleosa emigra hacia la interfase agua-aceite para así activar sus características de superficie. Esta migración con el tiempo produce una película gruesa y fuerte alrededor de las gotas, dando como resultado una emulsión más difícil de romper que la emulsión que se formó en un principio.

"Como los componentes de los agentes emulsificantes tienen diferentes propiedades, el tiempo requerido para la migración variará de emulsión a emulsión".

Aunque la mayoría de las emulsiones se presentan en campos petroleros de explotación avanzada y por lo regular son emulsiones agua en aceite, ocasionalmente se presenta el proceso inverso, es decir emulsiones aceite en agua. Este problema se presenta comunmente cuando se han aplicado procesos de recuperación secundaria, por altos ritmos de explotación o comunicación del acuífero con el yacimiento. Sin embargo, algunas veces se presentan ambas emulsiones en el mismo sistema y esto puede deberse a una estimulación ácida de los pozos.

Las condiciones necesarias para formar una emulsión inversa.

- a).- Alto porcentaje de agua producida
- b).- Bajo contenido de sal en el agua producida
- c).- Y que el agente emulsificante se encuentre en la fase acuosa.

Los cambios eléctricos juegan un papel importante en la estabilidad de una emulsión aceite en agua. Estos cambios pueden ser menos drásticos en aguas con baja conductividad o bajo contenido de sal. Si el contenido de sal se incrementa, esto originará un tipo de emulsión menos estable de manera que los cambios en las partículas de aceite moti-

ven a que se unan fácilmente. Con el agente emulsificante en el agua se evitará la floculación y coalescencia de tal manera que la emulsión tienda a estabilizarse.

I.2.5.- Acción del agente desemulsificante.

Un desemulsificante es efectivo si realiza cuatro funciones:

- 1).- Una fuerte atracción en la interfase agua-aceite.
- 2).- La floculación.
- 3).- La coalescencia.
- 4).- Y el humectado de sólidos.

En términos generales se puede decir que los emulsificantes y desemulsificantes son similares en naturaleza. Ambos son agentes activos de superficie; pero un desemulsificante tiene ciertas propiedades particulares que anulan los efectos de un emulsificante. Su acción la realiza en toda la interfase agua-aceite y de la rapidez con que llegue a ella, dependerá el trabajo que realice.

Como el emulsificante ya está presente, es frecuente que se encuentre en la interfase y sea un obstáculo adicional para el desemulsificante. Por lo tanto un buen --
desemulsificante deberá tener la suficiente movilidad a --
través de la fase oleosa y así concentrarse en la interfase para ejercer su acción. La principal acción que ejerce un

desemulsificante es la de floculación (Fig. 3), donde el -
desemulsionante se concentra en la superficie de cada gota
de agua, permitiendo una fuerte atracción entre ellas, de -
tal manera que posteriormente se unan y se asienten.

La característica del desemulsificante para producir
la agrupación de las gotas no consiste en romper la continui-
dad de la película de emulsificante, la realidad es que se -
añade a ella. Si el emulsificante presenta cierta debilidad,
la fuerza de floculación será suficiente para causar una com-
pleta resolución de la emulsión. Sin embargo, en la mayoría
de los casos es necesaria una acción adicional para unir las
gotas de agua y así lograr un mayor asentamiento de ellas.
A la acción de unir a las gotas se le llama coalescencia.

Un buen desemulsificante no debe solamente poder -
flocular a las partículas de agua, sino también poder romper
la película alrededor de las gotas y permitir que éstas se
unan. Como las partículas están muy cercanas debido a la -
floculación, esta situación facilitará el crecimiento de las
gotas y así su rápida separación.

En la mayoría de los crudos, se encuentran diferen-
tes sólidos como: Hierro, Sulfuros, Limo, Arcilla, Lodo de -
Perforación, Parafina, etc. que complican el proceso de dese-
mulsificación. Estos sólidos tienden agruparse en la inter-
fase contribuyendo significativamente a la estabilidad de la
emulsión. Con frecuencia los sólidos son los primeros mate-
riales estabilizantes y su remoción es necesaria para que el

SECUENCIA DE LA PRINCIPAL ACCION QUE EJERCE UN DESEMULSIFICANTE

" LA FLOCULACION "

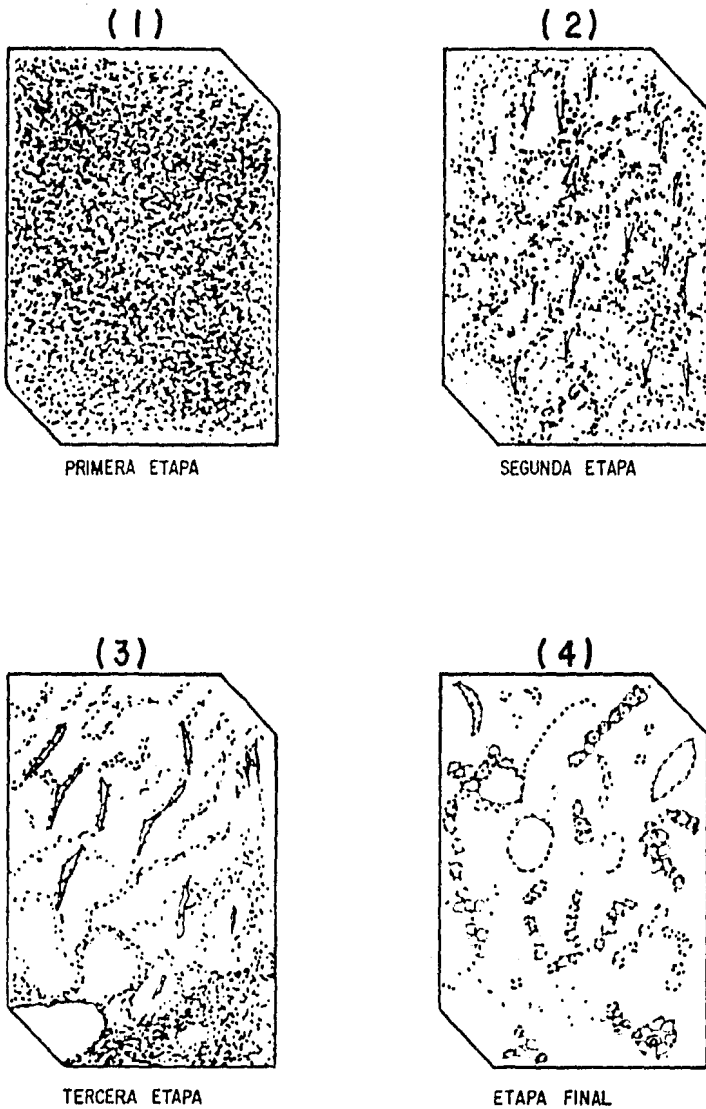


FIG.3. ACCION DEL AGENTE DESEMULSIFICANTE EN UNA EMULSION . 18

tratamiento resulte satisfactorio. Los sólidos pueden estar dispersos en el aceite o mojados por el agua. Si se encuentran dispersos en la fase oleosa, la emulsión puede estar tratada, pero los sólidos todavía permanecerán como un contaminante del crudo. Por lo tanto generalmente es más deseable remover los sólidos al mismo tiempo que se separa el agua.

El reactivo además de tener un fuerte poder de atracción en la interfase, la floculación y la coalescencia, debe ser capaz de humectar a los sólidos con el objeto de poderlos separar dentro de la fase acuosa y así contar con el aceite tratado sin contaminantes que excedan a las especificaciones del crudo.

Es muy raro que la simple estructura de un reactivo desemulsificante pueda realizar las cuatro funciones principales de un desemulsificante. Generalmente dos o más componentes básicos son armonizados para producir un compuesto el cual reúna las características necesarias de acción. Sin embargo, en la actualidad aunque existen muchos compuestos químicos para desarrollar los desemulsificantes, siempre será necesario evaluar y seleccionar los compuestos que formen un desemulsificante en particular para cada tipo de emulsión que se presente.

I.2.6.- Diferentes equipos de tratamiento.

En la Industria Petrolera se utilizan diferentes equipos de tratamiento para el aceite crudo, como:

- A) Separadores de tres fases
- B) Eliminadores de agua libre
- C) Tanques deshidratadores
- D) Tratadores convencionales
- E) Tratadores electrostáticos

A) Separadores de tres fases.

Los equipos de separación de gas y líquidos se fabrican para la separación de gas y aceite (separadores de dos fases) y para separar gas, aceite y agua (separadores de tres fases).

El agua, siempre y cuando no este emulsionada, podrá eliminarse en los separadores de tres fases. Estos equipos pueden ser verticales u horizontales, en la Fig. 4 se muestra un diagrama típico de un separador vertical. Algunos cuentan con un controlador móvil de interfase, que permite ajustar para cada condición particular la relación entre los volúmenes para el agua y para el aceite.

En general el control de la interfase es aceptable para manejar pequeñas cantidades de agua; la presencia de emulsiones o aceite de alta viscosidad los hace poco eficientes.

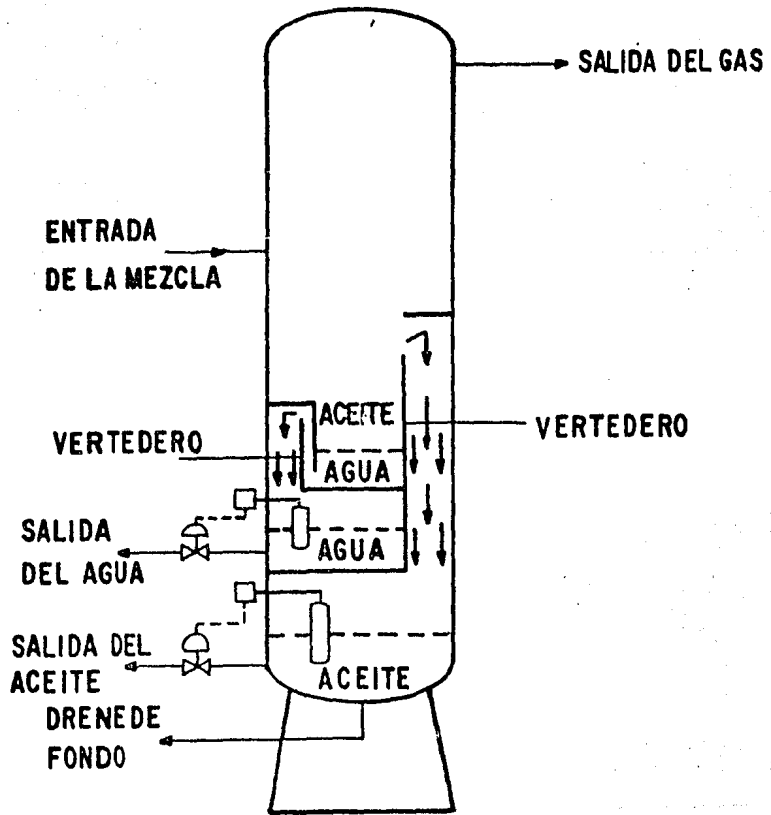


FIG.4. ESQUEMA DE UN SEPARADOR DE TRES FASES

B) Eliminadores de agua libre

Los eliminadores de agua libre se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre, antes que la emulsión entre a tratamiento. En la Fig. 5 se muestra el tipo convencional de eliminador de agua libre. La emulsión entra por el conducto central cuyo extremo queda en la fase acuosa. La emulsión asciende y el agua se asienta para drenarse por la parte inferior.

"Los eliminadores de agua deben instalarse antes de los calentadores, con el fin de evitar que el agua libre consuma el calor que deba ser absorbido solamente por la emulsión".

El diseño y operación es muy simple, aunque resultan muy útiles, rara vez se usan en nuestro medio. La aplicación en baterías que manejan porcentajes de agua del 20% o más, en campos como Tamaulipas - Constituciones, Poza Rica, Agua Dulce y Comalcalco, puede ser muy benéfica.

C) Tanques Deshidratadores (Gun barrells)

Los tanques deshidratadores (Fig. 6), están constituidos esencialmente de cinco partes:

- 1.- La línea de entrada; es el tubo que conduce la emulsión al tanque deshidratador.

- 1 ENTRADA DE FLUIDOS
- 2 IGUALADOR DE PRESION
- 3 SALIDA DE GAS
- 4 SALIDA DE EMULSION
- 5 SALIDA DE AGUA
- 6 EMULSION
- 7 FILTRO
- 8 AGUA

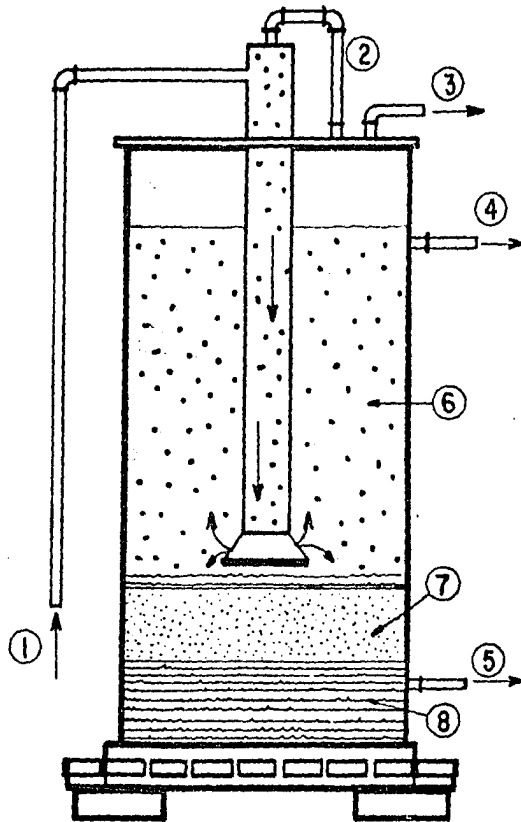


FIG. 5. ESQUEMA DE UN ELIMINADOR DE AGUA LIBRE.

2.- El tubo conductor, a través del cual pasa la emulsión antes de descargarse en el fondo del tanque deshidratador, que tiene tres propósitos principales:

a) Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque deshidratador.

b) Sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.

c) Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor (difusor) ubicado generalmente en el fondo del tubo conductor.

3.- El cuerpo del deshidratador, el cual tiene un colchón de agua que sirve de lavado a la emulsión.

4.- La línea de salida del agua, constituida por un sifón. Esta línea tiene dos finalidades: proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el deshidratador.

5.- La línea de salida del aceite, que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los

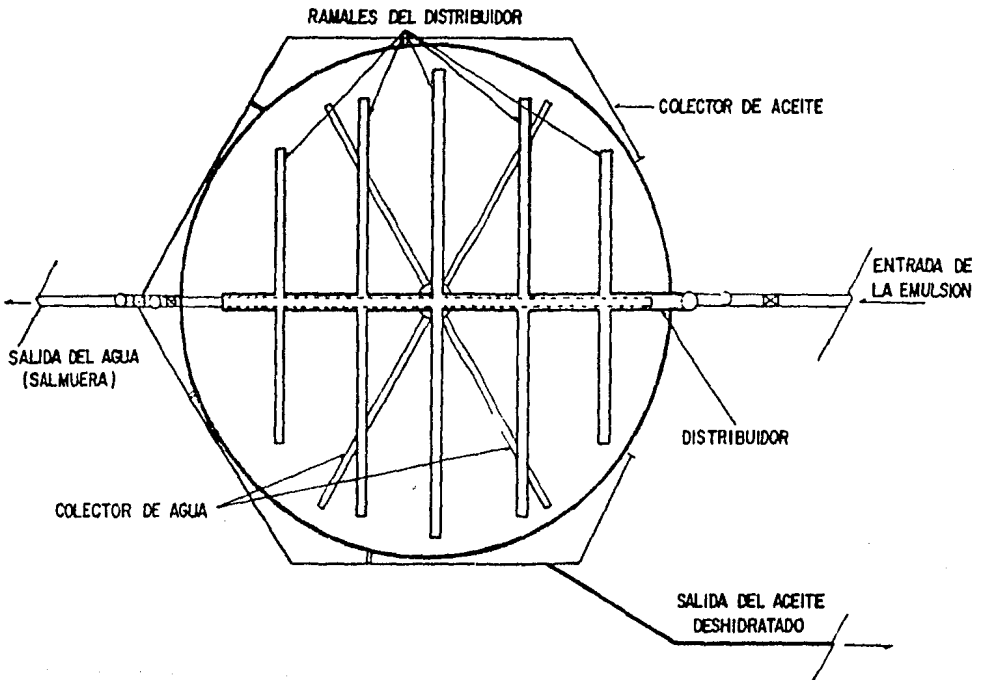
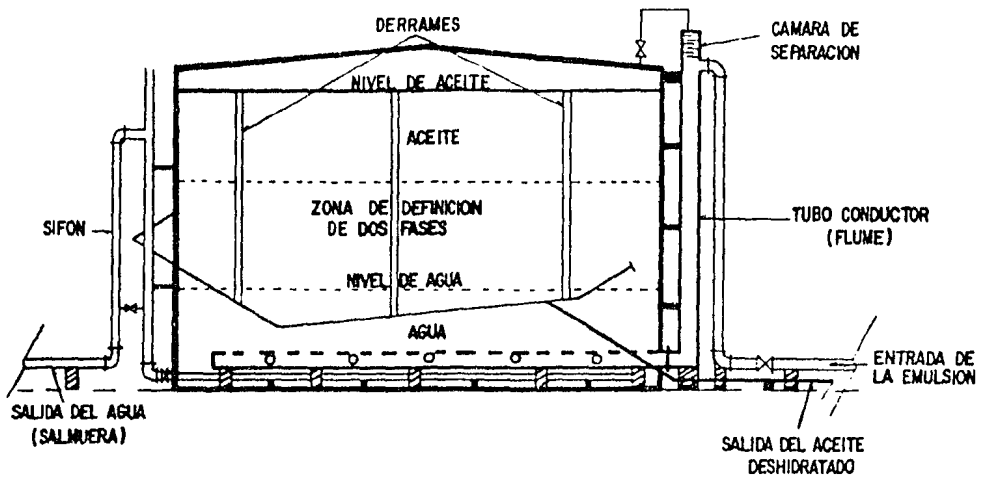


FIG. 6. ESQUEMA DE UN TANQUE DESHIDRATADOR.¹

¹ DISEÑO PROPUESTO POR:
Ing. Alberto Lory Mendoza (IMP).

tanques de almacenamiento.

La acción que tiene lugar en un tanque deshidratador consta de dos etapas: lavado y asentamiento. El lavado ocurre en el colchón de agua, el asentamiento se efectúa en el estrato de la emulsión. La altura del colchón es variable de acuerdo al tipo de emulsión.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón (Fig. 7), que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable. La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable.

A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en sifón y el tratador. Por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador. Inicialmente la altura de la columna A en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Puesto que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor equilibra una columna de agua B y de aceite C. Siendo el tubo ajustable el que determinará la altura de la interfase agua-aceite al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama en un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera una válvula de

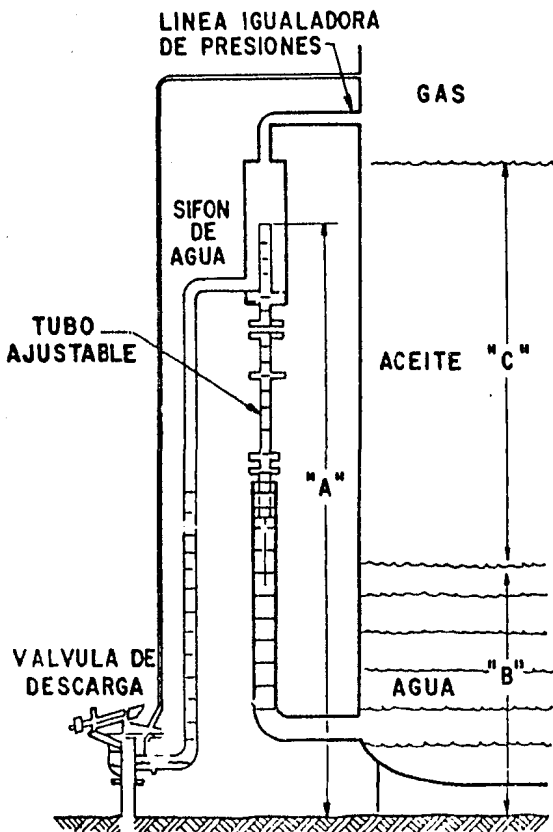


FIG. 7. DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR .

descarga que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

D) Tratadores convencionales.

El equipo moderno está formado de equipos que proporcionan, por sí solos, asentamientos, calor, agitación, etc. a la emulsión de que se trate. Uno de estos equipos se ilustra en la Fig. 8. La emulsión entra en (a) y pasa a la sección (b) de precalentamiento, en la sección (c) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (d) y se canalizan por la sección (e) donde se desgasifica totalmente, efectuándose en (f) el calentamiento de la emulsión desgasificada y el asentamiento del agua. En (g) se remueve el agua separada, en (h) está el controlador de la presión diferencial. La emulsión pasa a una sección de coalescencia (j) para lograr la remoción efectiva de restos de agua del aceite. En (k) se descarga automáticamente el agua, en (l) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenarse.

E) Tratadores electrostáticos.

Estos equipos generalmente son vasijas horizontales que operan a presión y temperatura, y que además cuentan con dispositivos internos, cuyo objetivo es generar zonas de distribución, campo eléctrico, recolección de aceite tratado y drene de salmuera separada.

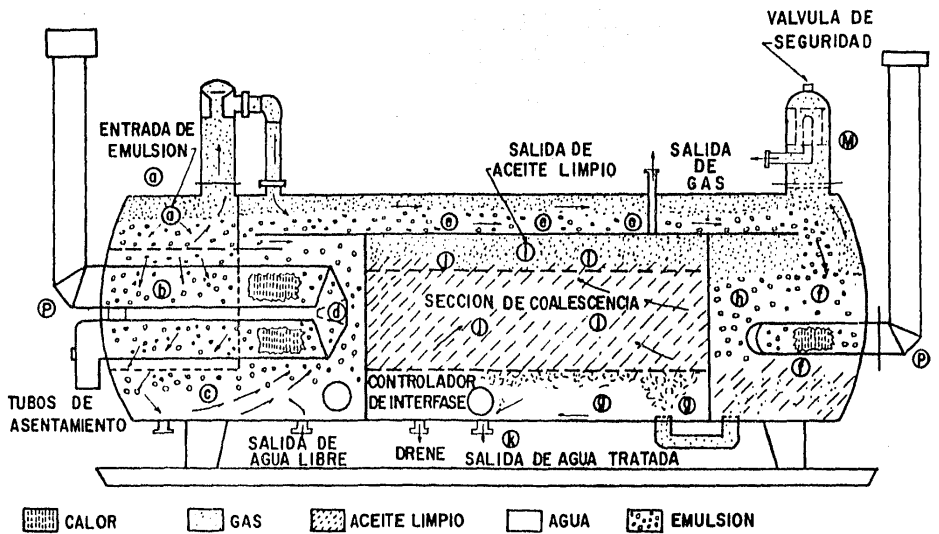


FIG.8. ESQUEMA DE UN TRATADOR CONVENCIONAL (TERMOQUIMICO)

Sus partes principales son:

- 1) Boquilla de entrada de la emulsión.
- 2) Distribuidor de la emulsión
- 3) Electrodo y transformador
- 4) Colector de aceite
- 5) Boquilla de salida de aceite tratado
- 6) Control automático de interfase
- 7) Boquilla de salida de salmuera

La parte más importante de este equipo son los componentes, para generar el campo eléctrico, los cuales se muestran en la Fig. 9.

Los elementos primarios son:

- Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts, 50 ó 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimentan a los electrodos de carga.
- Electrodo inferiores o de carga.
- Electrodo a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de -

(A) ELECTRODOS DE CARGA.

(B) ELECTRODOS A TIERRA.

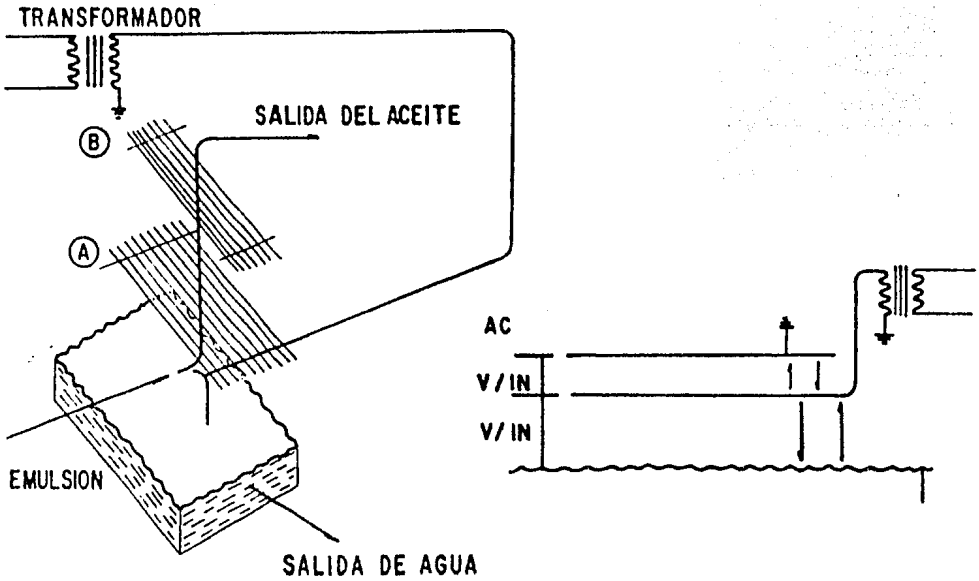


FIG.9. COMPONENTES DEL CAMPO ELECTRICO

baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica, los segundos son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

La emulsión se reparte en la sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar a través del campo eléctrico.

En la Fig. 10 se muestra un esquema típico de un tratador electrostático. La temperatura de tratamiento adecuado para este tipo de tratadores, se determina con la Fig. 11 en función de la densidad del crudo.

La fuente de poder o transformador es capaz de convertir un potencial primario en el rango de 220 ó 480 volts, a un potencial secundario de 13000 a 23000 volts. Para unidades de corriente continua se requieren voltajes más elevados. En sistemas con corriente continua - alterna se requieren rectificadores de voltaje mecánicos como tubos de vacío (bulbos) o rectificadores de estado sólido (transistores).

La pieza más crítica es el dispositivo que conecta el transformador a la sección de electrodos llamado boquilla de entrada, ésta no solo conduce al voltaje a través del cuerpo del tratador sino que soporta además las variaciones de presión, fluctuaciones de voltaje y numerosos ciclos térmicos. Las boquillas de entrada más recomendables son de teflón.

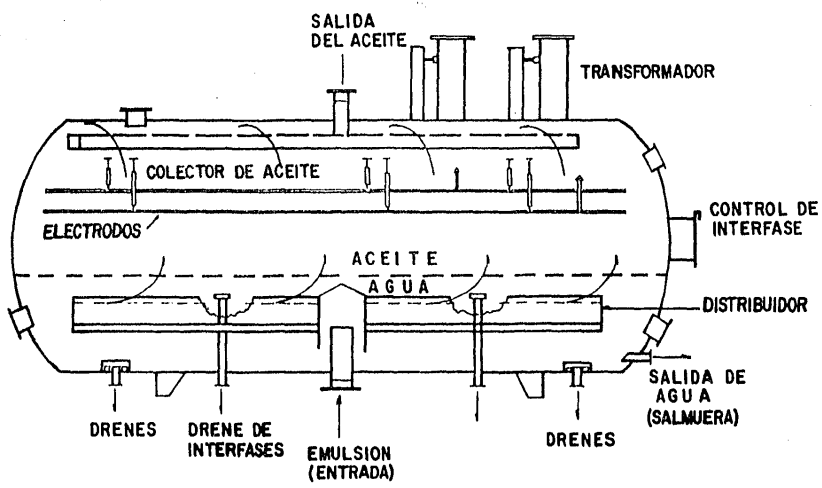
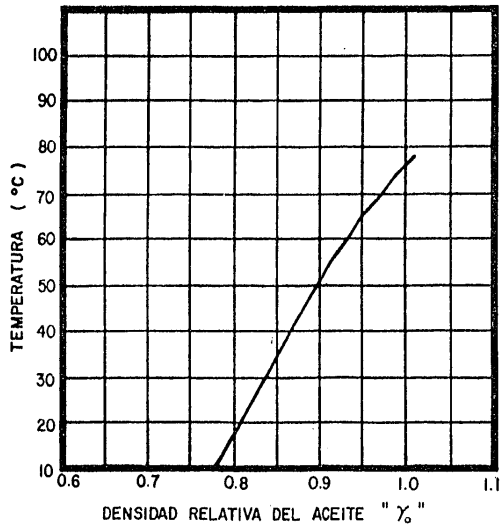


FIG. 10. ESQUEMA DE UN TRATADOR ELECTROSTATICO CONVENCIONAL .



**FIG.II. TEMPERATURA DE DESHIDRATACION DEL ACEITE .
(UNIDADES ELECTROSTATICAS)**

También de importancia crítica en el diseño de un tratador electrostático es el dispositivo a través del cual se controla el flujo de corriente a la sección de electrodos. Es necesario limitar la corriente para proteger los conductos y el transformador sobre todo cuando por mala operación, los electrodos quedan dentro de la emulsión. Los dispositivos de este tipo son: rompedores de circuito automático. Para evitar los incendios que pudieran generarse en la sección de electrodos al no llenarse completamente de líquido debe instalarse un interruptor automático para desenergizar los electrodos.

"Un proceso de deshidratación y desalado empleando equipo eléctrico requiere de pruebas en planta piloto para seleccionar los parámetros y la unidad más adecuada para cada emulsión".

I.2.7.- Tratamientos requeridos y posibles combinaciones.

Los problemas de operación en las plantas de tratamiento de crudo son variados y se presentan con frecuencia.

Para garantizar la eficiencia de una planta, es necesario que los diversos factores que intervienen (calor, -desemulsificante, agitación, electricidad y tiempo de asentamiento) estén balanceados entre sí. Si uno de ellos se modifica, otro tendrá que cambiar a fin de restablecer el equilibrio.

Los cambios bruscos en la naturaleza de las emulsiones son poco frecuentes y pueden deberse a la introducción de una nueva corriente de crudo en forma temporal o permanente. En algunos casos debe cambiarse el desemulsificante.

Los productos empleados en estimulaciones ácidas a los pozos y los materiales producidos en la reacción, ocasionan cambios temporales en las emulsiones, cuando se incorporan lentamente en el aceite producido. En algunos casos es necesario tratarlo por separado.

Las variaciones repentinas en la carga que maneja la planta, son una de las causas más comunes de aumento en los contenidos de agua y sal del crudo tratado. La forma más práctica de compensarlas, es con la utilización de bombas dosificadoras de reactivo que, en forma automática, varíen el número de emboladas según la señal de carga o presión en la línea, o mediante el empleo de tanques igualadores de carga, que son tanques de almacenamiento de la emulsión y de estos, las bombas succionan una carga constante a la planta.

En la Fig. 12 se muestra un diagrama típico para la deshidratación del aceite crudo; sin embargo, es importante mencionar, que dependerá del tipo y características de la emulsión para que el proceso se lleve a cabo en su totalidad. Por ejemplo, si la emulsión no presenta más de un 20% de agua libre, no será necesaria su eliminación previa, asimismo si el tratamiento se realiza a temperatura ambiente, dado que se

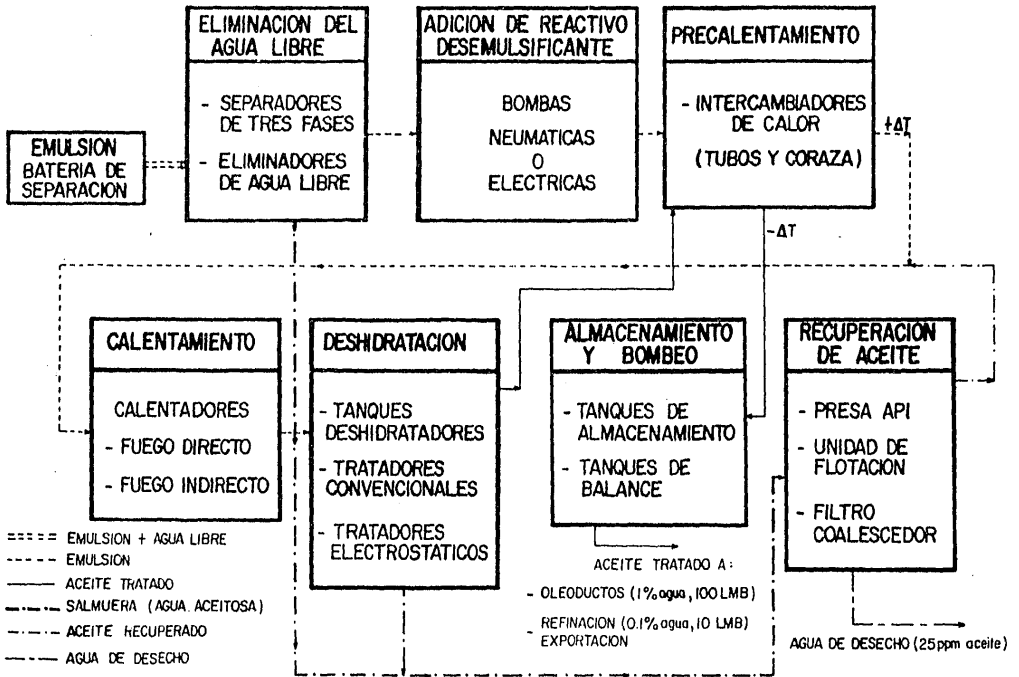


FIG.12. TRATAMIENTOS REQUERIDOS PARA LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO.

cuenta con el reactivo adecuado, también las etapas de precalentamiento y calentamiento se excluyen del proceso, por lo que el tratamiento requerido se simplifica.

En esta parte será de suma importancia la experiencia del ingeniero, ya que le ayudará a solucionar los problemas, obteniendo resultados satisfactorios a corto plazo.

En la Fig. 13 se muestra un diagrama típico para el desalado del aceite crudo, éste al igual que el de la Fig. 12 son diagramas generales, que enmarcan el proceso, pero que en muchos casos no es necesario utilizarlo en su totalidad. Por lo tanto para el tratamiento que se requiera y dependiendo también de los resultados que se deseen, serán las combinaciones que se realicen.

La deshidratación y desalado de crudos deben combinarse como se muestra en la Fig. 14, aunque no siempre en la misma planta, para mantener el aceite crudo dentro de las especificaciones. Los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 LMB* para manejarse en oleoductos, - 0.1% de agua y 10 LMB* para refinación o exportación y 25 ppm de aceite en el agua de desecho.

*LMB, libras de sal por cada mil barriles de aceite.

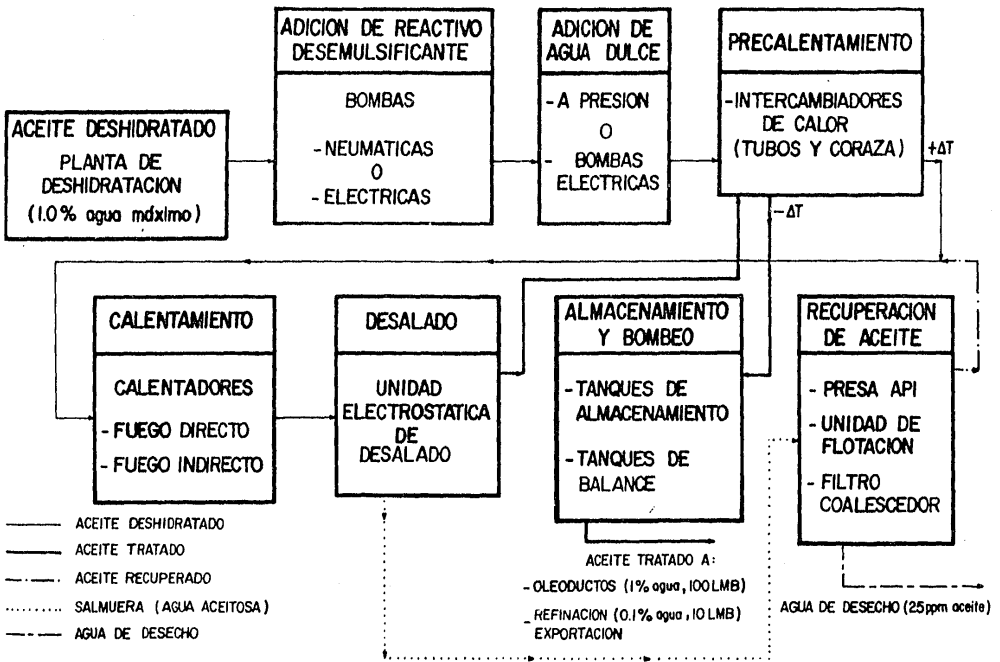


FIG.13. TRATAMIENTOS REQUERIDOS PARA EL DESALADO DEL ACEITE DESHIDRATADO .

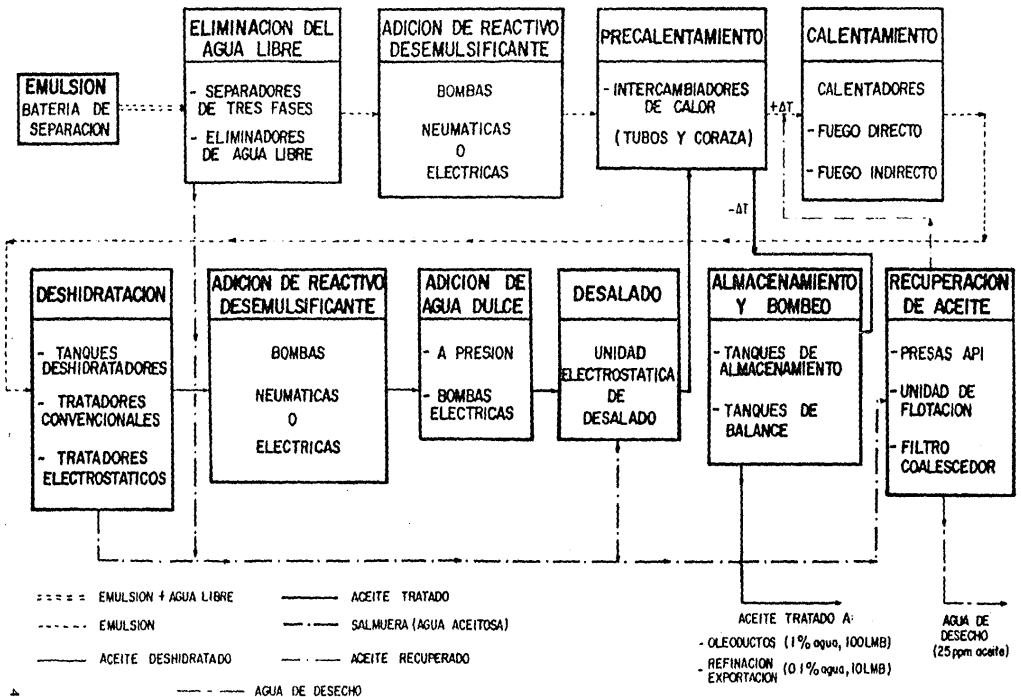


FIG.14. TRATAMIENTOS REQUERIDOS PARA LA DESHIDRATACION Y DESALADO DEL ACEITE CRUDO .

II.- EVALUACION Y SELECCION DE AGENTES

DESEMULSIFICANTES

II.1.- Selección y Productos Básicos para los Agentes Desemulsificantes.

La selección de un agente químico desemulsificante requiere de un enfoque técnico así como de experimentación. Esta situación determina que se utilice un procedimiento de ensaye y error. Mientras persista este método, el empleo - adecuado del índice relativo de solubilidad (HLB) es una - ayuda esencial.

A cada producto se le determina su HLB usando el - siguiente método:

El índice relativo de solubilidad (Balance Hidrofílico-Lipofílico) de un producto puede determinarse mediante la titulación con agua destilada, expresado en mililitros, necesario para producir una turbidez persistente en un gramo de producto disuelto al 4% de un disolvente hecho con benceno y dioxano.

Determinación del HLB, mediante la titulación con agua destilada.

- 1.- Se pesa un gramo de agente tensoactivo y se coloca en un matraz Erlenmeyer de 125 ml.
- 2.- Se prepara el solvente utilizando benceno y dioxano, cuyas proporciones se ajustan haciendo las variar y aplicando el procedimiento a un producto de HLB conocido.
- 3.- Se añaden 30 ml. del solvente en el matraz, mediante una bureta. Se agita hasta que el tensoactivo se disuelve perfectamente.
- 4.- Se titula con agua destilada, añadiéndola lentamente hasta el momento en que se observe una turbidez que dure un minuto o más.

Los productos con HLB menor que 13 son insolubles en agua. Entre 13 y 17, son dispersables en agua de bajas concentraciones. Los productos con HLB de 17 y mayores son completamente solubles en agua. Este sistema sirve de guía para probar los productos de valores diferentes de HLB y para seleccionar al rango de HLB, para lo cual se obtienen los mejores resultados en el tratamiento. Inicialmente se selecciona una familia de surfactantes básicos y se determina el producto que mejor deshidrata el aceite. A continuación podrán elegirse y seleccionarse otros productos de diferentes fami-

lias, con solubilidad similares. En general, los surfactantes con bajos o altos valores de solubilidad rara vez se usan individualmente, de tal manera que sus propiedades pueden mejorarse notablemente mediante mezclas. Generalmente las mezclas entre surfactantes de familias diferentes son mejores que si son de una sola, debido a la acción sinérgica.

II.2.- Evaluación de los Surfactantes.

El método para evaluar agentes químicos desemulsionantes consiste en reproducir en el laboratorio las condiciones de tratamiento de las emulsiones en el campo, tales como: Temperatura, Tiempo de Tratamiento, Grado de Agitación, etc. Los reactivos se prueban comparativamente con el reactivo en uso en la instalación y bajo las mismas condiciones.

Más que un método riguroso y definitivo, se trata de una serie de pruebas y observaciones desarrolladas empíricamente para seleccionar el tipo de dosificación del tensoactivo, o mezcla de tensoactivos, adecuados para aplicarse al proceso de deshidratación y desalado de crudos.

Este método de evaluación supone un conocimiento mínimo de la producción de aceite y de las técnicas de tratamiento a nivel de campo, así como de las operaciones de desalado del aceite.

La prueba está formada de las siguientes etapas:

- i) Preparación de las soluciones de los reactivos propuestos.
- ii) Toma de la muestra de emulsión.
- iii) Determinación del reactivo más adecuado para romper la emulsión en cuestión.
- iv) Método de Laboratorio para evaluar agentes.
- v) Determinación del agua y sedimento en el aceite tratado mediante la prueba centrifuga.
- vi) Establecimiento de una formulación para una emulsión en particular.

II.2.1.- Preparación de soluciones al 2%

a. Se obtienen muestras frescas de los reactivos por probar, una probeta graduada de 50 ml., frascos para colocar las soluciones y una dotación de solvente. Este solvente se prepara mezclando alcohol isopropílico con un hidrocarburo aromático, tal como tolueno, benceno o xileno.

b. Se llena con este solvente la probeta de 50 ml. a la marca de 49 ml., asegurándose en presencia de buena luz, que la parte inferior del menisco coincida con la marca de 49 ml.

c. Se agrega un mililitro del desemulsificante concentrado, para hacer un total de 50 ml. Téngase cuidado al

agregar el reactivo que éste no toque la pared de la probeta.

d. Se agita bien la probeta, cuidando que el fluido no se tire o salte fuera de la probeta, tapando con la mano limpia la boca de la probeta e invirtiéndola varias veces, hasta que el reactivo esté perfectamente disuelto.

e. Se enjuaga un frasco con un poco de la solución restante, tapándolo y colocándole su etiqueta respectiva. Este proceso repítase para el resto de los reactivos concentrados.

II.2.2.- Toma de la muestra de emulsión.

a. Es difícil fijar una técnica o procedimiento definitivo para la obtención de la muestra de emulsión, ya que los tipos de instalaciones de deshidratación son variables. Sin embargo, pueden señalarse algunas generalidades y precauciones.

b. La muestra debe ser representativa de la emulsión que se maneja en la instalación.

c. Cuando a la instalación concurren emulsiones con reactivo y no sea posible suspender la inyección de éste, es conveniente investigar separadamente cada emulsión, obteniendo la muestra en el punto inmediato anterior a donde se inyecta el reactivo.

d. En ocasiones hay necesidad de obtener muestras individuales limpias de todas las emulsiones que concurren a una instalación, y luego recombinarlas en las proporciones con que llegan a dicha instalación.

e. En cualquier caso, la muestra debe ser tomada - bajo las condiciones de turbulencia, temperatura y grado de emulsificación iguales o semejantes a las que prevalecen, en donde se inicia el proceso de deshidratación.

f. Si la muestra contiene agua libre deberá extraérsele perfectamente.

II.2.3.- Prueba de laboratorio.

a. Agréguese 100 ml. de emulsión en botellas de 180 ml. Conviene agitar sucesivamente el recipiente que contiene la emulsión, para obtener muestras uniformes.

b. A continuación debe agregarse a cada botella el volumen de solución al 2% propuesto, de acuerdo con el rango de relaciones de tratamiento que se desea investigar según la relación en uso en la instalación. La adición de esta - solución se logra con pipetas o microjeringas. En cualquier caso debe limpiarse perfectamente, usando solventes aromáticos o alcoholes tales como: metanol, etanol o isopropílico.

c. Se tapan las botellas y agitan lo suficiente -

para reproducir la agitación que sufre el aceite en la instalación particular de campo, desde el punto de inyección del reactivo hasta la etapa final de su deshidratación de campo.

d. Si la emulsión requiere calor para su tratamiento colócuense las botellas en baño maría. El tiempo y la temperatura de calentamiento se determina por comparación con las condiciones de la instalación. Deben mantenerse las mismas condiciones en las botellas. No debe agitarse o moverse una botella sin hacer lo mismo con las demás. Cualquier observación debe anotarse.

Al final del tiempo de reposo fijado, se suspende el calentamiento y se observa el volumen de agua separada, presencia de emulsión, color y aspecto general, haciendo las anotaciones correspondientes.

e. Determinación del porcentaje de agua residual.

e.1) Se llenan tubos de centrífuga de 12.5 ml. con tolueno, hasta la marca del 50%.

e.2) La muestra de aceite puede tomarse a cualquier altura del tirante de aceite, siendo igual para todas las botellas. Para tal fin, dispóngase de una pipeta de 20 ml. con una rondana de hule o corcho para ajustarse a la altura deseada. En algunos casos es necesario tomar hasta 3 muestras de cada botella (domo, centro y fondo).

e.3) Agréguese las muestras de aceite extraídas de las botellas a los tubos de centrífuga, hasta la marca de 100% y agítense. Se llevan a la centrífuga durante 3 minutos a 3000 rpm. Deben duplicarse, por la dilución indicada en el punto e.1, las lecturas de sedimentos, agua y emulsión.

e.4) Se agregan 2 ó 3 gotas del reactivo de separación rápida (RSR) a cada tubo de centrífuga, agitándolas fuertemente. Se calientan 5 minutos a 50°C y se centrifugan. La lectura de por ciento de agua residual se duplica, anotándose también la altura de la pipeta en el tirante de aceite.

f. Determinación de la salinidad residual del aceite.

Siendo el cloruro de sodio (NaCl) el compuesto fundamental del agua producida en los pozos petroleros, se acostumbra reportar la concentración de sales como la concentración de cloruro de sodio equivalente. Las unidades usadas en el campo son libras de cloruro de sodio equivalente por cada 1000 barriles de crudo (LMB). También se expresa como partes por millón (ppm), que es la salinidad en gramos de NaCl por millón de mililitros de aceite y se determina usando la siguiente expresión:

$$(\text{ppm}) = \frac{0.0585 \text{ NV}}{v}$$

en donde el factor 0.0585 es la masa equivalente del NaCl dividida por 1000; N es la normalidad de una solución de nitrato de plata (AgNO_3); V es el volumen de esta solución gastado para precipitar los cloruros y el denominador v es el volumen de agua usada en la determinación, expresado en mililitros. La concentración expresada en LMB, usando $v = 5 \text{ ml.}$, es:

$$(\text{LMB}) = 4100.416 \text{ NV}$$

Si se usa una solución de una normalidad N igual a 0.02438, queda:

$$C \cdot (\text{LMB}) = 100V$$

representando cada ml. de solución 0.02438 N de AgNO_3 , 100 libras por cada mil barriles de aceite (LMB).

f.1) Preparación de una solución 0.02438 N de nitrato de plata. Sabiendo que una solución 1N contiene en un litro de solución; un peso de nitrato de plata igual a 169.88, que es el peso molecular del nitrato de plata expresado en gramos, una solución 0.02438 N tendrá: $0.02438 \times 169.88 = 4.146 \text{ g.}$ Se pesan 4.146 gramos de AgNO_3 , se vierten en un matraz de un litro y se afora con agua destilada a un litro. Esta solución deberá envasarse en un frasco común ámbar.

f.2) Según se describió en el punto e.2. En pizetas de polietileno o embudos de separación de 100 ml., se agregan -

10 ml. de aceite, 10 ml. de agua destilada caliente, 10 ml. de gasolina y 2 ó 3 gotas de RSR. Se agitan perfectamente para propiciar un lavado completo del aceite, dejándose reposar 5 minutos. Se toman 5 ml. del agua de lavado en vaso de 150 ml. Se les añade 2 gotas de una solución acuosa de - dicromato de potasio al 20% y se titula con la solución de - nitrato de plata del paso anterior, gota a gota, hasta obtener una coloración rojo ladrillo. Se anota el volumen añadido y se transforma a LMB.

f.3) Algunas observaciones adicionales pueden hacerse. La forma de la interfase, su rigidez o elasticidad. El color y brillantez del aceite es otro factor importante. Una buena observación de estas características puede - proporcionar una información valiosa.

En lo que respecta al agua separada, deben tomarse muestras y analizarse en un colorímetro para determinar la - cantidad de aceite presente en el agua. En algunos casos los resultados de esta prueba pueden ser decisivos, ya que involucran el problema de contaminación ambiental, que se presenta cuando el agua drenada, además del contenido de sales, - arrastra cantidades considerables de aceite.

II.3.- Factores que Intervienen en la Selección del Reactivo Desemulsificante.

Para la selección del mejor reactivo desemulsionante deben considerarse los siguientes factores:

- 1.- La velocidad relativa de rompimiento, que generalmente se indica por la velocidad de separación del agua.
- 2.- La relación de tratamiento, que determina el costo de tratamiento.
- 3.- El grado de limpieza del aceite, dado por el porcentaje de agua y el contenido residual de sal.
- 4.- El contenido de aceite en el agua drenada.
- 5.- La interfase agua-aceite, tendiendo a ser definida, elástica y limpia.

Para la aplicación regular de una formulación desarrollada mediante pruebas de laboratorio será necesario llevar a cabo su prueba industrial a fin de determinar la eficiencia del agente desemulsionante en la deshidratación y desalado del crudo.

II.4 Prueba Industrial.

La prueba industrial consiste en el uso a nivel planta de los productos desarrollados en laboratorio y seleccionados mediante la "prueba de botella".

Durante la realización de la prueba industrial se busca cumplir con los siguientes parámetros, en comparación con el reactivo de uso normal.

- a) Igual o menor dosificación de reactivo.
- b) Menores costos de tratamiento por unidad de volumen del crudo tratado. .
- c) Igual o mejor definición de la interfase aceite-agua en los tratadores.
- d) Aceite tratado limpio, con menores contenidos de sal (entre 10-100 LMB) y agua (0.1-0.2%) residuales.
- e) Salmuera drenada con cantidades mínimas de aceite residual. (Menores a 25 ppm).
- f) Tiempos de tratamiento iguales o menores.

g) Características físicas estables durante el almacenamiento y el uso.

Aunque la prueba industrial deberá hacerse a igualdad de condiciones, los parámetros y valores máximos y mínimos de la deshidratación deberán pre fijarse en un programa de trabajo elaborado de común acuerdo entre el proveedor, que conoce el comportamiento de su producto a diversas relaciones de tratamiento, y el personal encargado de la operación y control químico de los procesos. Sin embargo, es conveniente recalcar que las condiciones de operación previas a la prueba se deberán mantener durante la misma para demostrar la eficiencia del reactivo propuesto en primera instancia. Posterior a estos resultados, si se hubieran encontrado ventajas con el reactivo probado, se podrán hacer intentos para: reducir el volumen de reactivo, disminuir los tiempos de tratamiento, economizar combustibles, variar condiciones de proceso, etc.

Una vez culminados los trabajos de campo, se deberá hacer un informe escrito en el cual se anoten los antecedentes, las actividades desarrolladas, los resultados obtenidos y las conclusiones y observaciones pertinentes.

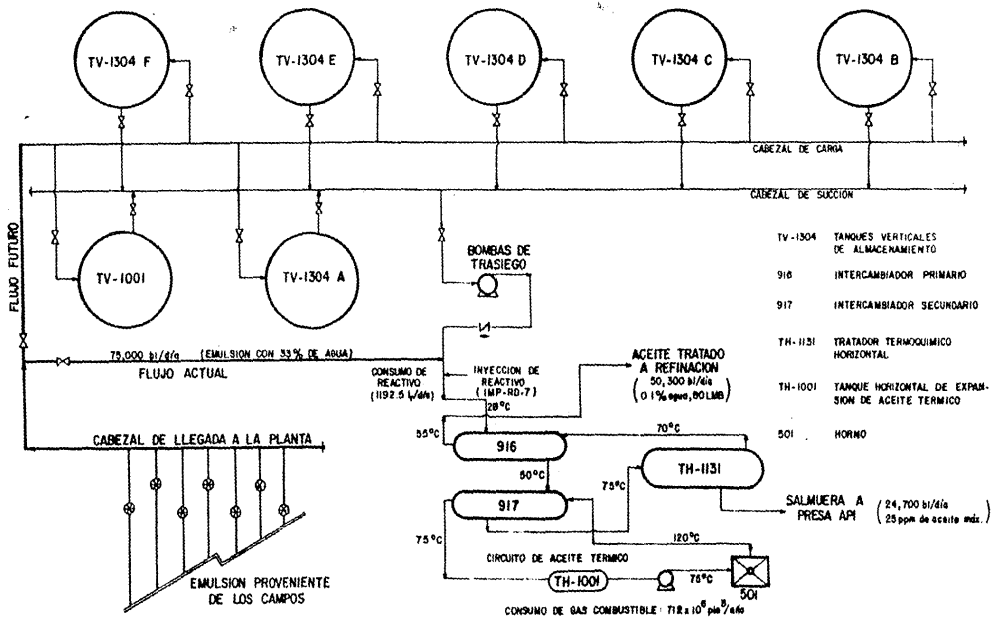
III.- PROCESO DE TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO.

(Condiciones Actuales)

III.1.- Descripción del Proceso Actual.

En la Planta de Deshidratación de Aceite "La Venta", Tabasco, se tratan aproximadamente 75,000 bl/día de emulsión, proveniente de los campos: San Ramón, Rodador, Cinco Presidentes, Blasillo, La Venta, Otates, Ogarrio, Magallanes, Tonalá El Burro y Bacal, todos pertenecientes a los Distritos de Agua Dulce y El Plan de la zona sur de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

En la Fig. 15, se presenta el diagrama de flujo del proceso actual. La emulsión a tratar, tiene un contenido de agua del 33%; y como se muestra, en el cabezal general de llegada se le inyecta reactivo desemulsificante IMP RD-7 a una relación de tratamiento de 1:10,000*. Enseguida, la emulsión intercambia calor inicialmente con el crudo ya tratado, alcanzando temperaturas de 50°C y posteriormente con aceite de absorción, lográndose temperaturas de 70°C. A continuación, la corriente se reparte en siete deshidratadores termoquímicos convencionales, en donde se lleva a cabo la separación del aceite y el agua, junto con la liberación de una pequeña porción de gas.



55 FIG.15. DIAGRAMA DE FLUJO ACTUAL SIMPLIFICADO DEL PROCESO DE DESHIDRATACION EN LA UNIDAD PETROQUIMICA, "LA VENTA", TABASCO.

Las condiciones actuales de operación de los deshidratadores convencionales son:

Carga por Deshidratador	11,000 bl/día
Temperatura	70°C
Presión	3.2 kg/cm ²
Tiempo de residencia (asentamiento)	1 hr. 30 min.

Los contenidos de agua y sal en el crudo a la entrada y salida del proceso son:

	Aceite a Tratamiento	Aceite Tratado
Agua (%)	33	0.1
Salinidad (LMB)	11,500	80

* Significa que se adiciona 1 barril de reactivo por cada 10,000 bl de emulsión.

Además la planta cuenta con un sistema de recuperación de aceite, ya que el agua separada suele arrastrar cantidades considerables de aceite del orden de 1000 ppm, que representan unos 50 bl diarios de aceite, los cuales deben recuperarse no solamente por su valor comercial sino para - evitar graves problemas de contaminación, explosión e incendio propagable a las otras instalaciones de la propia planta. La recuperación de este aceite, así como de otras fracciones de hidrocarburos procedentes del resto de las instalaciones petroquímicas y del drenaje, se lleva a cabo en un separador aceite-agua (tipo API modificado), con capacidad de tratamiento de 70,000 bl/día. La diferencia de densidades entre - ambos líquidos, así como un diseño especial de placas para la aglutinación del aceite, son los efectos que permiten la separación del agua y los hidrocarburos líquidos. La salmuera después de este tratamiento, queda con un contenido residual de aceite de 10 - 15 ppm, siendo el valor máximo permisible de 25 ppm.

III.2.- Costos de Tratamiento. (Actuales)

En esta parte se analizarán únicamente los costos - por los conceptos de empleo de reactivo y gas combustible para calentamiento, ya que los debidos a personal para operación y supervisión del proceso, se considera que son los mismos que para la alternativa de modificación, que se describe en el - capítulo V del presente trabajo.

A) Costo del reactivo desemulsificante.

Datos:

RT, relación de tratamiento:	1:10,000
GO, aceite a tratamiento:	75,000 bl/día
Pr, precio del reactivo:	450 \$/kg.
Dr, densidad del reactivo:	0.98 kg/l
Fw, Fracción de agua:	0.33 (33% de agua en la emulsión)

Consumo de reactivo

$$GR = GO \times RT$$

Donde:

GR, consumo de reactivo. (bl_r/día).

Subíndices:

o, aceite

r, reactivo

Por lo tanto:

$$GR = 75,000 \frac{bl_o}{día} \times \frac{1 \text{ } bl_r}{10,000 \text{ } bl_o} = 7.5 \text{ } bl_r/día$$

Que equivalen a:

$$7.5 \frac{bl_r}{día} \times 159 \frac{l_r}{bl_r} = 1192.5 \text{ } l_r/día$$

Costo del reactivo

$$CR = GR \times Dr \times Pr$$

Donde:

CR, costo del reactivo, (\$/día)

Por lo tanto:

$$CR = 1192.5 \frac{l_r}{día} \times 0.98 \frac{kg}{l_r} \times 450 \frac{\$}{kg} = 525,892.5 \text{ } \$/día$$

Costo unitario de tratamiento por concepto de reactivo

$$CUR = \frac{CR}{GOT} = \frac{CR}{GO \times (1-Fw)}$$

Donde:

CUR, costo unitario de tratamiento por concepto de reactivo (\$/bl).

GOT, aceite crudo tratado, (bl_o/día).

Por lo tanto:

$$CUR = \frac{525,892.5 \text{ } \$/día}{75,000 \text{ } bl_o/día \times (1-0.33)} = 10.465 \text{ } \$/bl_o$$

CUR = 10.50 \$/bl_o. (Costo por barril de aceite tratado).

B) Costo por calentamiento

Datos:

$$GO = 75,000 \text{ bl/día}$$

$$Fw = 0.33 \text{ (33\% de agua en la emulsión)}$$

$$Do, \text{ densidad del aceite: } 0.86 \text{ kg/l.}$$

$$Dw, \text{ densidad del agua: } 1.17 \text{ kg/l.}$$

$$Ti, \text{ temperatura inicial: } 28^\circ\text{C} = 82.4^\circ\text{F}$$

$$Tf, \text{ temperatura final: } 75^\circ\text{C} = 167^\circ\text{F}$$

$$Cpo, \text{ capacidad calorífica del aceite: } 0.49 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$Cpw, \text{ capacidad calorífica del agua: } 1.00 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$Pcg, \text{ poder calorífico del gas: } 1,014 \text{ BTU/pie}^3$$

$$\text{ETC, eficiencia de transmisión de calor: } 75\%$$

$$PG^*, \text{ precio del gas combustible: } 885 \text{ \$/}10^3\text{pie}^3 \text{ e cs.}$$

Analizando, se tiene que:

$$Go \left(\frac{1}{\text{hr}} \right) = GO \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right) \times \left(\frac{159 \text{ l}}{\text{bl}} \right) \times \left(\frac{\text{día}}{24 \text{ hr}} \right) (1-Fw)$$

$$Go(1/\text{hr}) = 6.625 GO \times (1-Fw)$$

$$Gw \left(\frac{1}{\text{hr}} \right) = GO \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right) \times \left(\frac{159 \text{ l}}{\text{bl}} \right) \times \left(\frac{\text{día}}{24 \text{ hr}} \right) \times Fw$$

$$Gw (1/\text{hr}) = 6.625 \times GO \times Fw$$

* Precio estimado de venta de gas natural a consumidores industriales.

Donde:

G_o , gasto de aceite neto, (l/hr)

G_w , gasto de agua, (l/hr)

Por lo tanto:

$$G_o = 6.625 \times 75,000 \times (1-0.33) = 332,906.25 \text{ l/hr}$$

$$G_w = 6.625 \times 75,000 \times 0.33 = 163,968.75 \text{ l/hr}$$

Ahora para calcular el calor necesario para incrementar la temperatura de la emulsión, se utiliza la ecuación de Fourier:

$$Q = W C_p \Delta T = W C_p (T_f - T_i) \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

W , gasto másico, (lb/hr)

C_p , capacidad calorífica, (BTU/lb-°F)

T_i , temperatura inicial, (°F)

T_f , temperatura final, (°F)

Aplicando la ecuación de Fourier (1), para cada componente de la emulsión, se tiene que:

$$Q_o = W_o C_{p_o} (T_f - T_i) \dots \dots \dots (2)$$

$$Q_w = W_w C_{p_w} (T_f - T_i) \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

$$W_o \left(\frac{lb}{hr} \right) = G_o \left(\frac{1}{hr} \right) \times D_o \left(\frac{kg}{l} \right) \times \left(\frac{2.2 \text{ lb}}{kg} \right) = 2.2 G_o D_o$$

$$W_w \left(\frac{lb}{hr} \right) = G_w \left(\frac{1}{hr} \right) \times D_w \left(\frac{kg}{l} \right) \times \left(\frac{2.2 \text{ lb}}{kg} \right) = 2.2 G_w D_w$$

Sumando la ec. (2) y la ec. (3) se tiene.

$$Q_T = Q_o + Q_w \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

Q_o , Calor absorbido por el aceite, (BTU/hr)

Q_w , Calor absorbido por el agua, (BTU/hr)

W_o , Gasto másico de aceite, (lb/hr)

W_w , Gasto másico de agua, (lb/hr)

Q_T , Calor absorbido por la emulsión, (BTU/hr)

Sustituyendo valores se tiene que:

$$W_o = 2.2 \times 332,906.25 \times 0.86 = 629,858.63 \text{ lb/hr}$$

$$W_w = 2.2 \times 163,968.75 \times 1.17 = 422,055.86 \text{ lb/hr}$$

$$Q_o = 629,858.63 \times 0.49 (167 - 82.4) = 26,110,160 \text{ BTU/hr}$$

$$Q_w = 422,055.86 \times 1.0 (167 - 82.4) = 35,705,900 \text{ BTU/hr}$$

$$Q_T = 26,110,160 + 35,705,900 = 61,816,016 \text{ BTU/hr}$$

El consumo de gas se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$C_g = \frac{Q_T}{P_{cg}} \times \frac{100}{ETC}$$

Donde:

Cg, consumo de gas, (pie³/hr), a condiciones estándar.

Por lo tanto:

$$C_g = \frac{61,816,016}{1,014} \times \frac{100}{75} = 81,283.387 \text{ pie}^3/\text{hr}$$

El costo del gas combustible consumido se determina de la siguiente manera:

$$\text{CGC} \left(\frac{\$}{\text{día}} \right) = \frac{C_g}{1000} \left(\frac{10^3 \text{ pie}^3}{\text{hr}} \right) \times \left(\frac{24 \text{ hr}}{\text{día}} \right) \times \text{PG} \left(\frac{\$}{10^3 \text{ pie}^3} \right)$$

Por lo tanto:

$$\text{CGC} = \frac{81,283.387}{1000} \times 24 \times 885 = 1,726,459.10 \text{ \$/día}$$

Costo unitario de tratamiento por concepto de calentamiento

$$\text{CUG} \left(\frac{\$}{\text{bl}} \right) = \frac{\text{CGC} (\$/\text{día})}{G_o (l/\text{hr})} \times \left(\frac{159 \text{ l}}{\text{bl}} \right) \times \left(\frac{\text{día}}{24 \text{ hr}} \right) = 6.625 \frac{\text{CGC}}{G_o}$$

$$\text{CUG} = 6.625 \frac{\text{CGC}}{G_o}$$

Donde:

CUG, costo unitario de tratamiento por concepto de calentamiento, ($\$/\text{bl}_o$)

Por lo tanto:

$$\text{CUG} = 6.625 \times \frac{1,726,459.10}{332,906.25} = 34.357 \text{ \$/bl}_o$$

CUG = 34.35 \$/bl_o (costo por barril de aceite tratado).

Una vez determinados los costos unitarios, para ambos conceptos, se determina el costo de tratamiento.

$$CUT = CUR + CUG$$

Donde:

CUT, costo unitario de tratamiento del aceite para este proceso, (\$/bl_o)

Por lo tanto:

$$CUT = 10.50 + 34.35 = 44.85 \text{ \$/bl}_o$$

$$CUT = 44.85 \text{ \$/bl}_o$$

IV.- PRUEBAS PARA DEFINIR LAS MODIFICACIONES
AL TRATAMIENTO

En la actualidad, a nivel mundial, se ha manifestado una inestabilidad en los precios del petróleo, esto ha ocasionado que se optimicen o en su defecto se modifiquen los métodos de Exploración, Explotación y Producción de los hidrocarburos, con el objeto de garantizar la rentabilidad de los proyectos concernientes a la Industria Petrolera.

En nuestro país, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha implementado un programa interno de conservación y ahorro de energía (PICAE), el cual se inició en enero de 1984, teniendo como estrategia alcanzar ahorros sustanciales en todos los procesos relacionados con el manejo, producción y refinación de hidrocarburos. Para apoyar dicho programa, las diversas dependencias de PEMEX revisan y ajustan sus proyectos, programas y metas con el propósito de lograr el uso más eficiente de la energía.

El PICAE, obliga a una serie de medidas, que en base al monto de las inversiones y al tiempo requerido para obtener resultados; contemplan el mantenimiento correctivo, ajustes operacionales más eficientes y modificaciones a los procesos de producción. Para atender este programa, la

Subdirección de Producción Primaria ha estado aplicando una serie de medidas que han permitido reducir el volumen de gas que se descarga a la atmósfera, la recuperación de un mayor volumen de condensados, así como la disminución de los consumos de gas combustible y energía eléctrica.

En el plan de ahorro de energía llevado a cabo por Petróleos Mexicanos en sus instalaciones de deshidratación, se contempla el empleo de tanques deshidratadores atmosféricos en el tratamiento de los aceites crudos, con el propósito de eliminar la mayor cantidad de agua a temperatura ambiente, y así obtener un ahorro sustancial en el consumo de gas utilizado para proporcionar la temperatura adecuada de los crudos, en las plantas de deshidratación.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio, y de las realizadas con un tanque deshidratador piloto, las cuales permitieron establecer las modificaciones al proceso y las condiciones de operación más adecuadas, para el sistema de deshidratación de crudos localizado en la Unidad Petroquímica, "La Venta".

IV.1.- Pruebas de Laboratorio para Definir Nuevas Condiciones de Operación.

El objetivo esencial de estas pruebas, consistió en la selección o desarrollo de un reactivo desemulsificante para tratar, a temperatura ambiente, los aceites crudos de los diversos campos que confluyen a la Unidad Petroquímica "La Venta". También en esta forma se estableció la factibilidad de acondicionar un tanque deshidratador atmosférico para el tratamiento de dichas corrientes.

Las pruebas se realizaron con muestras de la corriente general de entrada a la Unidad Petroquímica "La Venta", tomadas a diferentes horas durante tres días, teniendo como característica principal, que el agua que contiene dicho aceite se encontraba totalmente emulsionada.

Se procedió a verificar el comportamiento, a escala de laboratorio, de las formulaciones del IMP de la serie RD, disponibles para PEMEX, dando los mejores resultados el producto IMP-RD-54.

Estos se muestran a continuación:

•

Relación de Tratamiento	Vel. rompimiento emulsión (% agua separada)				Análisis del Crudo Tratado		
	1hr.	3hr.	6hr.	16hr.	% AL	% E	% AT
IMP-RD-54							
1: .5,000	20	30	33	33	0	0.2	0.15
1:10,000	10	18	30	33	0	0.25	0.2
1:12,500	18	25	28	30	0	3.0	2.0
1:15,000	22	30	30	30	0	4.0	3.0
1:20,000	5	15	28	28	2	4.0	7.0
Blanco*	0	0	0	0	6	28.0	29.0

0% de agua libre
100% emulsión

La muestra contenía:

33% de agua total
67% de aceite

La temperatura de tratamiento fue la ambiente, 28°C, como puede observarse a relaciones de tratamiento mayores de 1:10,000 la velocidad de rompimiento de la emulsión decrece notablemente, característica no adecuada.

Por lo anterior se procedió al desarrollo de una nueva formulación, probándose 60 productos básicos desemulsificantes disponibles en el mercado nacional y se seleccionaron los de mejor comportamiento para desarrollarla, a fin de

*Blanco: Sin reactivo desemulsificante; AL, agua libre; E, emulsión; AT, agua total.

tener una mayor velocidad de rompimiento. A dicha formulación se le denominó IMP-RD-56B y cuyos resultados aparecen a continuación:

Relación de Tratamiento	Vel. rompimiento emulsión (% agua separada)				Análisis del Crudo Tratado		
	30min.	1hr.	3hr.	16hr.	%AL	%E	%AT
IMP-RD-56B							
1: 5,000	28	35	35	35	trazas	0	trazas
1:10,000	28	34	35	35	0.1	0.1	0.2
1:15,000	25	30	32	34	trazas	1.0	0.6
1:20,000	12	20	28	32	0.2	8.0	5.0
Blanco	0	0	0	0	4	46	32

0 % de agua libre
 100 % emulsión
 La muestra contenía 35 % de agua total
 65 % de aceite

Como puede observarse, esta formulación muestra un mejor comportamiento pues manifiesta una mayor velocidad de rompimiento.

En base a estas pruebas se definieron, preliminarmente, las nuevas condiciones de operación, factibles de emplearse para las modificaciones necesarias en la Planta de Deshidratación de la Unidad Petroquímica "La Venta", con el objeto de separar la mayor cantidad de agua a temperatura ambiente. Estas son:

Relación de tratamiento entre: 1:10,000 y 1:15,000

Temperatura de tratamiento: Temperatura ambiente, alrededor de 28°C.

Tiempo de residencia máximo: 16 horas, (en un tanque deshidratador atmosférico).

IV.2.- Pruebas con un Tanque Deshidratador Atmosférico a Escala Piloto.

Una vez analizados los resultados de las pruebas de laboratorio, y habiéndose determinado la factibilidad de deshidratar, a temperatura ambiente, los aceites crudos que confluyen a la Unidad Petroquímica "La Venta", se procedió a realizar una prueba a escala piloto con el objeto de verificar el comportamiento del reactivo en condiciones dinámicas, y así establecer las condiciones de operación que deberán regir en el Deshidratador Atmosférico Industrial, en lo referente a:

- i) Relación de tratamiento óptima.
- ii) Tiempos de residencia adecuados para lograr la mayor separación de agua a temperatura ambiente (niveles de aceite y agua que prevalecerían dentro del tanque).
- iii) Dimensiones del tanque para satisfacer los tiempos de residencia y la capacidad de tratamiento.

Asimismo, se obtuvo la información necesaria para

dimensionar los accesorios internos y partes para acondicionar un tanque de almacenamiento como deshidratador atmosférico.

Para la realización de esta prueba, se utilizó un tanque deshidratador atmosférico (el cual consta de todos los dispositivos de un deshidratador atmosférico industrial, exceptuando el tubo conductor (flume), el cual fue sustituido por una válvula de aguja para regular la carga de entrada al tanque, como se muestra en la Fig. 16). El tanque, de un metro cúbico de capacidad, fue instalado en el paquete de medición de la Unidad Petroquímica, como se muestra en la Fig. 17.

El reactivo desemulsificante empleado para esta prueba fue el producto IMP-RD-54, ya que de los que dieron resultados satisfactorios, era el único que se disponía en cantidad suficiente, para la realización de esta prueba. La inyección del reactivo se efectuó en la línea de entrada al tanque, mediante una bomba dosificadora de baja capacidad.

Los resultados obtenidos de esta evaluación a escala piloto, se muestran en la siguiente tabla:

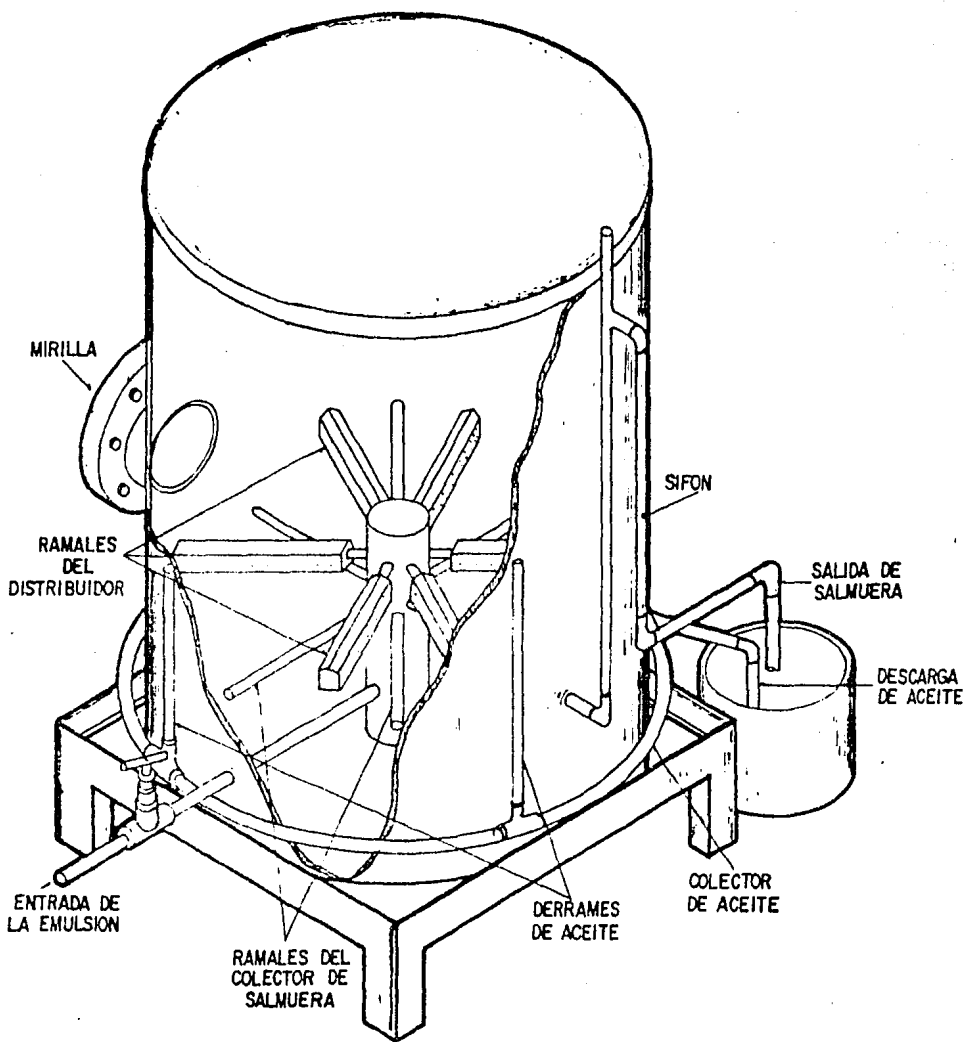
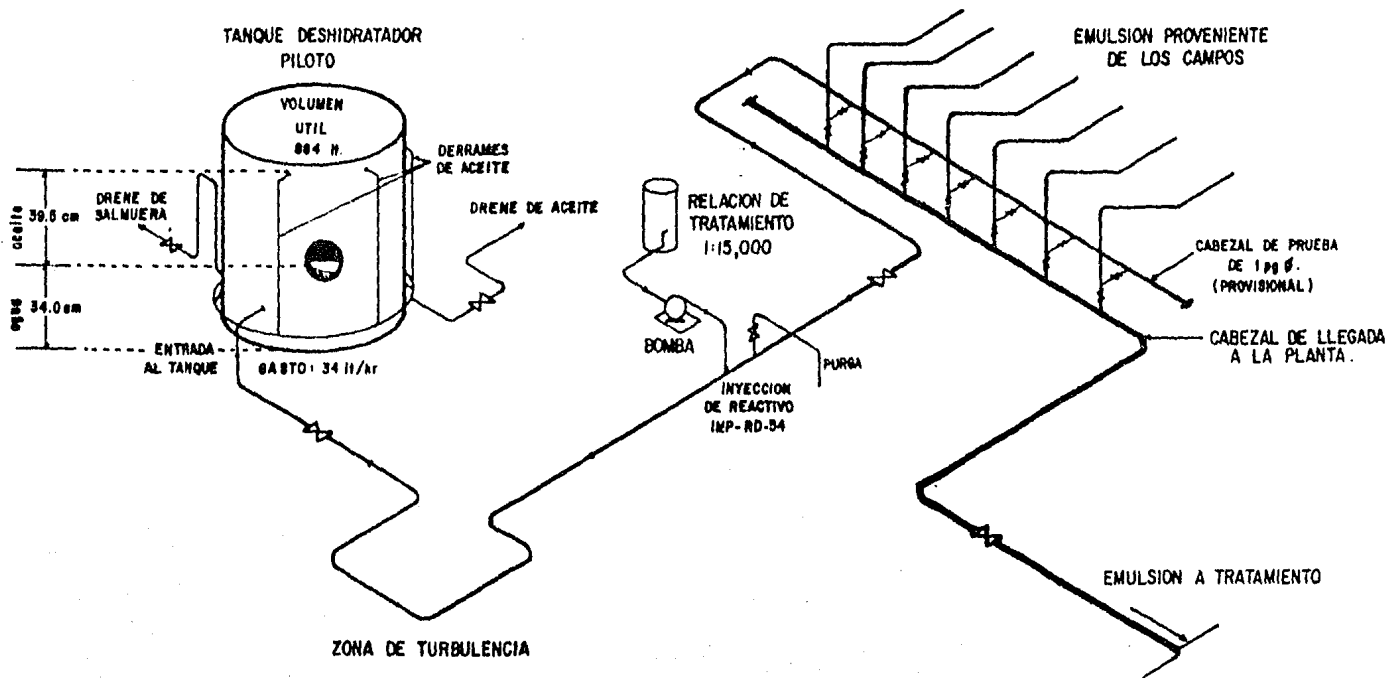


FIG.16. ESQUEMA DE UN TANQUE DESHIDRATADOR A ESCALA PILOTO .



73 FIG.17. DIAGRAMA DE LA INSTALACION DEL TANQUE DESHIDRATADOR PARA LA PRUEBA PILOTO .

TABLA I.- Resultados de la Evaluación a escala piloto.

Fecha	Hora	Relación de Tratamiento	Análisis del crudo de entrada al tanque Deshidratador Piloto			Análisis del crudo del derrame del Tanque Piloto	Observaciones
día	hrs.	1:x	% AL	% E	% AT	% AT	
2-11-85	19	1:8305	17.5	33	45	7.5	Gasto:200 l/hr.
	21	1:8305	14.0	38	40	7.0	Salmuera Separada
	23	1:8305	40.0	5	50	12.0	Limpia
3-11-85	1	1:8305	18.0	15	35	10.0	Tiempo de residencia 5 hrs.
	3	1:8305	9.0	12	20	7.5	% agua sep. =
	5	1:8305	9.0	40	30	5.0	36.6-8.17 = 28.43
PROMEDIO			17.9	23.8	36.6	8.17	
3-11-85	7	1:8305	10	15	30	12.0	Gasto:400 l/hr
	9	1:8305	15	35	35	16.5	Salmuera Separada
	11	1:8305	8	22	30	15.0	Ligeramente turbia
PROMEDIO			11	24	31.67	14.5	Tiempo de residencia 2.5 hrs. % agua sep.= 17.7
3-11-85	13	1:12872	10	25	25	15.0	Gasto:400 l/hr.
	15	1:12872	10	20	28	12.5	Salmuera Separada
	17	1:12872	9	25	27	9.5	Ligeramente turbia
	19	1:12872	14	40	48	10.0	Tiempo de residencia 2.5 hrs.
	21	1:12872	1.3	31	25	6.0	% agua sep.=21.25
	23	1:12872	25	30	40	12.5	
PROMEDIO			11.55	28.5	32.17	10.92	

día	hrs.	1:x	% AL	% E	% AT	% AT	Observaciones
4-11-85	1	1:12872	5.8	40	35	17.5	Gasto:285 l/hr. Salmuera limpia Tiempo de residencia 3.5 hrs. % agua sep.= 17.6
	3	1:12872	15.0	10	32	12.5	
	5	1:12872	15.0	15	20	5.0	
	7	1:12872	18.0	20	25	15.0	
	10	1:12872	15.0	25	33	12.5	
	12	1:12872	7.0	30	35	12.0	
PROMEDIO			12.6	23.3	30	12.4	
4-11-85	15	1:14807	5	25	30	10.5	Gasto:285 l/hr Salmuera limpia Tiempo de residencia 3.5 hrs. % agua sep.=15.53
	17	1:14807	17	28	32	7.75	
	19	1:14807	3.2	21.8	18	6.5	
	21	1:14807	3.4	16.6	17	8.5	
	23	1:14807	4.0	22.0	20	6.0	
PROMEDIO			6.52	22.68	23.4	7.85	
5-11-85	15	1:14807	32	12	40	2.7	Gasto: 71 l/hr. Salmuera completa- mente cristalina Tiempo de residencia 14 hrs. % agua sep. = 40.17
	16	1:14807	28	8	37	2.4	
	17	1:14807	30	15	40	0.5	
	19	1:14807	20	25	60	2.0	
	21	1:14807	28	30	40	1.6	
	22	1:14807	25	7	35	1.8	
PROMEDIO			27.17	16.17	42	1.83	

En la siguiente tabla, se presenta un resumen de esta evaluación.

TABLA II.- Resumen de los resultados de la Evaluación a escala piloto.

Relación de Tratamiento	Tiempo de residencia	Porcentaje de agua entrada al tanque	Porcentaje de agua salida del tanque	Porcentaje de agua eliminada en el tanque	Porcentaje de agua eliminada con respecto a la original.	Salmuera drenada en el tanque
1 : X	hrs.	%	%	%	%	Característica
1:8305	5.0	36.60	8.17	28.43	77.67	Limpia
1:8305	2.5	31.67	14.5	17.17	54.21	Ligeramente turbia
1:12872	2.5	32.17	10.92	21.25	66.05	Ligeramente turbia
1:12872	3.5	30.00	12.4	17.60	58.67	Limpia
1:14807	3.5	23.4	7.85	15.55	66.45	Limpia
1:14807	14.0	42.0	1.83	40.17	95.64	completamente cristalina

En base a estas pruebas, se determinó que es factible eliminar a temperatura ambiente hasta un 95% del agua que originalmente trae la emulsión con un tiempo de residencia - aproximado de 14 hr. y una relación de tratamiento aproximada de 1:14800, lo cual puede observarse en la tabla II.

En la Unidad Petroquímica "La Ventá", se cuenta con siete tanques de almacenamiento de 85,000 bl de capacidad y con 12 metros de altura cada uno, por lo que se analizará la factibilidad de acondicionar uno de ellos como deshidratador atmosférico y otro como receptor del aceite tratado.

Análisis de factibilidad (para acondicionar un tanque de almacenamiento como deshidratador).

Este análisis se efectuó en base, a la capacidad del tanque (volumen), altura disponible, al tiempo de residencia necesario y al gasto de entrada al tanque.

Con el tiempo de residencia de 14 hr. , se determinó la altura de los tirantes de aceite y agua que sirvieron para establecer el nivel de la interfase en el tanque.

1).- Determinación de la constante del tanque:

$$CTQ = \frac{CT}{HT}$$

Donde: CTQ, constante de tanque, (bl/m).
CT, capacidad del tanque, (bl).
HT, altura útil del tanque, (m).

$$CTQ = \frac{85,000}{12} = 7083 \text{ bl/m.}$$

2) Determinación del gasto de aceite de entrada al tanque:

$$q = \frac{GO}{24}$$

Donde: q, gasto de entrada (bl/hr)
GO, aceite a tratamiento, (bl/día)

$$q = \frac{75,000}{24} = 3,125 \text{ bl /hr.}$$

3) Volumen requerido para el aceite (y emulsión) en el deshidratador.

$$Vo = q \times TR$$

Donde: Vo, volumen de aceite, (bl) en el tanque
TR, tiempo de residencia, (hr).

$$Vo = 3,125 \times 14 = 43,750 \text{ bl.}$$

4) Determinación del tirante de aceite (y emulsión) en el deshidratador.

$$Ho = \frac{Vo}{CTQ}$$

Donde: Ho, tirante de aceite, (m)

$$Ho = \frac{43,750}{7,083} = 6.18 = 6.20 \text{ m.}$$

5).- Determinación del tirante disponible para almacenar los líquidos en el deshidratador (aceite y agua), ya que se recomienda que los derrames de aceite se localicen a 1.20 m. de distancia a partir del domo del deshidratador:

$$H_d = H_T - 1.20$$

Donde: H_d , tirante disponible, (m)

$$H_d = 12.0 - 1.20 = 10.80 \text{ m.}$$

6).- Determinación del tirante de agua en el deshidratador.

$$H_w = H_d - h_o$$

Donde: H_w , tirante de agua (m).

$$H_w = 10.80 - 6.20 = 4.60 \text{ m.}$$

Como puede observarse, las dimensiones del tanque permiten tener un tiempo de residencia de 14 horas para el tratamiento de la emulsión, con un colchón de agua de 4.60 m. En la literatura, y por condiciones de operación conocidas de otras instalaciones, se ha estimado que un tirante de agua adecuado es de 3 a 4 m. Por lo anterior, se determinó que el tanque de almacenamiento si es factible acondicionarlo como deshidratador atmosférico.

V.- MODIFICACIONES Y VENTAJAS DEL NUEVO

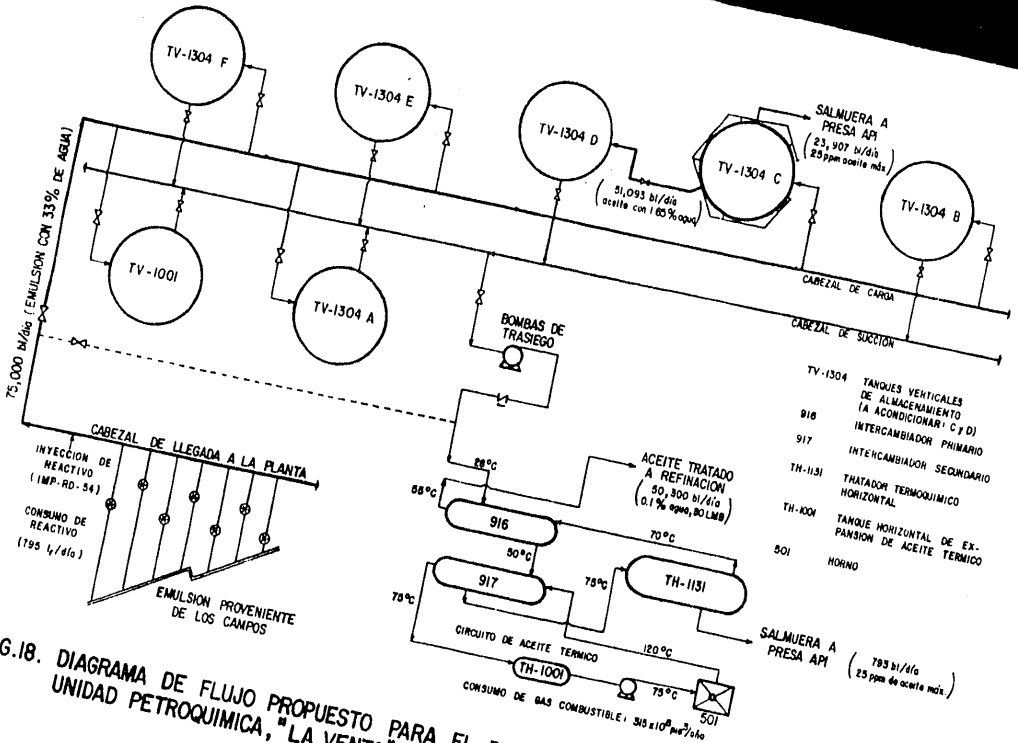
PROCESO DE TRATAMIENTO

En base a la información obtenida tanto de las pruebas de laboratorio como a escala piloto, se determinó que es factible complementar el sistema de deshidratación de la Unidad Petroquímica "La Venta", mediante la incorporación de un deshidratador atmosférico y de un tanque receptor del crudo deshidratado a temperatura ambiente, para que de ahí sea -- bombeado hacia la planta para su tratamiento final y así obtener el aceite dentro de especificaciones.

Para esto será necesaria la utilización de dos de los siete tanques de 85,000 bl, disponibles en la Unidad Petroquímica. El primero que se acondicionará como deshidratador (ver apéndice A) y el segundo, como receptor del aceite deshidratado a temperatura ambiente.

V.1.- Descripción del Proceso Modificado.

En la Fig. 18, se presenta el diagrama de flujo, que incluye las propuestas de modificación al proceso de deshidratación del crudo. Las emulsiones provenientes de los campos, llegan al paquete de medición y ahí se unen en el - cabezal general de llegada, para formar una sola corriente.



- TV-1304 TANQUES VERTICALES DE ALMACENAMIENTO (A ACONDICIONAR: C y D)
- 916 INTERCAMBIADOR PRIMARIO
- 917 INTERCAMBIADOR SECUNDARIO
- TH-1131 TRATADOR TERMOMIJICO HORIZONTAL
- TH-1001 TANQUE HORIZONTAL DE EXPANSION DE ACEITE TERMINO
- 501 HORNO

FIG.18. DIAGRAMA DE FLUJO PROPUESTO PARA EL PROCESO DE DESHIDRATACION EN LA UNIDAD PETROQUIMICA, "LA VENTA", TABASCO.

A ésta, se le inyectará el reactivo desemulsificante IMP-RD-54 a una relación de tratamiento de 1:15,000 aproximadamente. Dicha corriente será llevada al deshidratador atmosférico, donde se le eliminará un 95% del agua contenida en las emulsiones. El aceite tratado a temperatura ambiente, será almacenado en el tanque receptor para de ahí ser bombeado (por medio de bombas de trasiego) a la planta; donde intercambiará calor inicialmente con el aceite limpio, para alcanzar temperaturas de 50°C y posteriormente, con aceite de absorción para lograr temperaturas de 70°C. Enseguida, la corriente se repartirá a siete deshidratadores termoquímicos convencionales, donde se llevará a cabo la separación final del aceite y el agua, junto con el desprendimiento de algunos hidrocarburos gaseosos.

Las condiciones futuras de operación son:

a). Tanque deshidratador atmosférico.

Carga: 75,000 bl/día

Temperatura ambiente: 28°C aprox.

Presión atmosférica: 1.0 kg/cm²

Tiempo de residencia: 14 hrs. mínimo - 16 hrs. máx.

Nivel de interfase: 3.5 m.

Salmuera drenada: 23,907 bl/día (contenido de aceite residual menos de 25 ppm)

Aceite a la salida del deshidratador: 51,093 bl/día

Los contenidos de agua y sal en el aceite serán:

	Aceite de Entrada al deshidratador atmosférico	Aceite de Salida del deshidratador atmosférico
Agua (%)	33	1.65
Salinidad (LMB)	11,500	575

b). Intercambiador de calor primario

Temperatura	Fluido Caliente (aceite limpio)	Fluido Frío (Aceite deshidratado a Temp. ambiente)
Entrada	70°C	28°C
Salida	55°C	50°C

c). Intercambiador de calor secundario

Temperatura	Fluido Caliente (aceite de absorción)	Fluido Frío (aceite crudo del intercambiador primario).
Entrada	120°C	50°C
Salida	75°C	75°C

d). Deshidratadores termoquímicos convencionales

Carga por deshidratador: 7355 bl/día
Temperatura 70°C

Presión	3.2 Kg/cm ²
Tiempo de residencia	2 hr. 15 min.
Salmuera drenada	792.735 bl/día (aceite residual menos de 25 ppm)

Los contenidos de agua y sal en el crudo serán:

	Aceite a la Entrada (proveniente del desh. atmosférico)	Aceite a la Salida (Para entrega a refinería)
Agua (%)	1.65	0.1
Salinidad (LMB)	575	80

La salmuera drenada de los deshidratadores convencionales pasará al sistema de recuperación de aceite (Presa API), esto con el objeto de absorber posibles fallas de operación del equipo y obviamente, para separarle el aceite residual y abatirle la temperatura.

V.2. Análisis de Costos de Tratamiento

Al igual que en el capítulo III, solamente se analizarán los costos inherentes a los conceptos de empleo de reactivo y gas combustible para calentamiento.

A) Costo del reactivo desémulsificante.

Datos:

RT: 1:15,000

GO: 75,000 bl/día

Pr: 600 \$/kg.

Dr: 0.99 kg/l

Fw: 0.33 (33% de agua en la emulsión)

Consumo de reactivo.

$$GR = GO \times RT$$

$$GR = 75,000 \times \frac{1}{15,000} = 5 \text{ bl}_R/\text{día} = 795 \text{ l}_R/\text{día}$$

Costo del reactivo

$$CR = GR \times Dr \times Pr$$

$$CR = 795 \times 0.99 \times 600 = 472,230 \text{ $/día.}$$

Costo unitario de tratamiento por concepto de reactivo:

$$CUR = \frac{CR}{GO \times (1-Fw)}$$

$$CUR = \frac{472,230}{75,000(1-0.33)} = 9.39 \text{ $/bl}_O$$

$$CUR = 9.40 \text{ $/bl}_O \text{ (costo por barril de aceite tratado).}$$

B) Costo por calentamiento.

En este caso solamente se calentará el aceite proveniente del deshidratador atmosférico.

Datos:

$$G_0 = 51,093 \text{ bl/día}$$

$$F_w = 0.0165 \text{ (1.65\% de agua en el aceite).}$$

$$D_o = 0.86 \text{ kg/l}$$

$$D_w = 1.17 \text{ kg/l}$$

$$T_i = 28^\circ\text{C} = 82.4^\circ\text{F}$$

$$T_f = 75^\circ\text{C} = 167^\circ\text{F}$$

$$C_{po} = 0.49 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$C_{pw} = 1.00 \text{ BTU/lb-}^\circ\text{F}$$

$$P_{cg} = 1,014 \text{ BTU/pie}^3$$

$$\text{ETC} = 75\%$$

$$P_G = 885 \text{ \$/10}^3\text{pie}^3$$

Gasto de aceite neto.

$$G_o = 6.625 \times G_0 \times (1 - F_w)$$

$$G_o = 6.625 \times 51,093 \times (1 - 0.0165) = 332,906.25 \text{ l/hr.}$$

Gasto de agua

$$G_w = 6.625 \times G_0 \times F_w$$

$$G_w = 6.625 \times 51,093 \times 0.0165 = 5,585.10 \text{ l/hr.}$$

Gasto másico de aceite

$$W_o = 2.2 \times G_o \times D_o$$

$$W_o = 2.2 \times 332,906.25 \times 0.86 = 629,858.63 \text{ lb/hr}$$

Gasto másico de agua

$$W_w = 2.2 \times G_w \times D_w$$

$$W_w = 2.2 \times 5,585.10 \times 1.17 = 14,376.05 \text{ lb/hr}$$

Calor absorbido por el aceite

$$Q_o = W_o C_{po} (T_f - T_i)$$

$$Q_o = 629,858.63 \times 0.49 \times (167 - 82.4) = 26,110,160 \text{ BTU/hr}$$

Clor absorbido por el agua

$$Q_w = W_w C_{pw} (T_f - T_i)$$

$$Q_w = 14,376.05 \times 1.00 \times (167 - 82.4) = 1,216,213.8 \text{ BTU/hr}$$

Calor absorbido por la emulsión

$$Q_T = Q_o + Q_w$$

$$Q_T = 26,110,160 + 1,216,213.8 = 27,326,374 \text{ BTU/hr}$$

Consumo de gas

$$C_g = \frac{Q_T}{P_{cg}} \times \frac{100}{\text{ETC}}$$

$$C_g = \frac{27,326,374}{1,014} \times \frac{100}{75} = 35,932.12 \text{ pie}^3/\text{hr} = 862,370.8 \text{ pie}^3/\text{día}$$

Costo del gas combustible

$$CGC = \frac{Cg}{1000} \times 24 \times PG$$

$$CGC = \frac{35,932.12}{1000} \times 24 \times 885 = 763,198.14 \text{ \$ /día}$$

Costo unitario de tratamiento por concepto de calentamiento.

$$CUG = 6.625 = \frac{CGC}{Go}$$

$$CUG = 6.625 \times \frac{763,198.14}{331,906.25} = 15.19 \text{ \$ /bl}_o$$

$$CUG = 15.20 \text{ \$ /bl}_o \text{ (Costo por barril de aceite tratado)}$$

Costo unitario de tratamiento del aceite.

$$CUT = CUR + CUG$$

$$CUT = 9.40 + 15.20 = 24.60 \text{ \$ /bl}_o$$

$$CUT = 24.60 \text{ \$ /bl}_o$$

V.3.- Comparación de los Procesos para la Deshidratación de aceite crudo en la Unidad Petroquímica, "La Venta".

En la tabla III, se presenta la comparación de los procesos para la deshidratación del aceite crudo producido en los campos: San Ramón, Rodador, Cinco Presidentes, Blasillo, La Venta, Otates, Ogarrio, Magallanes, Tonalá, El Burro y - Bacal, pertenecientes a los Distritos de Agua Dulce y El - Plan, y que confluyen a la Unidad Petroquímica, "La Venta" como se mencionó anteriormente, el primer proceso corresponde a la deshidratación que se realiza actualmente en la planta. El segundo proceso, que es el propuesto, consiste en complementar el sistema de deshidratación actual, mediante la incorporación de un tanque deshidratador atmosférico.

De la información que se presenta en la tabla III, se puede deducir que desde el punto de vista técnico-económico, resulta altamente atractivo implantar las modificaciones propuestas al proceso de deshidratación del aceite crudo en la Unidad Petroquímica. Con referencia al aspecto operativo las ventajas se pueden resumir en lo siguiente:

En el proceso modificado, se reducen de 7 a 4 los módulos de calentamiento y deshidratación termoquímica convencional, esto debido a que antes de conducir la carga de líquidos a estos procesos, se eliminan a temperatura ambiente 23,907 bl/día de salmuera limpia, lo que representa un - 31.35% del volumen total de líquidos que se manejan en la - instalación. Por otra parte, se disminuyen sustancialmente

los problemas ocasionados por la corrosión y depositación orgánica e inorgánica, ya que el porcentaje de agua en el flujo se reduce de un 33% a solamente 1.65%. Finalmente, también cabe indicar que al eliminar un volumen importante de agua a temperatura ambiente, se incrementa la capacidad de proceso de la planta.

En lo referente al aspecto económico, lo que se puede lograr al modificar el proceso de deshidratación de crudos en la Unidad Petroquímica "La Venta", es:

Al disminuir el volumen de líquidos que es necesario calentar, el consumo de gas combustible se abate en 1.088,431 x 10⁶ pies³/día, lo que representa un ahorro diario de 963,261 pesos. Por lo que respecta al consumo de reactivos químicos, en base a las pruebas de laboratorio y piloto realizadas, se determinó que se puede reducir en 397 l/día lo que significa aproximadamente 54,000 pesos diarios. Por lo tanto, el ahorro total que se puede lograr es de \$ 1,016,923/día, que equivale a 371 millones de pesos por año.

Además, también hay otros ahorros difíciles de cuantificar relacionados con el mantenimiento de los equipos, ya que al reducirse el volumen de agua manejado en los calentadores y tratadores termoquímicos, se abaten los problemas por corrosión y depositación de sólidos.

TABLA III.- Comparación de los procesos para la deshidratación de aceite crudo en la Unidad Petroquímica, "La Venta".

CONCEPTO	PROCESO ACTUAL	PROCESO PROPUESTO	OBSERVACIONES
Requerimientos de equipo	<ul style="list-style-type: none"> - Precaentamiento (7 trenes) - Calentamiento (7 trenes) - Deshidratación convencional (7 deshidratadores termoquímicos) 	<ul style="list-style-type: none"> - 1 Tanque deshidratador atmosférico - 1 Tanque receptor (almacenamiento) - Bombas de trasiego - Precaentamiento (4 trenes) - Calentamiento (4 trenes) - Deshidratación convencional (4 deshidratadores termoquímicos) 	<p>En el proceso propuesto, se requiere de dos tanques adicionales de 85,000 bl c/u. Para esto se utilizarán dos de los siete tanques disponibles en la planta, por lo que solamente se requerirá de su acondicionamiento.</p> <p>También es necesario equipo adicional de bombeo, sin embargo, no implica ningún gasto adicional ya que la planta cuenta con él. Como se elimina una cantidad considerable de agua a temperatura ambiente de la contenida en la emulsión, se reduce el equipo para precaentamiento, calentamiento y deshidratación convencional. El equipo sobrante podrá ser utilizado en otras instalaciones que lo requieran.</p>

TABLA III (Continúa)

CONDICIONES DE OPERACION	PROCESO ACTUAL	PROCESO PROPUESTO	OBSERVACIONES
- Carga a la Planta	75,000 bl/día	75,000 bl/día	misma carga.
- Presión de llegada	4 kg/cm ²	1 kg/cm ² máximo	Se requiere de menor presión e igual temperatura en el proceso propuesto.
- Temperatura de llegada	Ambiente	Ambiente	
- Porcentaje de agua en la emulsión	33% (24,750 bl/día)	33% (24,750 bl/día)	misma cantidad de agua.
- Agua eliminada, a temperatura ambiente, de la emulsión	0	31.35% (23,907 bl/día)	En el propuesto se elimina el 95% de agua contenida en la emulsión de llegada.
- Carga a los intercambiadores de calor primario, secundario y deshidratadores convencionales.	75,000 bl/día	51,093 bl/día	

DESHIDRATADORES CONVENCIONALES

- Porcentaje de agua a la entrada	33%	1.65%
- Salmuera drenada	24,700 bl/día	792.73 bl/día
- Temperatura	70°C	70°C
- Presión	3.2 kg/cm ²	3.2 kg/cm ²
- Porcentaje de agua a la salida	0.1%	0.1%

TABLA III (Continúa)

REQUERIMIENTO DE ENERGIA	PROCESO ACTUAL	PROCESO PROPUESTO	OBSERVACIONES
Calentamiento (BTU/día)	$1,483.5844 \times 10^6$	655.83298×10^6	En el propuesto los ahorros de energía y gas combustible son:
Consumo de gas (pie ³ /día)	1.9508013×10^6	0.8623708×10^6	827.7514 x 10 ⁶ BTU/día y 1.088431 x 10 ⁶ pie ³ /día respectivamente.
SERVICIOS			
Reactivos desemulsificantes (l/día)	1192.5	795	En el propuesto se ahorran 397.5 l/día
Personal	misma cantidad	misma cantidad	No afecta
COSTOS (Millones de pesos por día)			
- Por calentamiento	1.726,459	0.763,198	En el propuesto los ahorros son: calentamiento: 963,261 \$/día.
- Por reactivo Desemulsificante	0.525,892	0.472,230	Reactivos: 53,662 \$/día
- Costo total	2.252,351	1.235,428	Total: 1.016,923 \$/día

TABLA III (Continúa)

OTROS ASPECTOS	PROCESO ACTUAL	PROCESO PROPUESTO	OBSERVACIONES
- Tiempo de Instalación	No se requiere	4 meses	Como puede observarse se requiere de un corto tiempo para el acondicionamiento de la planta.
- Problemas de Operación	Muchos	Pocos	Al manejar agua en los equipos, se incrementan sustancialmente los problemas de corrosión y de depósitos inorgánicos y orgánicos, lo que ocasiona un mantenimiento continuo en los equipos de calentamiento. Esta es una desventaja que se presenta en el proceso actual.
- Problema de contaminación	Muchos	Pocos	Cuando hay problemas en el sistema de calentamiento (bajas temperaturas), se arrastran cantidades considerables de aceite en la salmuera drenada de los deshidratadores termoquímicos convencionales, a fin de minimizar estos problemas se proponen las modificaciones al sistema, con lo que se manejará menor cantidad de agua en la etapa de tratamiento a temperatura.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En base a las pruebas de laboratorio y a escala piloto se determinó que es factible eliminar a temperatura ambiente hasta un 95% del agua que originalmente trae la emulsión, con un tiempo de residencia y una relación de tratamiento aproximados de 14 horas y 1:15,000 respectivamente.
2. Mediante el análisis de factibilidad, se determinó que cualquiera de los tanques de almacenamiento con que dispone la planta, puede ser acondicionado como deshidratador atmosférico.
3. Se propone modificar el sistema de tratamiento de aceite crudo en la Unidad Petroquímica "La Venta", mediante la incorporación de un tanque deshidratador atmosférico y uno receptor del crudo deshidratado a temperatura ambiente, para que de ahí sea bombeado hacia la planta para su tratamiento final y así obtener el aceite dentro de especificaciones. Para lograr tal objetivo, se desarrolló un producto desesulfurante denominado IMP-RD-54 para tratar eficientemente, a temperatura ambiente, las corrientes que concluyen a la Unidad Petroquímica.

4. Se recomienda realizar la prueba industrial del reactivo IMP-RD-54, una vez que se efectuen las modificaciones a los tanques de almacenamiento (uno como deshidratador y el otro como receptor del aceite deshidratado). La aplicación del reactivo se realizará en aquellas baterías que tienen la mayor producción de aceite con alto contenido de agua, así como en el cabezal de llegada a la planta.

Desde el punto de vista técnico - económico, resulta altamente atractivo implantar las modificaciones propuestas al proceso de deshidratación del aceite crudo en la Unidad Petroquímica, ya que se elimina a temperatura ambiente 23,907 bl/día de salmuera limpia, lo que representa un 31.35% del volumen total de líquidos que se manejan en la instalación, de manera que se incrementa la capacidad de proceso de la planta. Asimismo, se disminuirán los consumos de gas combustible y de reactivo desemulsificante, obteniéndose un ahorro de \$1,016,923/día, que equivale a 371 millones de pesos por año, aproximadamente.

6. Una ventaja adicional que se obtendría al reducirse el volumen de agua manejado en los calentadores y tratadores termoquímicos, es la disminución de los problemas por corrosión y depositación de sólidos, ya que si se cuantificara el costo en mantenimiento de estos equipos, se podría observar que también se obtienen ahorros considerables.

7. Se recomienda realizar estudios como el que se presenta en este trabajo para otras instalaciones de deshidratación de Petróleos Mexicanos, en las que se manejen emulsiones con altos contenidos de agua y que requieran de calentamiento para su tratamiento.

APENDICE A

Cálculos para el acondicionamiento de un tanque de almacenamiento como deshidratador atmosférico.

1) Cálculo del distribuidor y tubo conductor (flume).

Aplicando el Teorema de Bernoulli.

$$z_1 + \frac{144 P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{144 P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

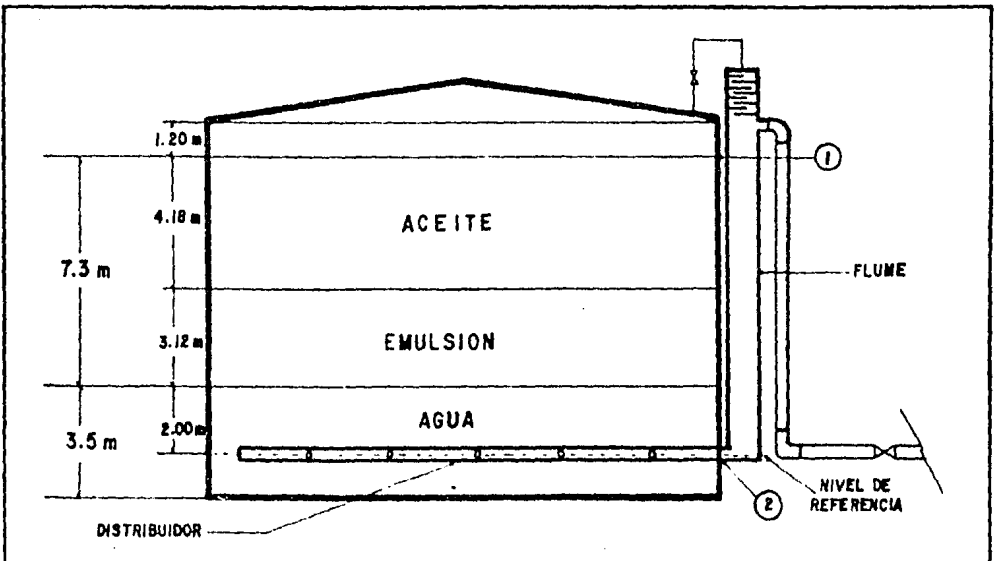
z_1 y z_2 , elevación sobre el nivel de referencia, (pie)

v_1 y v_2 , velocidad media, (pie/seg)

ρ_1 y ρ_2 , densidad del fluido, (lb/pie³)

P_1 y P_2 , presión, (lb/pg² man)

g , aceleración de la gravedad = 32.2 pie/seg².



Datos:

$$v_1 = 0 \text{ pie/seg}$$

$$P_1 = P_2 = \text{presión atmosférica} = 14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.} \\ = 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

$$v_2 = ?$$

i) Se calculan las cargas hidrostáticas debidas a los fluidos

$$Z_1 \text{ (pie)} = 3.281 \text{ he(m)} \times SGe$$

$$Z_2 \text{ (pie)} = 3.281 \left[\text{hw(m)} \times SGw + \text{he(m)} \times SGe + \text{ho(m)} \times SGo \right]$$

Donde:

Z_1 y Z_2 , carga hidrostática de las columnas de fluidos en pies de agua, (pie).

hw, ho, he, tirantes de agua, aceite y emulsión respectivamente, todos en relación al nivel de referencia.

SGw, SGo, SGe, densidad relativa del agua, aceite y emulsión respectivamente (20°C/4°C).

Sustituyendo y despejando en la ecuación (1), ésta se reduce a:

$$Z_1 - Z_2 = \frac{v_2^2}{2g}$$

$$\text{donde: } v_2 = \sqrt{2g(Z_1 - Z_2)} = \sqrt{2g \Delta Z} \dots \dots \dots (2)$$

Ahora aplicando la ecuación de continuidad para flujo de fluidos incompresibles, se tiene:

$$q = v \times A \quad A = \frac{q}{v} \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

A, área de la sección transversal de la tubería (pie²)

q, gasto volumétrico del fluido (pie³/seg)

v, velocidad del fluido (pie/seg)

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

D, diámetro de la tubería, (pie)

d, diámetro de la tubería, (pg)

$$d = 24 \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

Sustituyendo datos, se tiene:

$$Z_1 = 3.281 \times 9.3 \times 0.9623 = 29.3615 \text{ pie}$$

$$Z_2 = 3.281 (2.0 \times 1.17 + 3.12 \times 0.9623 + 4.18 \times 0.86) = 29.3214 \text{ pie}$$

$$\Delta Z = Z_1 - Z_2 = 0.0401 \text{ pie}$$

$$v_z = \sqrt{2 \times 32.2 \times 0.0401} = 1.607 \text{ pie/seg.}$$

$$q \text{ (pie}^3\text{/seg)} = 75,000 \frac{\text{bl}}{\text{día}} \times \frac{\text{día}}{86,400 \text{ seg}} \times \frac{5.615 \text{ pie}^3}{\text{bl}} = 4.874132$$

$$A = \frac{4.874132}{1.607} = 3.033 \text{ pie}^2$$

$$d = 24 \sqrt{\frac{3.033}{\pi}} = 23.58 \text{ pg.}$$

El diámetro del distribuidor resultó ser de 23.58 pg; como no existe este diámetro de tubería comercial, se utiliza el diámetro comercial inmediato superior. Por lo tanto el diámetro del distribuidor será de 24 pg.

En base a la literatura y por experiencia práctica en el campo, se recomienda que el diámetro del tubo conductor (flume), sea 1.5 veces mayor que el diámetro del distribuidor, de manera que la velocidad del fluido en el flume sea aproximadamente la mitad de la velocidad en el distribuidor, evitando así el arrastre de gas al interior del tanque.

De manera que:

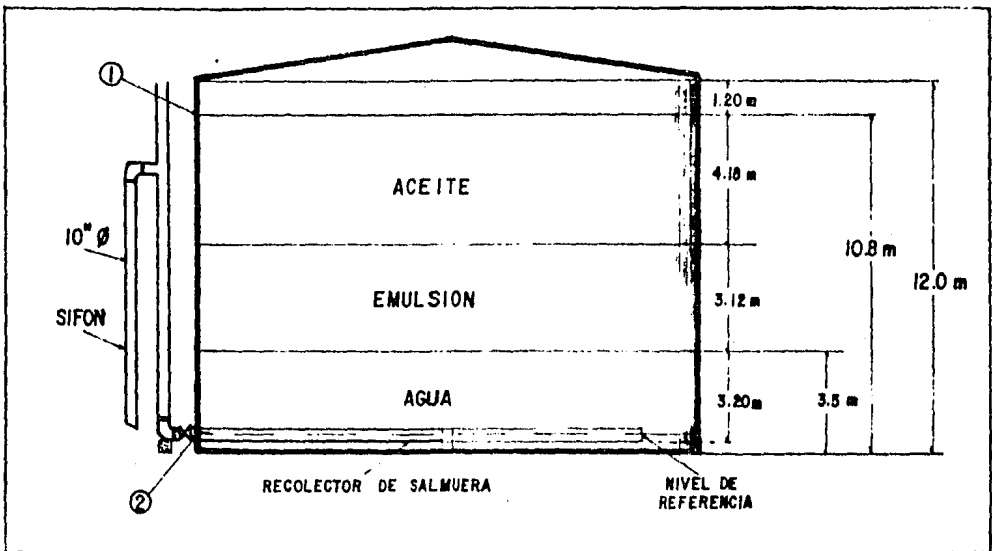
$$d_f = 1.5 \times d$$

Donde:

d_f , diámetro del tubo conductor (flume), (pg)

$$d_f = 1.5 \times 24 = \underline{36 \text{ pg}}$$

2) Cálculo del sifón (Pata de ganzo).



Datos:

ds, diámetro del sifón: 10 pg.

qw, gasto de agua: 23,907 bl/día = 1.553 pie³/seg.

i) Se determina la velocidad de flujo en el sifón

De la ecuación (4)

$$A = \frac{\pi (10)^2}{4 \times 144} = 0.5454 \text{ pie}^2$$

despejando de la ecuación (3)

$$v = \frac{q}{A} = \frac{1.55368}{0.5454} = 2.8487 \text{ pie/seg.}$$

despejando de la ecuación (2)

$$\Delta Z = \frac{v^2}{2g} = Z_1 - Z_2$$

$$\Delta Z = \frac{(2.8487)^2}{2 \times 32.2} = 0.1260 \text{ pie}$$

Ahora se calcula la carga hidrostática en el tanque

$$Z_1 \begin{cases} hw = 3.2 \text{ m} ; SGw = 1.17 \\ he = 3.12 \text{ m} ; SGe = 0.9623 \\ ho = 4.18 \text{ m} ; SGo = 0.86 \end{cases}$$

$$Z_1 = 3.281 (3.2 \times 1.17 + 3.12 \times 0.9623 + 4.18 \times 0.86) = 33.9277 \text{ pie}$$

de manera que:

$$Z_2 = Z_1 - \Delta Z = 33.9277 - 0.1260 = 33.8017 \text{ pie.}$$

Por lo tanto:

La altura del sifón con respecto al nivel de referencia.

$$Z_s = \frac{Z_g}{SGw} = \frac{33.8017}{1.17} = 28.89 \text{ pie} = 8.8 \text{ m}$$

La altura del sifón desde el piso del tanque.

$$Z'_s = 0.3 + 8.8 = \underline{9.1 \text{ m}}$$

Como puede observarse, las velocidades de flujo en el tubo conductor (flume), distribuidor y recolector de agua serán menores a 3 pie/seg; esto implica, que el flujo sea laminar. Asimismo, las distancias que recorren los fluidos son relativamente pequeñas, por lo que las caídas de presión se - considerarán despreciables.

3) Cálculo de los ramales del distribuidor.

El diseño se realiza aplicando el criterio práctico referente a obtener áreas transversales de flujo equivalentes en tuberías.

- Se calcula el área transversal de la tubería de 24 pg.

$$A(24''\varnothing) = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} = \frac{\pi (24)^2}{4 \times 144} = \pi = 3.1416 \text{ pie}^2$$

Los ramales del distribuidor serán de 8 pg, a fin de conservar la resistencia mecánica del tubo principal del distribuidor, que es de 24 pg.

- Se calcula el área transversal de la tubería de 8 pg.

$$A (8''\phi) = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} = \frac{\pi (8)^2}{4 \times 144} = \frac{\pi}{9} = 0.34907 \text{ pie}^2$$

Aplicando el criterio sobre áreas transversales de flujo equivalentes en tuberías.

$$A (24''\phi) \propto A (8''\phi)$$

$$A (24''\phi) = K A (8''\phi)$$

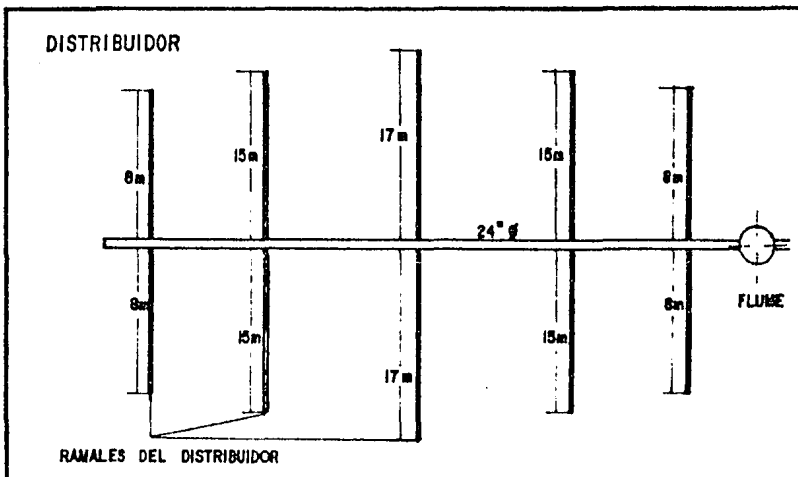
donde:
$$K = \frac{A (24''\phi)}{A (8''\phi)} = \frac{3.1416}{0.34907} = 9$$

Esto significa que son 9 las tuberías de 8 pg, que proporcionan un área transversal de flujo equivalente para una tubería de 24 pg. Sin embargo como el diseño del distribuidor debe estar equilibrado, se recomienda que los ramales a utilizar sean 10. De acuerdo a las dimensiones del tanque, estos serán:

4 ramales de 8 m de longitud y 8 pg de diámetro.

4 ramales de 15 m de longitud y 8 pg de diámetro.

2 ramales de 17 m de longitud y 8 pg de diámetro.



- Se calcula el número de perforaciones en los ramales.

Se realizarán perforaciones de 3/4 pg y estarán orientadas en los ramales a 180° con respecto al diámetro horizontal.

Primeramente se determina el área transversal de las perforaciones de 3/4 pg.

$$A (3/4" \phi) = \frac{\pi (0.75)^2}{4 \times 144} = 0.003068 \text{ pie}^2$$

Aplicando nuevamente el criterio sobre áreas transversales de flujo equivalentes en tuberías:

$$A (24" \phi) \propto A (3/4" \phi)$$

$$A (24" \phi) = K' A (3/4" \phi)$$

$$\text{donde: } K' = \frac{A (24" \phi)}{A (3/4" \phi)} = \frac{3.1416}{0.003068} = 1023.99 \approx 1024$$

Esto significa que el número de perforaciones será 1024, sin embargo por seguridad debido a las posibles variaciones en el flujo, se recomienda aumentar este número en un 20 ó 25%. Para este diseño en particular, se tomó un 23% - que además de ser un rango aceptado, simplifica el diseño.

Por lo tanto:

$$NP_f = NP_i \times (1 + RS) \dots \dots \dots (5)$$

donde:

NP_f , número de perforaciones finales

NP_i , número de perforaciones iniciales

RS, rango de seguridad, (fracción)

Sustituyendo valores, se tiene:

$$NP_f = 1024 \times (1 + 0.23) = 1259.5 \approx 1260 \text{ perforaciones.}$$

- Se calcula la distancia entre las perforaciones.

Primamente se calcula la longitud total de los ramales.

$$LTR = NR_1 \times L_1 + NR_2 \times L_2 + \dots + NR_n \times L_n$$

Simplificando:

$$LTR = \sum_{i=1}^n NR_i L_i \dots \dots \dots (6)$$

donde:

LTR, longitud total de los ramales, (m)

NR_i , número de ramales de igual longitud, ($i=1,2,\dots,n$)

L_i , longitud de los ramales, ($i=1,2, \dots n$)

Por lo tanto:

$$LTR = (4 \times 8 + 4 \times 15 + 2 \times 17) = 126 \text{ m}$$

Como las perforaciones se harán laterales y alternadas, la distancia entre las perforaciones será:

$$PER = \frac{LTR}{NP_f} \times PA \dots \dots \dots (7)$$

donde:

PER, distancia entre las perforaciones, (cm/perforación)

PA, perforaciones alternadas.

Por lo tanto:

$$PER = \frac{126 \text{ m}}{1260 \text{ perf.}} \times 2 = 0.2 \text{ m/perf.} = 20 \text{ cm/perf.}$$

Esto significa que la distancia entre las perforaciones del mismo lado de la tubería será de 20 cm, y las perforaciones alternadas estarán a una distancia de 10 cm. En ambos casos la distancia se considera de centro a centro.

"Las perforaciones se realizarán alternadamente con el objeto de tener la mejor área de contacto, entre el colchón de agua y las gptas de emulsión que ascienden, sin crear turbulencia dentro del tanque".

4) Cálculo de los ramales del colector de agua -
(salmuera).

- Se calcula el área transversal del ramal de salida, hacia el sifón, de 10 pg.

$$A(10''\emptyset) = \frac{\pi (10)''^2}{4 \times 144} = 0.5454 \text{ pie}^2$$

El colector de agua tendrá seis ramales, cinco de 6 pg y uno de 10 pg (ramal de salida), y estarán orientados entre si a 60°.

- Se calcula el área transversal de la tubería de 6 pg.

$$A(6''\emptyset) = \frac{\pi (6)''^2}{4 \times 144} = 0.1964 \text{ pie}^2$$

Aplicando el criterio sobre áreas transversales de flujo equivalentes en tuberías:

$$A(10''\emptyset) \propto A(6''\emptyset)$$

$$A(10''\emptyset) = K''A(6''\emptyset)$$

donde:

$$K'' = \frac{A(10''\emptyset)}{A(6''\emptyset)} = \frac{0.5454}{0.1964} = 2.7 \approx 3.0$$

Esto significa que son tres las tuberías de 6 pg que proporcionan un área transversal de flujo equivalente para una tubería de 10 pg. Sin embargo, como se mencionó, se utilizarán cinco tuberías de 6 pg para el recolector de agua, con el objeto de evitar turbulencia dentro del tanque cuando la salmuera sea drenada; asimismo se pretende abarcar mayor área en el tanque, con lo que también, se evita que se formen vórtices que generen el arrastre de aceite en la descarga de la salmuera. También para evitar este problema, las perforaciones se harán en la parte inferior de los ramales y con un

diámetro de 1/2 pg.

- Se calcula el área transversal para las perforaciones de 1/2 pg.

$$A(1/2''\phi) = \frac{\pi(0.5)^2}{4 \times 144} = 0.001364 \text{ pie}^2$$

Aplicando el criterio sobre áreas transversales de flujo equivalente en tuberías:

$$\begin{aligned} A(6''\phi) &= A(1/2''\phi) \\ A(6''\phi) &= K'' \cdot A(1/2''\phi) \end{aligned}$$

En este caso se considera el área transversal equivalente a los cinco ramales.

$$K'' = \frac{A(6''\phi)}{A(1/2''\phi)} \times 5 = \frac{0.1964 \times 5}{0.001364} = 719.9 \approx 720$$

Esto significa que se requiere de 720 perforaciones de 1/2 pg para obtener un área transversal de flujo equivalente para las tuberías de 6 pg. Sin embargo, en la práctica se recomienda aumentar el número de perforaciones en un 10 ó 15% por los posibles cambios en el porcentaje de agua en la emulsión. En este caso en particular, para simplificar el diseño se tomó un 11%, que satisface el rango recomendado.

Aplicando la ecuación (5), el número de perforaciones es:

$$NP_f = NP_i \times (1 + RS)$$

$$NP_f = 720 \times (1 + 0.11) = 799.2 \approx 800 \text{ perforaciones}$$

- Se calcula la distancia entre las perforaciones.

Primeramente se calcula la longitud total de los ramales, aplicando la ecuación (6) se tiene:

$$LTR = \sum_{i=1}^n NR_i \times L_i$$

$$LTR = 5 \times 16 = 80 \text{ m.}$$

Por lo tanto, la distancia entre las perforaciones será aplicando la ecuación (7):

$$PER = \frac{LTR}{NP_f} \times PA$$

$$PER = \frac{80 \text{ m}}{800} \times 1 = 0.1 \text{ m/perf.} = 10 \text{ cm/perf.}$$

Esta distancia se considera del centro de una perforación al correspondiente a la contigua.

5) Cálculo de los derrames de aceite.

Al igual que el colector de agua, se pretenderá recolectar el aceite de la mayor área de la periferia del tanque. Los derrames serán de 14 pg, debido a que se pretende que operen a un 90% o más de su capacidad. La línea de descarga de

aceite será de 30 pg, a fin de proporcionar la capacidad necesaria actual, y en un futuro, para el flujo de aceite.

- Se calcula el área transversal de la tubería de 30 pg.

$$A(30''\varnothing) = \frac{\pi (30)''^2}{4 \times 144} = 4.909 \text{ pie}^2$$

- Se calcula el área transversal de la tubería de 14 pg.

$$A(14''\varnothing) = \frac{\pi (14)''^2}{4 \times 144} = 1.069 \text{ pie}^2$$

Aplicando nuevamente el criterio sobre áreas transversales de flujo equivalentes en tuberías:

$$A(30''\varnothing) \propto A(14''\varnothing)$$

$$A(30''\varnothing) = K^N A(14''\varnothing)$$

donde:

$$K^N = \frac{A(30''\varnothing)}{A(14''\varnothing)} = \frac{4.909}{1.069} = 4.59 \approx 5$$

Esto significa que se requieren de 5 tuberías de 14 pg, para funcionar como derrames de aceite en el tanque deshidratador atmosférico.

- Se calcula la capacidad de operación de la tubería de 14 pg.

$$CO = \frac{A(30''\varnothing)}{ND \times A(14''\varnothing)}$$

donde:

CO, Capacidad de operación, (fracción ó %)

ND, Número de derrames

Por lo tanto:

$$CO = \frac{4.909}{5 \times 1.069} = 0.9184 = 91.84 \%$$

Este valor obtenido ratifica que los derrames de aceite operarán a un 90% o más de su capacidad.

REFERENCIAS

- Banšbach, Paul L., "The how and why of emulsions"; Oil and Gas Journal, September 7th, 1970.
- Téllez, José I., "Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos", Ingeniería Petrolera, Octubre 1978; páginas: 29 - 40.
- "Treating Oil - field emulsions"; The University of Texas (1962).
- Wiggins, J.L., "Treating Oil field emulsions"; - Petroleum Engineer, Mayo 1957.
- Kimbler, Reed and Silberberg, "Physical characteristics of natural films formed at crude Oil - water interfaces", SPE 1201 (1975).
- Téllez, José I., "Aplicación de Surfactantes en la Deshidratación y Desalados de Crudos", Instituto Mexicano del Petróleo. Octubre 1976, Vol. VIII, No. 4.
- Lory Mendoza, A., "Estudio de la Deshidratación de Crudos en Campos Petroleros (Unidad Petroquímica "La Venta", Tab.)", Informe Técnico División de Producción IMP; - Proyecto D-3014 - 005, Noviembre 1985.

- Crane Co., "Flow of fluids through valves, fittings and pipe"; Technical paper No. 410.
- Giles, Ronald V., "Mecánica de los Fluidos e Hidráulica"; Serie de Compendios Schaum, Mc Graw-Hill, páginas 70 - 80.
- Streeter, Víctor L. & Wylie E. Benjamín; "Mecánica de los Fluidos", Editorial McGraw-Hill, edición sexta; páginas 147 - 150.