

47

2ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



DESHIDRATACION DE ACEITE CRUDO EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ELIGIO SOTO ALVAREZ



MEXICO D. F.

1989.

**TESIS CON
BANDA DE ORIGEN**



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.

INDICE

	PAG
INTRODUCCION	3
I.- GENERALIDADES SOBRE LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO.	5
I.1. IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO.	5
I.2. MATERIALES CONTAMINANTES DEL ACEITE CRUDO.	6
I.3. EMULSIONES.	9
I.4. FORMACION DE EMULSIONES.	10
I.5. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSION.	12
II.- FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO.	18
II.1. DESHIDRATACION POR GRAVEDAD.	19
II.2. ADICION DE CALOR.	20
II.3. ADICION DE AGUA DE MEZCLA Y LAVADO.	20
II.4. DESALADO DE ACEITE CRUDO.	21
III.- EQUIPOS PARA LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO.	23
III.1. SEPARADOR DE TRES FASES (TRIFASICO).	24
III.2. ELIMINADORES DE AGUA LIBRE.	25
III.3. EQUIPO DE CALENTAMIENTO.	26
III.4. TANQUES DESHIDRATADORES (GUN BARRELS).	30
III.5. TRATADORES TERMOQUIMICOS CONVENCIONALES.	32
III.6. TRATADORES ELECTROSTATICOS.	34
III.7. PROBLEMAS DE TRATAMIENTO DE LOS EQUIPOS.	37
IV.- DESCRIPCION DEL PROCESO PARA LA DESHIDRATACION DEL ACEITE EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION.	40
IV.1. INGENIERIA BASICA DEL PROCESO.	40
IV.2. GENERALIDADES SOBRE EL COMPLEJO DE PRODUCCION ABKATUN-"A"	42
IV.3. FUNCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.	42
IV.4. CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.	44
IV.5. SISTEMAS DE SEGURIDAD.	46
V.- EQUIPO REQUERIDO PARA LA DESHIDRATACION EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION.	47
V.1. DESHIDRATADORES ELECTROSTATICOS.	47
V.2. POTABILIZADORA DE AGUA DE MAR.	50
V.3. BOMBAS DE AGUA CONTRA INCENDIO.	50
V.4. COMPRESORES DE AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS.	51
V.5. PRECALENTADORES DE ACEITE CRUDO.	51
V.6. ENFRIADORES DE ACEITE CRUDO.	51
V.7. TURBOGENERADORES Y TURBOBOMBAS.	52

V.8. SERVICIOS AUXILIARES.	52
VI.- OPERACION DEL EQUIPO DE DESHIDRATACION EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION.	55
VI.1. PROCEDIMIENTOS GENERALES DE ARRANQUE.	55
VI.2. SECUENCIA DEL ARRANQUE.	61
VI.3. TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS ACEITOSAS.	65
VI.4. PROCEDIMIENTOS DE PARO POR PROCESO.	66
VI.5. PROCEDIMIENTOS DE PARO POR FALLA DE SERVICIOS.	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	70
BIBLIOGRAFIA.	72
APENDICE A	74
DEDUCCION DE LA ECUACION DE LA LEY DE STOKES.	
APENDICE B	77
PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO PARA EVALUAR AGENTES QUIMICOS DESEMULSIFICANTES.	
APENDICE C	80
COMPARACION DE ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACION EN MAR O EN TIERRA.	

INTRODUCCION

Los campos marinos y los de la Zona Sureste actualmente figuran como los campos petroleros más importantes del país, desde el punto de vista de la magnitud de sus reservas, así como de sus excelentes características de productividad. Sin embargo la Zona Marina ubicada en el golfo de Campeche, es sin duda la que reviste mayor importancia, ya que en 1976 se probó la existencia de reservas de aceite comercializable, y aproximadamente dos años después llegó a la costa el primer barril de aceite procedente de estos yacimientos.

Actualmente la producción de la sonda de Campeche asciende a más de 1 700 000 barriles de aceite crudo por día, lo que ha requerido de la instalación y construcción de más de 1 300 kilómetros de líneas submarinas operando como oleogasoductos, oleoductos, y gasoductos; contando para ello con más de 40 plataformas, dichas plataformas se han clasificado de acuerdo a su función en: plataformas fijas de perforación (satélites), de producción temporal, de producción permanente, compresión, enlace y habitacionales.

Durante la etapa inicial de explotación de un campo petrolero el agua producida con los hidrocarburos en forma de emulsión, no significa un grave problema, ya que las cantidades obtenidas diariamente son mínimas y generalmente se puede eliminar con relativa facilidad.

Sin embargo, es frecuente encontrar que yacimientos de hidrocarburos con una avanzada etapa de explotación comiencen a presentar cantidades variables de agua en las corrientes de crudo que se producen, principalmente si la producción proviene de yacimientos con empuje hidráulico ó sujetos a un método de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua, esto traerá como consecuencia que la producción de agua aumente considerablemente hasta el punto de ocasionar el cierre de pozos y serios problemas de operación en las instalaciones, tanto para su manejo y adecuación, como la disminución en la calidad del crudo para su exportación.

Dicho comportamiento se ha encontrado ya en algunos pozos en explotación del campo Abkatún, localizado en la Sonda de Campeche, y puesto que se conoce por medio de pruebas de interferencia que los campos Abkatún, Pol, y Chuc forman parte de un mismo yacimiento, el problema de la presencia de agua se manifestará en los volúmenes de producción de estos campos a futuro.

De acuerdo a estas consideraciones, Petróleos Mexicanos consideró llevar a cabo la deshidratación del aceite ligero producido en el campo Abkatún, utilizando al máximo los equipos y sistemas existentes en la plataforma de producción permanente, que con el propósito de efectuar la deshidratación de crudo se instalaron en dicha plataforma, pero que no han sido operados

desde la puesta en marcha de la plataforma. Estos equipos se rediseñarán tomando en cuenta, además de las instalaciones necesarias para llevar a cabo el proceso mismo, los servicios auxiliares de éste como: tratamiento de efluentes, almacenamiento de reactivos, suministro de energía eléctrica requerida, agua de mar, sistema de desfogue, etc.

En los apéndices se incluyen los aspectos dentro de los cuales se fundamenta la separación de la mezcla, (Ley de Stokes), la evaluación y selección de agentes desemulsificantes, así como el estudio de comparación de alternativas que llevaron a decidir que el proceso de deshidratación de aceite se llevará a cabo en las plataformas marinas.

El objetivo del presente trabajo, consiste en analizar los diferentes principios fundamentales en que se rigen los procesos y equipos que se utilizan en la deshidratación del aceite crudo, describiéndose cada uno de ellos con sus partes principales. Además se describe de una manera general el equipo y proceso a efectuar próximamente en la plataforma de producción permanente Abkatún-A, con el objeto de realizar la deshidratación de crudo.

CAPITULO I

I. - GENERALIDADES SOBRE LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO

I.1. IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO.

Al inicio de la explotación de un campo petrolero el aceite producido contiene una mínima cantidad de agua que no significa graves problemas. A medida que se avanza en la explotación del campo, la cantidad de agua y de materiales contaminantes se incrementa, ocasionando diversos problemas en la refinación, venta ó centros de almacenamiento.

La presencia de agua en el crudo es causada en forma natural por la declinación en la presión del yacimiento, esto cuando tiene un acuífero asociado, malas cementaciones de tuberías de revestimiento de los pozos, y en forma artificial por la implementación de métodos de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua.

El utilizar el sistema de recuperación secundaria por inyección de volúmenes de agua a alta presión, trae como consecuencia el incremento de la cantidad de agua en el crudo a la salida del pozo. Debido al incremento de agua en el crudo, es necesario implementar el proceso de deshidratación, el cual consiste básicamente en la eliminación del agua libre y la emulsionada con el crudo. Debido a esta situación, es de suma importancia la deshidratación ya que esto facilitará su procesamiento en las refineries, y evitara problemas que puedan presentarse en los diferentes equipos usados para su tratamiento. Por otro lado, si el aceite crudo contiene materiales contaminantes que excedan las especificaciones para su refinación y/o venta, se tendría una penalización en el precio de venta del crudo a exportación, ya que probablemente bajaría el costo por barril que tendría que pagar al comprador.

Por lo tanto queda justificada la importancia de eliminar el agua y los materiales contaminantes del crudo dentro de los límites especificados por los organismos internacionales, antes de ser enviado el aceite crudo tratado a exportación o refinación.

En la tabla I.1 se muestran las especificaciones que debe tener el crudo en cuanto al contenido de agua y de sales, ya sea para: exportación, refinación, o para su manejo en oleoductos.

		PARA EXPORTACION	PARA REFINACION	MANEJO EN OLEODUCTOS
CONTENIDO DE AGUA	% EN VOLUMEN (B.S/6 W.) (2)	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2	1.0 MAX.
CONTENIDO (3) DE SALES	LMB (1)	10	10	100

NOTAS:

1) LMB: libras de sal/1000 bbls de aceite

2) - B. S/6 W solidos sedimentables y agua.

3) - Valores maximos.

FIG. I-1: ESPECIFICACIONES DEL CRUDO TRATADO

I.2. MATERIALES CONTAMINANTES DEL ACEITE CRUDO.

Las formaciones geológicas tales como arenas, calizas y dolomitas, son las que le dan las características a la salmuera que el aceite crudo trae consigo y cuya cantidad puede variar en proporción a los sedimentos y agua que contenga. De aquí que no es posible la generalización de las características del crudo, y en consecuencia cada tipo de crudo debe ser evaluado según su procedencia.

Sin embargo, independientemente de la procedencia del crudo y desde un punto de vista cualitativo éste tiene contaminantes en general, siendo los principales: agua, sales solubles, sales insolubles asociadas con el agua, compuestos organo-metálicos y sedimentos, cuya principal fuente tiene su origen en el mismo yacimiento. A continuación se mencionan los efectos que ocasionan los diferentes materiales contaminantes.

I.2.1 AGUA. Al emulsionarse en el crudo, aumenta la viscosidad del mismo, ocasionando que se incrementen las caídas de presión a través de las líneas que conforman la red de oleoductos, por lo que se requerirá mayor potencia para el bombeo de la emulsión. También esta agua contribuye a la corrosión de los diferentes equipos usados en la operación, además de absorber calor en los equipos de calentamiento y en el proceso de destilación, incrementando los costos por combustible y mantenimiento. Por estas razones es de suma importancia reducir el contenido de agua a su mínima cantidad posible.

I.2.2 SALES SOLUBLES. Las sales ocasionan los efectos más perjudiciales, su rango de concentración presenta una gran variación desde 10 LMB (Libras por cada mil barriles de aceite crudo) hasta 17500 LMB. Las sales solubles en agua consisten principalmente de sales de sodio, calcio y magnesio, generalmente como cloruros, presentándose en mayor proporción el cloruro de sodio.

I.2.3 SALES INSOLUBLES. En algunas áreas se han encontrado considerables concentraciones de sulfatos y carbonatos en el crudo. En concentraciones peligrosas estos compuestos causan depósitos en zonas calientes de los precalentadores de crudo, razón por la cual es conveniente inyectar agentes químicos capaces de mantenerlos diluidos en un amplio intervalo de temperaturas. La solubilidad del sulfato de calcio disminuye a temperaturas inferiores a los 100°F y se hidrata a los 122°F de tal forma que la formación de costra por sulfatos, no es necesariamente provocada por la vaporización de la salmuera. Se debe tener especial cuidado en las maniobras de prevención de incrustaciones en la carga de unidades de transferencia de calor por los cambios de solubilidad. Generalmente esta sal se presenta como cristales de yeso.

1.2.4 MATERIALES SÓLIDOS (SEDIMENTOS). De similar importancia que las sales, la naturaleza de estos sólidos depende de la estructura geológica productora, ritmo de producción y transporte del crudo. Generalmente son partículas silíceas finas (arenas), óxidos de hierro, sulfuros de hierro, arcillas, cenizas volcánicas, lodo de perforación y otros materiales que el aceite crudo desprende y dispersa. Algunos de éstos materiales se encuentran asociados con las partículas de agua.

1.2.5 COMPUESTOS ORGANOMETÁLICOS. Estos compuestos son el resultado de la combinación de hidrocarburos con metales como el Vanadio, Níquel, Cobre, y Hierro principalmente, y algunos más en cantidades mínimas. En este grupo también se incluye el Arsénico que puede causar envenenamiento de los catalizadores de platino en los procesos de fraccionamiento catalítico del petróleo. La presencia de los materiales contaminantes antes mencionados, trae como consecuencia que se presenten los siguientes fenómenos:

1.2.5.1 CORROSION. Mientras más se acerque el desalado del crudo al 100% menor será la proliferación del ácido clorhídrico en el proceso de destilación, ya que cuando aumenta su contenido, la velocidad de corrosión se incrementa. Los cloruros de hierro formados a su vez producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y ácido sulfhídrico se encuentran en condiciones reductoras. Las unidades más susceptibles de corroerse por las reacciones de óxido-reducción son aquellas donde éstas se pueden presentar tales como intercambiadores de calor, condensadores, platos superiores y domos de las torres de destilación, líneas de transferencia y los recipientes que particularmente son las más vulnerables.

1.2.5.2. EROSION. Mientras mayor cantidad de sólidos se separen del crudo, menor será la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, así como en los cambios de dirección de tuberías, cambiadores de calor, bombas, hornos, válvulas, codos, etc.

1.2.5.3. INCRUSTACION. Cuando se efectúa un eficiente tratamiento del crudo, se depositan cantidades de sólidos en las unidades de transferencia de calor, de destilación y de los hornos. Entre mayor sea el contenido de sales en el agua, aumenta la tendencia al incrustamiento, lo que ocasiona una disminución en el área de flujo, propiciando mayores caídas de presión a lo largo de todo el proceso de producción.

La incrustación provoca que la eficiencia en la transferencia de calor, capacidad de fraccionamiento del crudo y su transporte disminuyan, al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo usado, lo cual puede ocasionar que la planta salga de operación y en consecuencia, los costos de operación y mantenimiento se incrementen.

1.2.5.4. 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 craque. Con la depositación de sólidos, la eficiencia en la transmisión de calor, en la capacidad de fraccionado del crudo y su entrega disminuirán, al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo, con el consiguiente aumento en los costos de mantenimiento. Otros aspectos como la calidad de los productos fraccionados, menor envenenamiento de los catalizadores por desintegración de éstos, son factores de suma importancia.

De no evitarse ó reducirse al máximo los materiales contaminantes se tendrán los siguientes efectos:

- a).- El precio del crudo para exportación se verá fuertemente castigado.
- b).- Se tendrá un incremento en el consumo de energía por la alta viscosidad en las emulsiones, durante su envío y transporte a centros de almacenamiento, exportación o refinación.
- c).- Se requerirá una mayor presión de descarga en las bombas.
- d).- Habrá una necesidad mayor en la capacidad de los diferentes oleoductos de transporte.
- e).- Habrá formación de emulsiones más difíciles de romper por el envejecimiento de las mismas, durante el transporte del aceite crudo.
- f).- Los costos de mantenimiento serán mayores por los efectos de corrosión, erosión, e incrustación en los equipos y tuberías de las instalaciones de producción, transporte y refinación.
- g).- Se tendrá un alto consumo de energía por calentamiento in necesario de agua libre, ya que se ha determinado que para elevar un grado Fahrenheit a un barril de agua, se necesita aproximadamente el doble de calor suministrado para un barril de aceite crudo a las mismas condiciones, esto porque el agua salada por su conductividad térmica, absorbe rápidamente calor.

Los problemas mencionados en los incisos anteriores pueden ser evitados o disminuidos usando materiales resistentes a la corrosión (recubrimientos internos), reduciendo la velocidad y turbulencia en los equipos y tuberías dentro de lo posible, y principalmente un eficiente proceso de deshidratación y/o desalado, ayudado con el uso de inhibidores de corrosión.

I.3 EMULSIONES

CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

I.3.1 EMULSION. Una emulsión es una mezcla íntima y estable de agua y aceite. Más rigurosamente, una emulsión es un sistema heterogéneo constituido por lo menos, por un líquido no miscible disperso íntimamente en otro en forma de gotas, cuyos diámetros son en general mayores que 0.1 micras. La estabilidad de dicha mezcla puede alterarse por medio de agentes activos de superficie (surfactantes).

La fase formada por las gotas aisladas se le llama fase dispersa o interna. La fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas se le llama fase continua o externa.

I.3.2. TENSION SUPERFICIAL. La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En el seno de un líquido, las moléculas se atraen entre sí. Estas fuerzas de atracción, son una combinación de las fuerzas de Van Der Waals y de las fuerzas electrostáticas que están en equilibrio. En la superficie del líquido estas fuerzas no están balanceadas ya que no hay moléculas de líquido en la parte superior. La resultante es una fuerza perpendicular a la superficie. (ver fig.I.1.A). Puede decirse que la superficie del líquido, por la acción de esta fuerza tiende a contraerse.

I.3.3. TENSION INTERFACIAL. Hasta ahora solamente se han considerado las propiedades entre un líquido y un gas, que puede ser el aire o el vapor del líquido. De mayor importancia en problemas de deshidratación, es la existencia de cierta tensión entre dos líquidos, denominada tensión interfacial. Cuando dos líquidos no miscibles se ponen en contacto aparece una interfase. Las fuerzas de atracción que actúan en las moléculas de la interfase de los dos líquidos no están balanceadas, con el consiguiente desarrollo de una tensión interfacial.

I.3.4. SURFACTANTES. Un agente activo de superficie o surfactante, puede definirse como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalencias. Químicamente, un surfactante tiene afinidad, tanto al agua como al aceite. La molécula de surfactante tiene dos partes, una soluble en aceite y otra soluble en agua. Por lo tanto, la molécula es parcialmente soluble en ambos, aceite y agua. Esto promueve la acumulación del surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas y entre un líquido y un sólido. Un surfactante con mayor afinidad al aceite, generalmente se clasifica como soluble en aceite; y uno con mayor afinidad al agua se clasifica como soluble en agua. Algunos surfactantes se clasifican como dispersables en agua o en aceite.

Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con un gas absorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas. Ya que la principal acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, un surfactante se clasifica por la naturaleza iónica del grupo soluble en agua de la molécula. Esquemáticamente la parte de la molécula soluble en agua se representa por un círculo y la parte soluble en aceite por una barra como se muestra en la fig I.1.b.

I.4. FORMACION DE 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 fase continua o externa.

Generalmente las emulsiones no se presentan en la formación productora, sino que se generan cuando el aceite y el agua son producidos simultáneamente en presencia de un alto grado de agitación. Cuando el aceite y el agua fluyen del yacimiento hacia la zona de disparos en la tubería de revestimiento, se crean diferencias de presión relativamente grandes por los cambios bruscos de velocidad y reducción del área de flujo, las cuales originan una mezcla violenta del aceite y agua producidos, formándose así una emulsión. Durante el ascenso de la emulsión a través de la tubería de producción se ocasiona más agitación y mezclado. Este se intensifica por la liberación de burbujas de gas debido a la reducción de presión que se tiene a medida que los fluidos ascienden a través de la tubería de producción. Al llegar a la superficie, se presenta una agitación más violenta al pasar los fluidos a través del estrangulador del pozo, y de todo tipo de restricciones y accesorios tales como nipples, válvulas, codos, etc.

También debe de existir un agente emulsificante que evite que al terminar la agitación de los líquidos, estos se separen. Los agentes emulsificantes son conocidos como surfactantes, y se presentan habitualmente como una película que cubre a las gotas dispersas. Estos agentes, factor importante en la formación y estabilización de las emulsiones, están compuestos de moléculas de cadenas largas o agregados coloidales, los cuales son de naturaleza polar. En una emulsión hay una interfase definida entre las gotas de la fase dispersa y la fase continua. Las partículas del agente emulsificante se mueven más o menos rápidamente a través de la fase continua de la emulsión; ya que en la interfase, las partículas del agente emulsificante forman una película que rodea a las gotas.

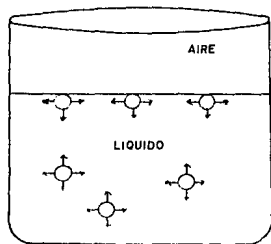


FIG a. ESTADO DE FUERZA SOBRE LAS MOLECULAS DE LIQUIDO.

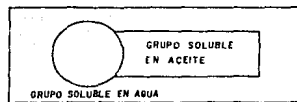


FIG b.- MOLECULA DE UN SURFACTANTE.

Los surfactantes naturales del crudo son: asfaltenos, resinas, cresoles, sales metálicas, sedimentos, arcillas, así como ácidos orgánicos, y sólidos finamente divididos que están compuestos principalmente por fierro, zinc, sulfato de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de fierro.

El aspecto microscópico de una emulsión de agua en aceite, se ilustra en la Fig I.2. Las esferas son gotas de agua dispersas en el aceite. Los diámetros de las gotas de agua varían desde una hasta centenar de micras, aunque la mayoría son de diez micras.

1.4.1. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.

La estabilidad de una emulsión puede definirse como la resistencia a ser rota. Una emulsión se rompe debido a que la tensión interfacial actúa para minimizar el área de las gotas dispersas mediante la unión de ellas. Cada gota es cubierta por una película de agente emulsificante quedando las gotas aisladas entre sí, física y eléctricamente. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes emulsificantes de características polares y de alto peso molecular (generalmente asfaltenos) y de la naturaleza de ésta, ya sea rígida o elástica, dependerá la estabilidad de la emulsión, la primera presenta una viscosidad interfacial alta, y baja en la segunda, aunque puede haber grados de transmisión entre estas dos condiciones.

Por otra parte, se ha observado que las características de la emulsiones van cambiando marcadamente con el tiempo, la película que rodea a las gotas dispersas se engruesa y se hace más resistente dando por resultado una emulsión más estable. Finalmente también se ha determinado que los cambios en el PH de la fase acuosa, afectan la naturaleza de la película emulsificante en forma considerable, esto se muestra en la tabla I.2, en donde se aprecia que con un valor de 10.5 de PH, la película es inestable.

Las emulsiones pueden estabilizarse por diferentes causas. las mas comunes son:

- a).- Cargas de repulsión sobre las interfases de la fase dispersa.
- b).- Películas adsorbidas que siendo preferentemente mojadas por la fase continua, actúan como una barrera física para inhibir el contacto entre las gotas dispersas.
- c).- Las emulsiones también pueden estabilizarse por medio de sólidos, tales como las ceras precipitadas, depósitos y productos de la corrosión los cuales pueden ser mojados por aceite, mediante la adsorción de asfaltenos y resinas existentes en el aceite crudo.

El grado de estabilización de las emulsiones está relacionado con la razón de película (volumen de surfactante y volumen de la fase dispersa) y la viscosidad del crudo, siendo ésta última la que influye en dos formas: aumentando el tiempo de

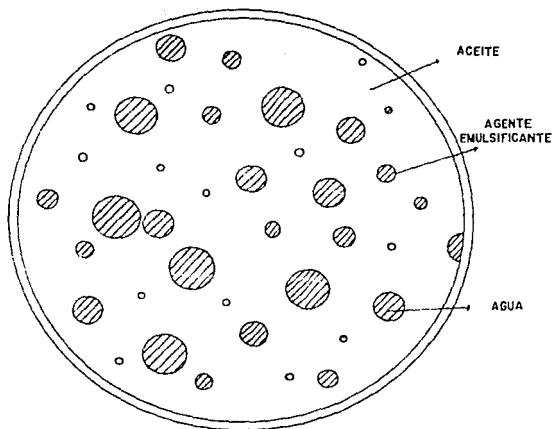


FIG. I2.- ASPECTO MICROSCOPICO DE UNA EMULSION
AGUA / ACEITE.

TABLA I.2 EFECTO DEL PH DEL AGUA SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

PH	TIPO DE EMULSION	ESTABILIDAD DE LA EMULSION
3.0	AGUA / ACEITE	ALTA
6.0	AGUA / ACEITE	ALTA
10.0	AGUA / ACEITE	BAJA
10.5	NINGUNA	INESTABLE
11.0	ACEITE/AGUA	BAJA
13.0	ACEITE/AGUA	BAJA

floculación de las gotas dispersas y por el hecho de que las mayores fracciones de asfaltenos y resinas polares están presentes en los crudos de alta viscosidad y densidad.

I.5. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE UNA EMULSION.

La estabilidad de una emulsión depende de varios factores. Las características de la mezcla (gravedad específica, tensión superficial, constituyentes químicos, etc), las impurezas contaminantes y los métodos de extracción determinan el grado de la distribución y estabilidad de la mezcla. 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 del aceite también es importante; cuando se tienen valores altos de viscosidad, es posible mantener gotas de agua más grandes en suspensión. La naturaleza de la emulsión también es afectada por el tiempo, ya que la película que rodea la gota de agua se engruesa y se torna más resistente, siendo más difícil su rompimiento.

Otro factor muy importante, es la edad de las emulsiones, ya que cuando se tiene una emulsión y ésta no se trata, cierta cantidad de agua se asentará por efecto de la gravedad y coalescencia. A menos que se le de un cierto tratamiento con el objeto de llevar a cabo una completa rotura, habrá un pequeño porcentaje de agua suspendido en el aceite que solo con un tiempo muy grande se separará. Estos pequeños porcentajes tienden a estabilizar las emulsiones, y esto explica el fenómeno de que algunas emulsiones se vuelven más estables y más difíciles de tratar y romper con el tiempo.

Básicamente existen tres elementos que ayudan a romper una emulsión:

- a).- La acción química en la película.
- b).- Adición de calor para debilitar la película, e incrementar la diferencia de densidades entre el aceite y el agua y reducir la viscosidad del aceite.
- c).- Tiempo de reposo para que el agua se asiente por gravedad.

Algunos tipos de emulsiones pueden ser rotas con dos o tres de los elementos, ya sea combinando agentes químicos y tiempo de reposo, o bien haciendo uso de los tres. El tercer elemento es muy importante ya que determina las dimensiones del equipo y consecuentemente, el costo del mismo.

I.5.1. EFECTO DE LOS SURFACTANTES.

Se han desarrollado bastantes teorías respecto a los efectos que tienen los productos químicos para el tratamiento de las emulsiones. Una teoría sugiere que el producto se usa sólo para neutralizar el agente emulsionante cuya finalidad sea crear una emulsión inversa, esto es, que se inviertan las fases para obtener una separación completa. Otra teoría considera que el agente químico hace que la película emulsionante alrededor de las gotas de agua se vuelva rígida, y que aplicando calor el volumen interno de la gota aumenta rompiendo la película y así logrando que ésta se una a otras. Cuando la emulsión tiene que romperse sin la aplicación de calor, entonces hay que usar un reactivo que además de volver rígida a la película emulsificante, la contraiga para que así se rompa.

Usualmente el primer paso en el tratamiento de emulsiones es la adición de estos agentes químicos. Su mecanismo de acción consiste en romper y desplazar la película de emulsificante que rodea a la gota de agua (floculación) y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular, provocando la coalescencia. Es deseable que tenga la capacidad de humectar los sólidos contenidos en la emulsión para incorporarlos al agua separada.

I.5.2. DOSIFICACION E INYECCION DE REACTIVOS QUIMICOS.

Como ya se discutió un agente químico desemulsificante desarrollado para tratar una emulsión agua-aceite, debe ser capaz de desactivar la película de material emulsificante que rodea a las gotas de agua dispersas en el aceite. Los reactivos son dosificados en pequeñas cantidades en algún punto del sistema de tratamiento, estos deben ser solubles en el aceite y actuar como agentes activos de superficie (disolución en el aceite y acción sobre la película emulsificante).

Rara vez un solo compuesto actúa como agente floculante coalescente y humectante, por lo que generalmente son dos o más reactivos los que intervienen en la formulación de un desemulsificante. La dosificación del producto varía ampliamente según la estabilidad de la emulsión, las condiciones de temperatura, etc. Las dosificaciones más comunes varían en el rango de 1 a 5 galones de reactivo por cada 1000 barriles de emulsión. Para seleccionar la cantidad de reactivo desemulsificante apropiada para tratar un cierto volumen de aceite crudo, se realizan evaluaciones en laboratorio conocidas como "pruebas de botella" (ver apéndice B). A los valores obtenidos de estas pruebas se les conoce como relaciones de tratamiento y se reportan como 1:X, que indican el volumen "X" de aceite que se puede tratar con una unidad de volumen de reactivo desemulsificante.

La relación de tratamiento es un parámetro importante en el proceso de deshidratación de aceite crudo. Resulta obvio que si se dosifica al crudo una menor cantidad de reactivo

desemulsificante del requerido, no se logra un rompimiento completo de la emulsión. Por otra parte, si se emplea demasiado reactivo se puede llegar a tener un sobretratamiento de la emulsión, lo que conduce en la mayoría de los casos a una reemulsificación. Esta situación en forma momentánea, resulta más perjudicial que si no se inyectara el reactivo. Para resolver este problema se debe suspender la inyección del reactivo temporalmente, y manejar mas emulsión "fresca" en el sistema de tratamiento para conseguir la disminución en la concentración del desemulsificante.

El punto en el cual el agente químico ruptor de la emulsión debe aplicarse, es una consideración importante en el diseño de un proceso de tratamiento, este puede estar localizado en la batería de separación, cabezales de llegada de los pozos o bien, en la misma planta de deshidratación y desalado de crudo. Debe haber suficiente agitación en la corriente de flujo para permitir un contacto adecuado entre el reactivo y la emulsión, esto permite que el primero pueda entrar en contacto con la mayoría de las partículas de agua dispersas y neutralizar la película del agente emulsificante, para esto debe analizarse previamente el punto de aplicación que dependerá en parte del reactivo a utilizar. Si el desemulsificante es soluble en agua, se inyecta después de que se haya separado el agua libre, sin embargo, si la producción de ésta es baja, la inyección puede llevarse a cabo sin que la pérdida de reactivo sea considerable.

Existen básicamente dos tipos de tratamiento de emulsiones agua-aceite, siendo la principal diferencia el punto de aplicación del reactivo, estos son: el tratamiento en la línea de flujo y el tratamiento en el fondo del pozo.

I.5.3. TRATAMIENTO EN LA LINEA DE FLUJO.

El tratamiento de emulsiones agua-aceite en la línea de flujo, es el método que más comúnmente se lleva a cabo para tratar el aceite crudo en la industria petrolera nacional. Al igual que en un tratamiento de fondo, es necesario que la adición del reactivo se haga en el punto donde se garantice un mezclado adecuado, éste se localiza generalmente antes de la batería de separación o bien en algun cabezal de llegada de los pozos.

I.5.4. TRATAMIENTO EN EL FONDO DEL POZO.

Es ampliamente conocido que la viscosidad de una emulsión se incrementa conforme aumenta el grado de dispersión de las gotas de agua en el aceite, esto se logra por medio de agitación. Por lo tanto, al aumentar la viscosidad la resistencia al flujo es mayor, ocasionando que se tengan altas pérdidas de presión por fricción en las tuberías conductoras del crudo. Por esta razón, resulta conveniente tratar la emulsión adicionando el reactivo desemulsificante en el fondo del pozo, la temperatura

prevaliente a esta profundidad es de gran ayuda, pues disminuye la viscosidad del aceite y facilita la acción del agente desulfurante.

Este tipo de tratamiento evita en gran parte la formación de emulsiones, siendo este un método preventivo. La inyección del reactivo comúnmente se efectúa por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

Para la dosificación e inyección del reactivo normalmente se utiliza una bomba de desplazamiento positivo, ya sea operada con gas o con motor eléctrico, siendo las operadas con gas las más usadas, ya que no requieren energía eléctrica y manejan volúmenes de reactivo a altas presiones en comparación con las bombas operadas por motor eléctrico, ver figs. I.3 y I.4.

I.5.5. EFECTO DE LA TEMPERATURA.

Con la adición de calor a la mezcla agua-aceite aumenta el movimiento molecular, las gotas de agua y las del aceite chocan unas con otras; a su vez las gotas de agua chocan entre sí generando calor y reduciendo la viscosidad del aceite, con esto se incrementa el movimiento haciendo que las gotas choquen con más fuerza y frecuencia. Cuando la colisión es lo suficientemente grande, el agente emulsificante que cubre a las gotas de agua se rompe permitiendo así que éstas se unan, y adquieran mayor volumen separándose del aceite con mayor rapidez.

La variación de la viscosidad respecto a la temperatura es función del tipo de crudo: en general, al disminuir la gravedad API del aceite la viscosidad aumenta. (ver figs. I.5 y I.6).

El efecto de la temperatura sobre un aceite crudo actúa primordialmente en la disminución de su viscosidad. En forma general la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo de la emulsión, como puede visualizarse mediante la ecuación de la ley de Stokes.

$$v = \frac{4 R^2 (p_w - p_o) g}{18 \mu_o} \text{----- (1)}$$

donde:

v= velocidad de asentamiento de la partícula (pies/seg)

g= aceleración de la gravedad (pies/seg²)

R= radio de la gota de agua (pies)

p_o= densidad relativa del aceite (Lbm/pie³)

p_w= densidad relativa del agua (Lbm/pie³)

μ_o= viscosidad del aceite (Lbm/pie-seg)

La deducción de esta ecuación se presenta al final de este trabajo en el apéndice "A". De la ecuación (1) se puede observar que uno de los parámetros más importantes que influye en la velocidad de asentamiento, es el tamaño de las partículas de

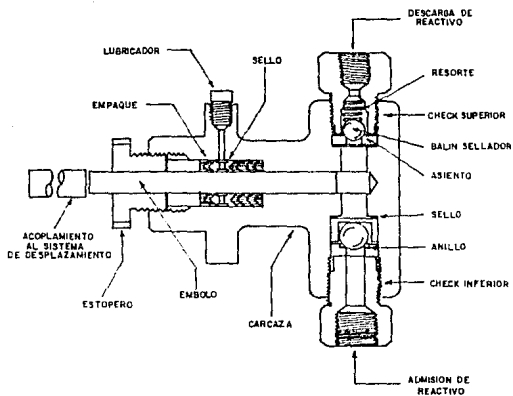


FIG.13 DIAGRAMA DE PARTES DE UNA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

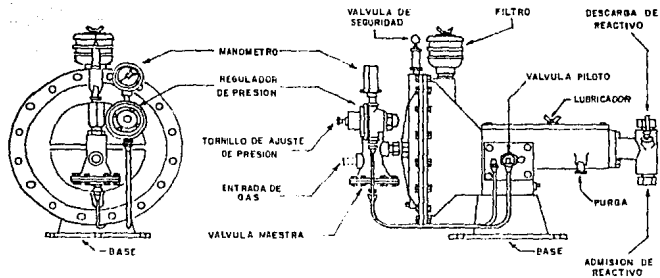


FIG.14 BOMBA NEUMATICA PARA DOSIFICACION
 DE REACTIVOS QUIMICOS

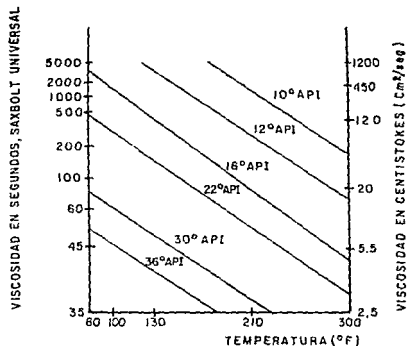
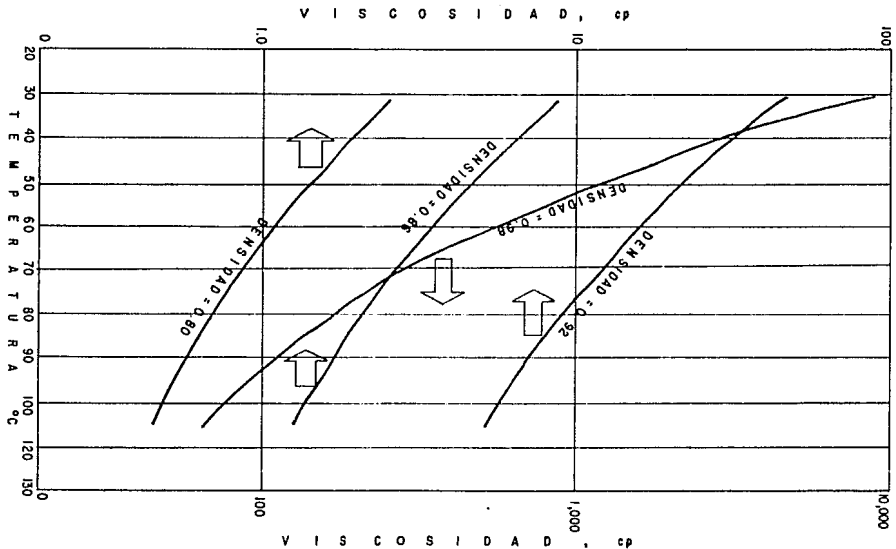


FIG. I.5- EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA VISCOSIDAD DE DIFERENTES TIPOS DE CRUDOS.

FIG. I. 6 VISCOSIDAD DEL CRUDO VS. TEMPERATURA.



agua: esto es, que al ser mas grandes las gotas de agua aumenta considerablemente su velocidad de asentamiento, ya que en la ecuación esta variable aparece elevada al cuadrado. El efecto de las densidades, tanto del agua como del aceite, juegan también un papel muy importante en la velocidad de asentamiento, ya que como se puede observar, esta velocidad se incrementa a medida que la diferencia entre las densidades del agua y del aceite sea mayor.

También se nota que mientras se reduzca la viscosidad del aceite, se requiere de menos tiempo de reposo para separar el agua, ya que la velocidad de asentamiento aumenta. La temperatura también tiene influencia en la pérdida de volumen y disminución de la gravedad API (ver Figs. I.7, I.8 y I.9), por la evaporación que se pudiera tener, puesto que esto repercute en el costo del crudo cuando su destino es la exportación.

I.5.6. EFECTO DEL CAMPO ELECTRICO.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas lo proporciona la propia molécula de agua, es decir, la unión de una parte de oxígeno y dos partes de hidrógeno configuran un campo eléctrico, (ver fig. I.10). Bajo la influencia de un campo eléctrico producido por electrodos que son energizados por corriente alterna o directa, las gotas acuosas desunidas que se encuentran al azar en la fase continua, responden casi instantáneamente deformandose elipsoidalmente y polarizandose tal y como se muestra en las figuras I.11, I.12.

En estas circunstancias las gotitas impulsadas por la atracción provocada por el dipolo inducido, chocan con otras que se mueven en dirección opuesta, y la película que rodea a la gota, debilitada por el alargamiento y el desequilibrio electrostático, se rompe y las gotas coalescen.

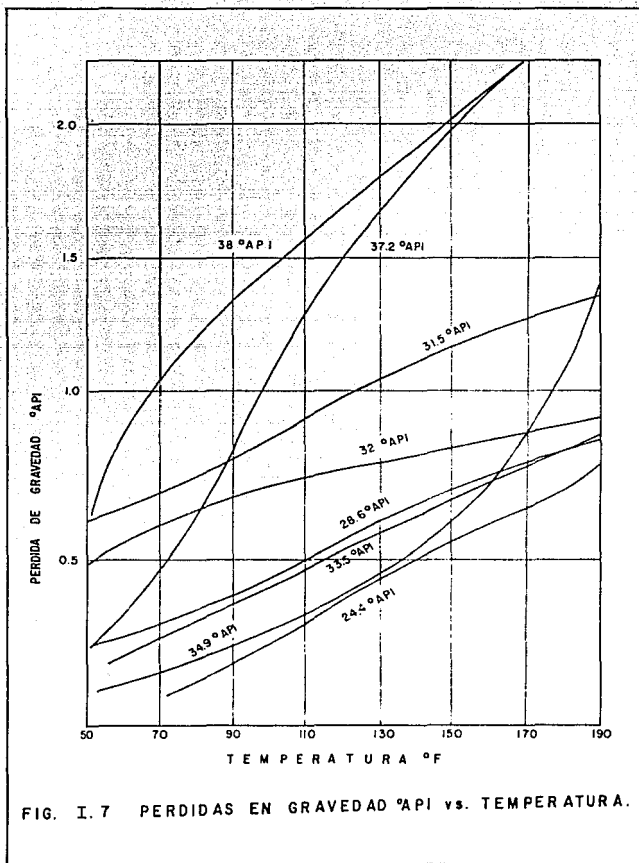
La fuerza de atracción para dos gotas alineadas de la misma dimensión bajo la influencia del campo electrostático está dada por la ley de Coulomb.

$$F = \frac{6 KE^2 R^6}{d^4} \quad \text{----- (2)}$$

donde:

- K= Constante dielectrica $3.9 \cdot 10^{(-12)}$ (Newtons/volt²)
- E= gradiente eléctrico (volts/m)
- R= radio de la gota (m)
- d= distancia de separación entre las gotas (m)
- F= fuerza de atracción (Newtons)

Si la distancia entre las partículas disminuye y aumenta su tamaño, la fuerza de atracción aumenta notablemente, y entonces las gotas se conjuntan unas con otras y coalescen. Un aumento en el gradiente eléctrico podría acelerar el proceso, el voltaje fluctúa entre los 13000 y 35000 volts, y varía inversamente proporcional a la densidad del aceite y a la conductividad de la emulsión por tratar.



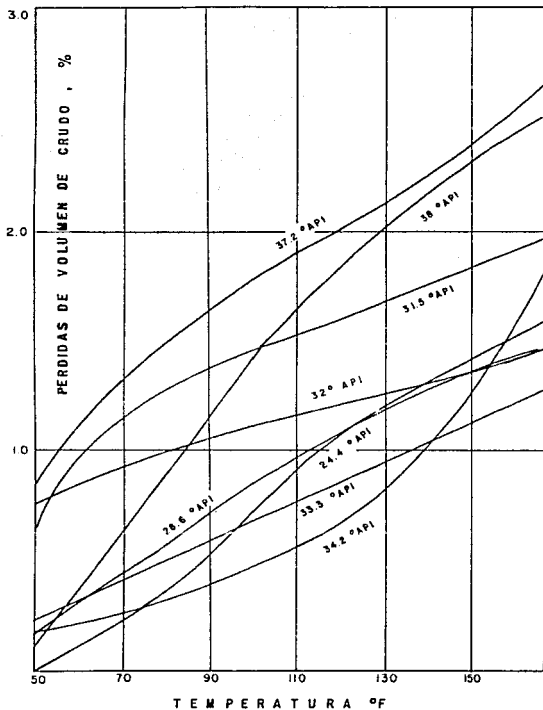


FIG. I.8 PERDIDAS DE VOLUMEN (%) vs. TEMPERATURA.

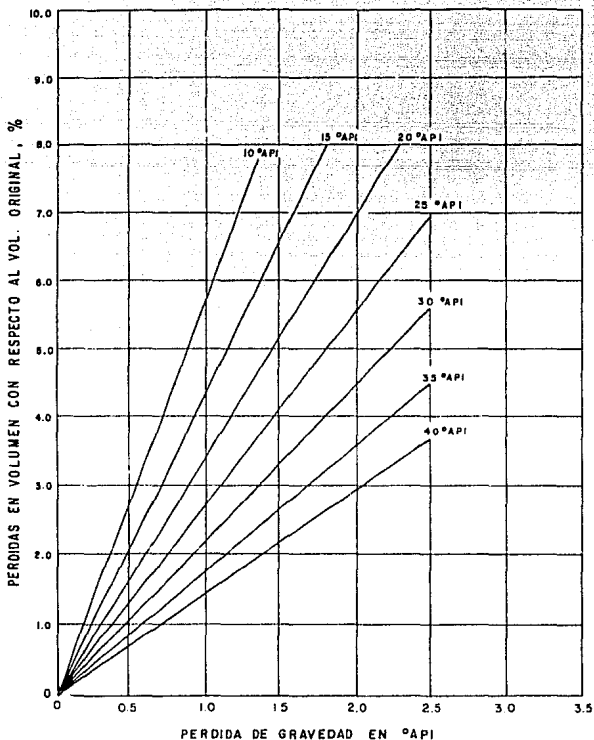


FIG.I.9. RELACION ENTRE LAS PERDIDAS DE GRAVEDAD (°API) Y LAS PERDIDAS EN VOLUMEN DE ACEITE (%).

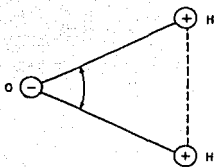


FIG. I.10 - DIPOLO DE LA MOLECULA DE AGUA

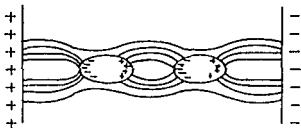


FIG. I.11 - EFECTO DEL CAMPO ELECTRICO SOBRE LAS GOTAS DE AGUA AL APLICAR CORRIENTE DIRECTA.

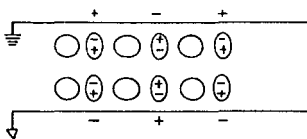


FIG. I.12 - EFECTO DEL CAMPO ELECTRICO SOBRE LA GOTA DE AGUA AL APLICAR CORRIENTE ALTERNA

CAPITULO II

II. FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO.

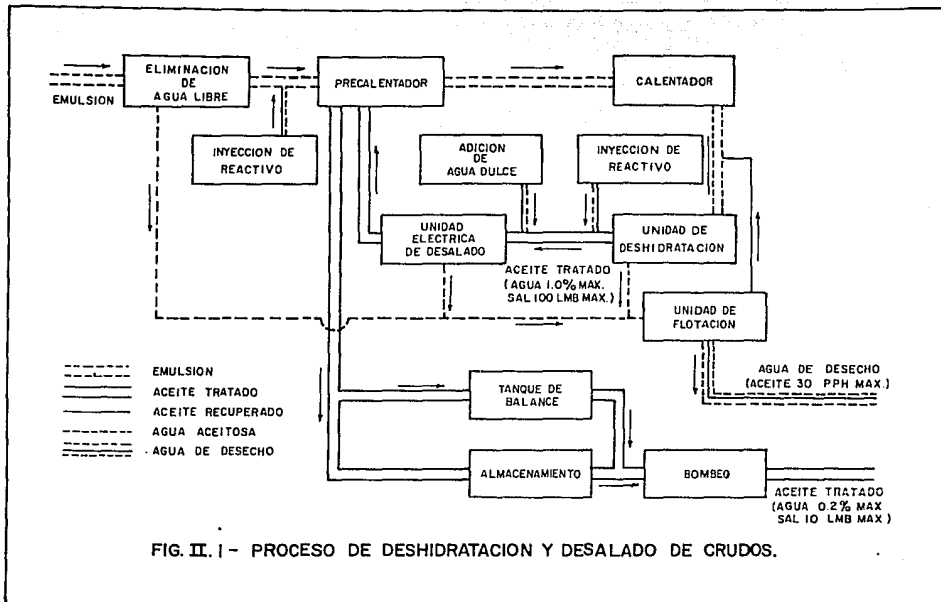
Cuando un yacimiento se encuentra en una etapa avanzada de explotación, generalmente los fluidos producidos por el pozo están formados por una mezcla de aceite crudo, gas y agua libre y/o agua emulsionada en el aceite, y un cierto porcentaje de sales. Esto ha hecho imprescindible la deshidratación y desalado de los crudos. Los volúmenes de agua que se producen con el aceite varían normalmente desde 0.1 hasta más del 50% del volumen total, pero conforme un pozo se aproxima al término de su vida productiva esas cantidades se acercan al 100%, en cuanto a las concentraciones salinas, éstas pueden ser desde 15000 PPM hasta 300000 PPM o más.

Los equipos para separar los agentes contaminantes del aceite crudo se les denomina generalmente desaladoras y deshidratadoras, aunque el principio de funcionamiento de ambos equipos es el mismo, la principal diferencia operacional reside en que en la deshidratación, rara vez es necesario procesar con una corriente continua a una velocidad uniforme y con un control estricto en la calidad del producto final. En la figura II.1 se muestra el diagrama de los procesos de deshidratación y desalado del crudo en combinación, incluyendo además el manejo del aceite tratado y la disposición del agua de desecho.

La desemulsificación se puede efectuar de diferentes maneras:

- a).- Remoción del agua libre
- b).- Calentamiento
- c).- Deshidratación del crudo por gravedad
- d).- Adición del agua de lavado y mezclado
- e).- Desalado de crudo

Sin embargo dado que el grado de emulsión y sus características son diferentes para cada yacimiento, y que ésta tiene variaciones a lo largo de la vida del pozo, se combinan los diferentes métodos de separación para obtener el producto bajo especificaciones con los menores costos de energía. Aunque algunas de éstas etapas pueden ser omitidas, esto dependiendo de las características del crudo, tales como la cantidad de agua y de sales. Por ejemplo; un crudo con baja salinidad de 60 a 100 LMB (LBS de sal /1000 barriles de crudo) no requiere de la etapa de desalado, y posiblemente ni de agua de lavado y mezclado, pero si de la deshidratación, ya que simultáneamente se desala en el mismo equipo.



El objetivo principal que se persigue con estos procesos son:

- 1.- La ruptura de la película que rodea a la gota de agua y su incorporación con otras para producir gotas más grandes.
- 2.- El asentamiento de las gotas de agua, durante ó despues de su incorporación.

II.1 DESHIDRATACION POR GRAVEDAD.

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

En esta etapa se remueve el mayor volumen de agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desmenuficantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa. La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo del calentamiento. También en esta etapa es donde se alcanza normalmente entre el 0,2 y el 2,0% del contenido de agua residual. En la fig.II.2, se muestra gráficamente, el contenido de sales en el agua y en el crudo. La salinidad residual depende de la concentración de sales en la salmuera y para la separación de las fases se requiere del uso de reactivos, adición de calor, coalescedores mecánicos y/o eléctricos.

Un diagrama del proceso de deshidratación se presenta en la fig.II.3 en donde se incluyen:

- a).- La eliminación del agua libre.
- b).- Precaentamiento donde se aprovecha el calor del aceite tratado que lo cede para precalentar al crudo de entrada.
- c).- Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.
- d).- Una unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce al valor mencionado anteriormente.

Actualmente se dispone de varios diseños de equipos para ayudar a la separación por gravedad, entre los cuales se pueden mencionar los tanques deshidratadores, los eliminadores de agua libre, separadores trifásicos, etc, mismos que se explicarán en el siguiente capítulo.

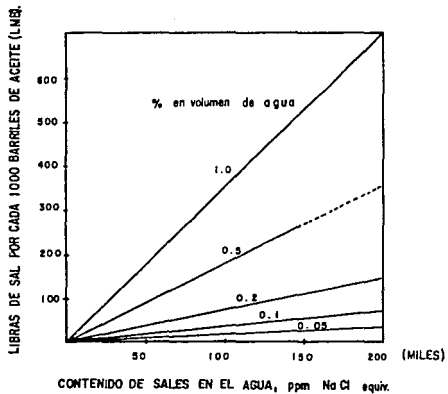


FIG. II-2 SALINIDAD DEL CRUDO (LMB) EN
 FUNCION DEL PORCENTAJE DE
 AGUA Y SU SALINIDAD (ppm)

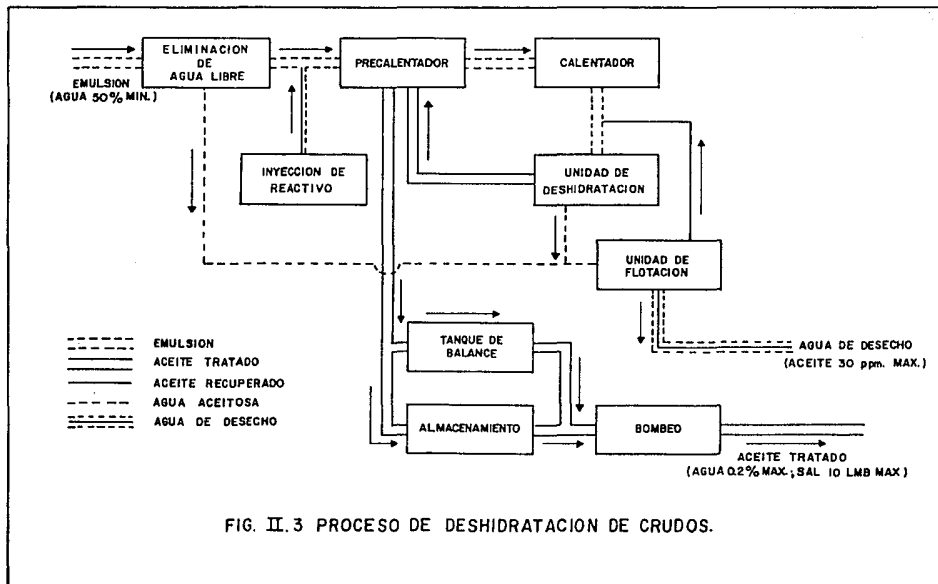


FIG. II. 3 PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDOS.

II.2 ADICION DE CALOR.

La adición de calor favorece el rompimiento de la emulsión, pero presenta inconvenientes económicos. Sin embargo, cuando se trata de crudos muy viscosos es necesario calentar para disminuir su viscosidad e impedir la estratificación de capas de aceite y agua alternadamente. Si se trata de un crudo ligero es necesario prestabilizarlo para evitar la pérdida de butanos y gasolinas en los vapores desprendidos de los tanques de almacenamiento.

El calor puede ser aplicado a las diferentes etapas del proceso por serpentines de vapor, cambiadores de calor en contracorriente, y cámaras de fuego directo e indirecto. Esto trae como consecuencia la evaporación de hidrocarburos ligeros, los cuales tienen un alto valor comercial. Por todo lo anterior, es necesario hacer un análisis económico en el que se debe de evaluar si es conveniente o no calentar al crudo para tenerlo dentro de especificaciones al menor costo posible.

II.3 ADICION DE AGUA DE MEZCLA Y LAVADO.

Para reducir el contenido de sal asociada con el agua residual en la etapa de deshidratación se adiciona agua tratada o de baja salinidad. De acuerdo con los resultados de campo la cantidad de agua de lavado y dilución es de 2 a 3 veces el volumen de agua residual (del 2 al 10 % en volumen de la corriente de carga de crudo), sin embargo la relación se debe determinar en base a:

- a).- La salinidad del agua residual.
- b).- El porcentaje del agua residual en el aceite obtenido de la deshidratación (normalmente entre 0.2 al 2.0 %).
- c).- La salinidad del agua de dilución (generalmente 3000 PPM).
- d).- La eficiencia de mezclado en el agua de dilución con la emulsión (65 al 85 % es bastante bueno).
- e).- El contenido de sal requerido después del tratamiento.

II.3.1. REMOCION DEL AGUA LIBRE.

El crudo procedente de los yacimientos donde se ha aplicado el proceso de recuperación secundaria por el método de inyección de agua a alta presión contiene grandes cantidades de agua, por lo que es necesario su separación para evitar un alto consumo de calor en los precalentadores de crudo, así como la corrosión del equipo y tubería por la fracción de agua libre presente.

El agua salada debido a su alta conductividad térmica, absorbe rápidamente el calor ya que por ejemplo, se requieren 350 BTU para incrementar la temperatura de un barril de agua en 1°F, es decir, aproximadamente el doble que el requerido para un mismo

volúmen de aceite, también ocasionalmente el porciento de agua libre es elevado, por lo que su remoción permite ampliar la capacidad de tratamiento del equipo.

II.4. DESALADO DE ACEITE CRUDO.

Deshidratar un aceite crudo es, específicamente, quitar la mayor parte de agua que viene junto con el aceite, ya sea en forma de agua libre o en forma emulsionada, para que el crudo cumpla con las especificaciones dadas: como la salinidad del crudo depende de la salinidad del agua contenida en él, al eliminarle el agua se reduce su salinidad. Se puede tener el caso de que el proceso de deshidratación no sea suficiente para bajar la salinidad del crudo hasta tenerlo dentro de las especificaciones, es aquí en donde entra el concepto de desalado del crudo que como su nombre lo indica es el de reducir las partes por millón de sal contenidas en el crudo. Los aspectos en los cuales se pueden conseguir ahorros significativos con un buen desalado del crudo, son los siguientes:

- a.- Mejor deshidratación del aceite crudo.
- b.- Reducción de la velocidad de incrustamiento en los intercambiadores de calor.
- c.- Reducción del ensuciamiento y formación de espuma en las torres, (refinerías).
- d.- Mejor calidad del agua de efluentes del desalador.
- e.- Reducción de problemas en la unidad de procesamiento - del crudo.
- f.- Aumento en la capacidad de la planta desaladora.
- g.- Reducción del potencial de corrosión en los toques de la torre atmosférica.
- h.- Aumento en al capacidad de la refinería para el manejo de aceites.

Los costos continuamente crecientes de operación, de la energía y del crudo, han llamado la atención de los gerentes de muchas compañías donde se han implementado el uso de unidades de desalado de aceite crudo. La lista de los beneficios disponibles, económica y operacionalmente, mediante una buena técnica de desalación, puede ser más sustancial de lo que inicialmente reconocen los ingenieros encargados del proceso.

Otro caso que se puede presentar, es el de manejar crudos con bajos porcentajes de agua, pero muy elevada salinidad, para este caso es determinante utilizar el proceso de desalado.

La base teórica sobre desalado del aceite crudo se encuentra contenida en gran proporción en la química de los coloides, principalmente en la teoría de las emulsiones cuya complejidad se incrementa por la naturaleza heterogénea del aceite crudo y las grandes cantidades de material contaminante involucrado, ordinariamente, las gotas de agua presentan un diámetro de 0.00005 a 0.000 5 μ m, las cuales para efectuar la

separación por la acción de la gravedad tardarían un tiempo muy largo, es por ello que los procesos desarrollados llevan como finalidad acelerar la velocidad de sedimentación de las gotas, y con ello efectuar una separación más efectiva de las impurezas y en menor tiempo, este fenómeno es llamado coalescencia.

En la Fig.II.4 se presenta el proceso de desalado de crudos, en donde se muestran las diferentes variables involucradas en dicho proceso. Es de suma importancia efectuar un mezclado eficiente, entre el agua de dilución y las gotas de agua residual. El agua residual en el crudo se reduce de 0.4 a 0.2 % y la salinidad del orden de 10 LMB (10 libras de sal por cada 1000 barriles de aceite) o menos, pero depende de los factores mencionados en los incisos anteriores. Esta parte del tratamiento puede considerarse como una segunda etapa del proceso deshidratación, generalmente requiere del uso de un reactivo químico, adición de calor, y el empleo de coalescedores.

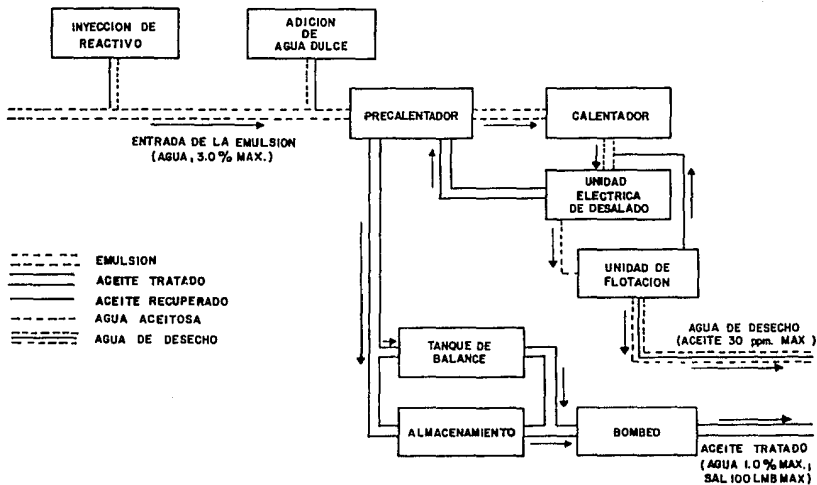


FIG. II.4 PROCESO DE DESALADO DE CRUDOS.

CAPITULO III

III.- EQUIPOS PARA LA DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO

La producción de los pozos petroleros está formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables, por lo que son necesarios los procesos de deshidratación y desalado del aceite crudo. Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia se forman dispersiones estables (emulsiones) de ambos fluidos.

El tratamiento de las emulsiones se refiere a la separación del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación ó venta. En la actualidad la deshidratación del aceite es una práctica común en la industria petrolera, lo cual requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

Para la separación del agua contenida en los hidrocarburos procedentes de los yacimiento, los equipos más conocidos y usuales son:

- 1.- Separadores de tres fases (trifásicos).
- 2.- Eliminadores de agua libre.
- 3.- Calentadores.
- 4.- Tanques deshidratadores (Gun Barrel).
- 5.- Tratadores termoquímicos convencionales.
- 6.- Tratadores electrostáticos.

En la selección del equipo deberá tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

- a.- Contenido residual de agua y sal del crudo tratado.
- b.- Contenido de agua en el crudo a tratar.
- c.- Estabilidad de la emulsión agua-aceite.
- d.- Densidad y viscosidad del crudo.
- e.- Variaciones en el volumen a tratar.
- f.- Tendencia corrosiva ó incrustante del agua emulsificada.
- g.- Conductividad eléctrica del aceite.
- h.- Tendencia del aceite a depositar parafinas y asfaltenos.
- i.- Temperatura de los fluidos.
- j.- Ritmo de declinación de la producción del campo.
- k.- Operabilidad del equipo.
- l.- Inversión inicial y valor de rescate.
- m.- Costos de operación y mantenimiento.
- n.- Consumo de reactivo desemulsificante.
- o.- Versatilidad de la instalación.
- p.- Tiempo de entrega, e instalación.
- q.- Eficiencia del equipo a operar etc.

A continuación se describirá brevemente cada uno de los equipos mencionados.

III.1 SEPARADOR DE TRES FASES (TRIFASICO)

Estos separadores además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, y tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia. Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos. Además de las secciones y dispositivos con los que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador trifásico tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- a.- Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.
- b.- Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- c.- Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

En las Figs. III.1 y III.2 se muestran dos esquemas de separadores verticales trifásicos, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos. En la Fig III.1 se muestra un separador trifásico en que tanto el controlador de nivel total de líquidos como el de la interfase agua-aceite, son del tipo de desplazamiento. El primero regula la descarga del aceite y el segundo la del agua. Las ventajas que tiene este control de nivel de líquidos son:

- a.- Los volúmenes para retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.
- b.- Un diseño simple, con lo que se facilita el mantenimiento y la limpieza del separador.
- c.- El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Fig III.1 son:

- a.- En ocasiones falla el controlador de la interfase agua-aceite ó la válvula de descarga del agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.
- b.- Se requiere experiencia para operar esta forma de control de nivel.

La forma de control de nivel líquidos mostrada en la Fig. III.1 también se puede utilizar en separadores horizontales y esféricos. Sin embargo, su aplicación más adecuada es en separadores verticales, pues la altura de las columnas de aceite

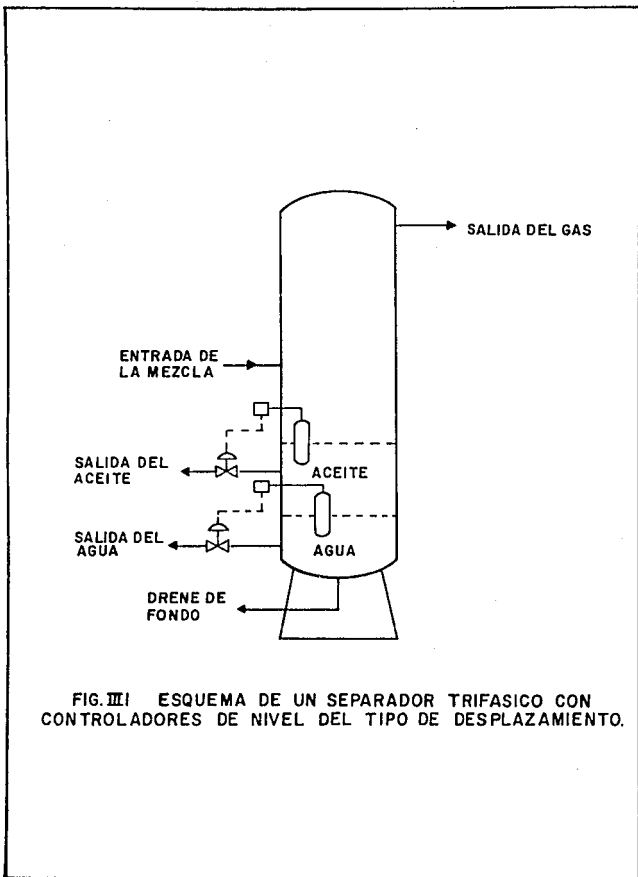


FIG. III| ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON CONTROLADORES DE NIVEL DEL TIPO DE DESPLAZAMIENTO.

y agua, permite que haya más separación entre los flotadores de los controladores de nivel. En la Fig. III.2 se muestra un control de nivel en la cual el controlador total de líquidos es un vertedero; mientras que el de la interfase agua-aceite es del tipo de desplazamiento. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interfase agua-aceite.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Fig. III.2 son:

- a.- Es difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.
- b.- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos, es substancialmente menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la Fig. III.1.

En la Fig. III.3 se muestra un separador trifásico en donde tanto el controlador de nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite son vertederos. Las ventajas de esta forma de control son:

- a.- Si las válvulas del aceite ó el agua fallan, únicamente sale a través de ellos el aceite ó el agua, dependiendo de la que falle.
- b.- Es fácil de operar.

Sus desventajas son las siguientes:

- a.- Es sumamente difícil de proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.
- b.- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos es menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la Fig. III.2
- c.- Aunque los vertederos del control de nivel son ajustables su maniobra es difícil.

En general el uso de este tipo de separadores no es común debido a que no son muy eficientes, ya que el tiempo de residencia para separar las fases agua-aceite es muy reducido.

III.2 ELIMINADORES DE AGUA LIBRE.

El agua libre como se había mencionado, es la que se produce simultáneamente con el aceite, pero que no forma parte de la emulsión, ésta normalmente se separa de la emulsión en un tiempo relativamente corto. Es conveniente separarla de la corriente de aceite con agua emulsionada antes de que ésta sea tratada por varias razones expuestas anteriormente al principio de este trabajo, pero las más importantes son las siguientes:

- a.- Provoca una sobrecarga para las tuberías y el equipo de transporte, ya que puede constituir hasta un 50 ó un 60% de la producción total.
- b.- Es sumamente corrosiva. Las emulsiones generalmente no lo son, ya que el agua se encuentra dispersa en el aceite, de tal manera que solamente este último se encuentra

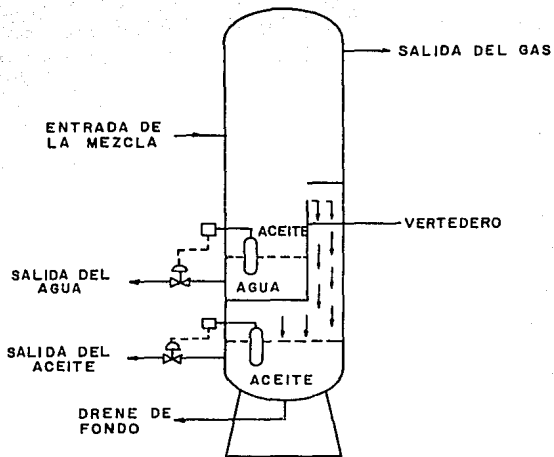
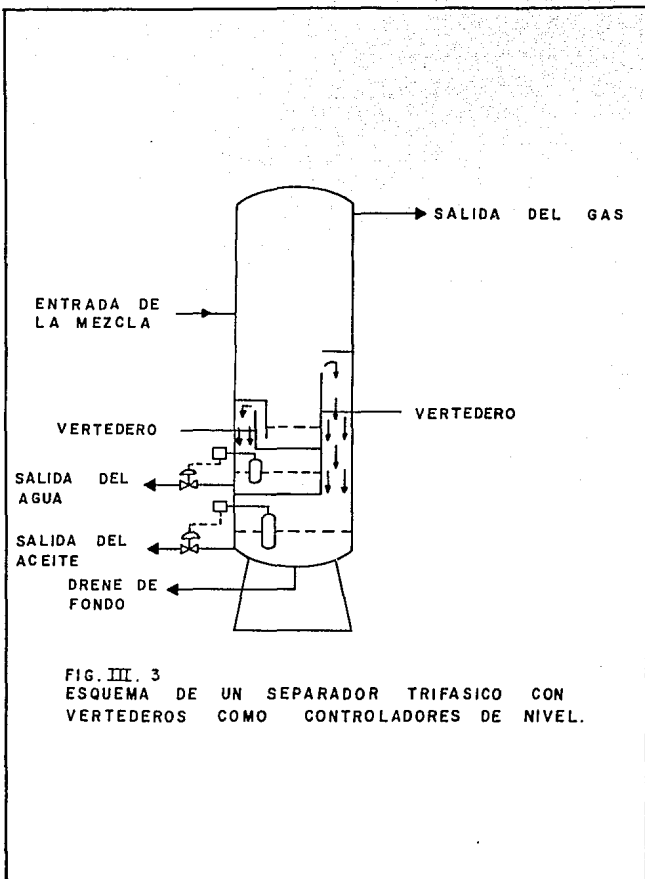


FIG.III.2-ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON UN VERTEDERO COMO CONTROLADOR DE NIVEL TOTAL DE LIQUIDO Y UNO DE DESPLAZAMIENTO PARA INTERFACES AGUA-ACEITE.



en contacto con las paredes del equipo y tuberías.

Cuando se aplica calor para romper la emulsión, el agua absorbe hasta dos veces más calor que el aceite.

De hecho, en todos los diseños de procesos para el rompimiento de emulsiones agua-aceite, se efectúa al principio la eliminación del agua libre. El equipo usado se conoce como tanque eliminador de agua libre. Estos son equipos muy simples que se utilizan para eliminar grandes porcentajes de agua libre (20 % en volumen) y otras partículas que el crudo trae consigo, antes de pasar a los deshidratadores. Se deben instalar antes de los calentadores para evitar que el agua libre consuma el calor que debe absorber exclusivamente la emulsión, y disminuir las dimensiones de los calentadores, reduciendo los costos de fabricación.

Existen varios diseños de equipos empleados, pueden ser horizontales ó verticales dependiendo del volumen y características del aceite a manejar, y el uso de estos permite tratar la emulsión en forma más eficiente, ya que el tratamiento (calor, reactivo, ó efecto coalescente) se aplica directamente a la solución por tratar. Actualmente se cuenta con diseños que permiten separar a la vez el gas asociado y el agua libre en el aceite; este equipo es recomendable en instalaciones de espacio reducido tales como las plataformas marinas de producción. Un tipo de estos eliminadores es conocido como FREE WATER KNOCK-OUT (FWKO), que se muestra en las Figs. III.4 y III.5 el cual es un tanque que proporciona un espacio para que el agua libre se asiente del líquido, solamente por el efecto de la gravedad.

Frecuentemente en la parte inferior del tanque se coloca una capa de material fibroso, que funciona como filtro, cuyo objetivo es detener a las partículas de aceite y emulsión que se quedan en el agua que ha pasado por ese filtro. Así el agua se hace pasar a través del filtro para asentarse en el fondo, y de ahí es drenada hacia afuera por la parte inferior del tanque. El aceite ó emulsión es descargado por la parte superior hacia el equipo de tratamiento de emulsiones. El diseño y operación de los eliminadores es muy simple, y aunque resultan útiles, rara vez se usan en nuestro medio.

III.3 EQUIPO DE CALENTAMIENTO.

Como ya se mencionó anteriormente, el calor ayuda a romper las emulsiones del aceite, ya que entre otras cosas, reduce su viscosidad de manera que la gravedad opera asentando las partículas de agua. Es por eso que el calor deberá de aplicarse en forma adecuada, mediante la adición de suficiente energía calorífica y agente químico, ya que así se reduce el tiempo de reposo que se requiere para obtener una buena separación del agua y del aceite, con esto se minimiza la cantidad del equipo y sus dimensiones para realizar el tratamiento. El combustible utilizado para calentar una emulsión

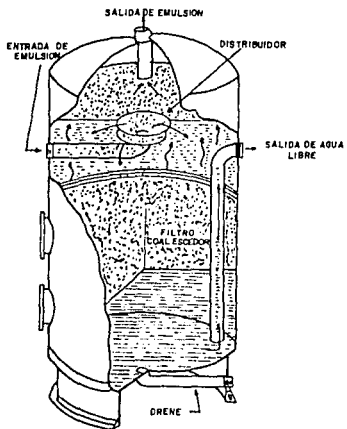


FIG. III.4 EQUIPO ELIMINADOR DE AGUA LIBRE VERTICAL.

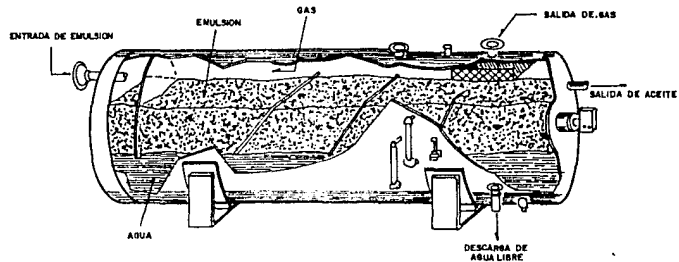


FIG. III. 5- EQUIPO ELIMINADOR DE AGUA LIBRE HORIZONTAL

es generalmente gas natural, pero en algunos casos, el mismo aceite se puede usar como combustible, pero esto no es conveniente desde el punto de vista operativo, ni mucho menos económico.

En raras ocasiones solo la aplicación de calor durante el proceso de tratamiento destruye la emulsión. Generalmente la adición de calor es solamente un elemento auxiliar en el tratamiento del aceite crudo.

Cuando es necesaria la adición de calor en el proceso de tratamiento, se puede utilizar algún dispositivo de calentamiento. Estos equipos se clasifican como calentadores de fuego directo, de fuego indirecto, o termoeléctrico. En la mayoría de las plantas de tratamiento de aceite crudo, los equipos de calentamiento se encuentran integrados al proceso de deshidratación.

III.3.1 EQUIPOS DE CALENTAMIENTO DE FUEGO DIRECTO

Estos equipos tienen la característica de proporcionar el calor de una manera directa a la emulsión, y esto se logra quemando un combustible en una cámara de combustión interna, la cual se encuentra sumergida en el seno de la emulsión. Por lo común este tipo de equipos se usan para calentar emulsiones no corrosivas, que se encuentran relativamente a baja presión y el gasto es constante.

La eficiencia de un dispositivo de calentamiento, está determinada por la cantidad de gas que debe ser suministrada a la boquilla del quemador, para tratar un volumen de emulsión a una temperatura dada. Existen diversos equipos de calentamiento directo, tales como los hornos de calentamiento, calentadores de tubos concéntricos ó enchaquetados, y calentadores volumétricos con cámara de combustión interna horizontales y verticales, los cuales se describirán brevemente a continuación.

III.3.1.2. HORNOS DE CALENTAMIENTO

Estan constituidos por una serie de tubos rectos que conducen la emulsión hacia el área de calentamiento, los cuales se encuentran suspendidos dentro de una cámara de combustión. Los tubos estan conectados entre sí por medio de codos de retorno, y pueden usarse uno ó más bancos de tubos, esto dependiendo del volumen de emulsión a calentar. Estos tubos se encuentran dentro de una armazón de tal forma que el fuego calienta a dichos tubos, y éstos a su vez, a la emulsión que circula por su interior.

Los tubos deben ser inspeccionados regularmente para observar el grado de corrosión e incrustamiento. La aplicación directa del fuego a los tubos, a menudo provoca que ciertas áreas estén más expuestas a corrosión e incrustamiento que otras, además durante los periodos en que el fluido permanece estático dentro del calentador, la emulsión puede calentarse a tal grado

que parte de ésta se evapore. Lo anterior trae como consecuencia el taponamiento de los tubos del calentador debido a las sales contenidas en el agua, disminuyendo así su eficiencia, por lo que es recomendable inspeccionar y efectuar operaciones de limpieza o sustitución de los tubos cuando sea necesario.

Este tipo de calentadores son más empleados en sistemas donde se tiene flujo estable, a baja presión, y las emulsiones producidas tienen muy poca tendencia a la deposición de incrustaciones cuando son sometidas al proceso de calentamiento.

III.3.1.3. CALENTADORES CON TUBOS CONCENTRICOS O ENCHAQUETADOS

Estos calentadores constan de dos tubos concéntricos, el externo ó coraza y el interno ó cámara de combustión interna. Este último realiza la función de calentamiento y se encuentra rodeado por el fluido que va a ser calentado, el cual entra por el espacio anular entre la coraza y el tubo calentador.

La emulsión entra por la parte inferior del tratador, se calienta y se descarga cerca de la parte superior. Estos equipos de calentamiento son susceptibles a un mal funcionamiento, si no se les aplica operaciones de limpieza en forma regular; no se debe permitir la acumulación de sedimentos en la parte inferior del tratador. Este tipo de calentadores son adecuados para calentar hidrocarburos ligeros no corrosivos y con bajo contenido de sedimentos a un gasto constante.

III.3.1.4. CALENTADORES VOLUMETRICOS CON CAMARA DE COMBUSTION INTERNA

Estos equipos constan de un recipiente horizontal o vertical, que pueden operar a presión. Generalmente el diseño de estos equipos es de tal forma que la cámara se puede extraer para su mantenimiento y limpieza. Estos equipos se pueden apreciar en las Figs. III.6 y III.7

En estos equipos el fuego se produce en el interior de la cámara al quemar el combustible, y los gases de combustión fluyen por el interior del tubo de calentamiento. La emulsión entra al equipo a través de un tubo distribuidor localizado abajo de la sección de calentamiento, y fluye hacia afuera de éste por la parte superior. El tubo distribuidor permite que la emulsión se uniformice en la sección de calentamiento, previniendo así un flujo irregular, esto a fin de evitar que el fuego dañe partes del equipo.

En este tipo de calentadores el efecto de corrosión, es un factor muy importante, no así el efecto de incrustación, por lo que estos equipos pueden usarse confiablemente para calentar emulsiones no corrosivas y con flujo constante. Para poner en operación este tipo de calentadores, por lo común se llenan con agua hasta un cierto nivel. El paso de la emulsión a través del recipiente permite que esta tenga una acción de lavado con el agua caliente, lo que ayuda al rompimiento de la emulsión

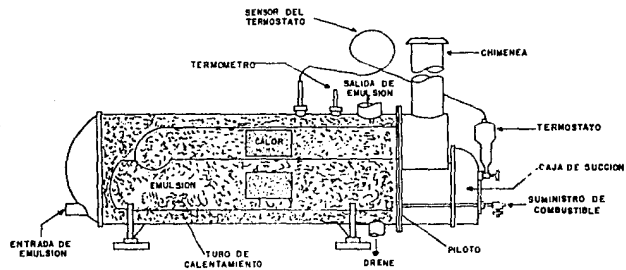


FIG.III.6 CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO
DE TIPO HORIZONTAL
CON CAMARA DE COMBUSTION INTERNA

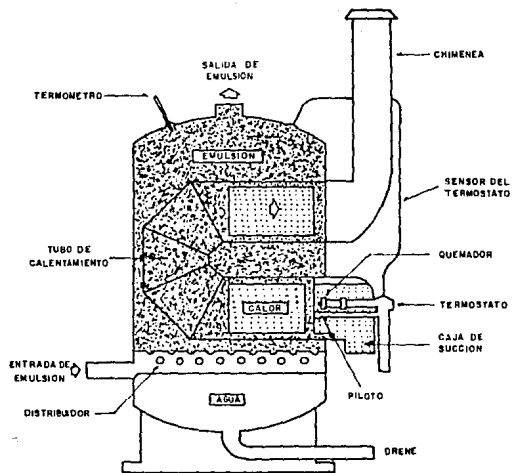


FIG. III-7 CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO
 DE TIPO VERTICAL
 CON CAMARA DE COMBUSTION INTERNA

III.3.1.5. DISPOSITIVOS DE CALENTAMIENTO DE FUEGO INDIRECTO

Estos dispositivos (ver Fig.III.2) como su nombre lo indica, proporcionan energía calorífica de manera indirecta mediante un fluido, el cual previamente es calentado para transmitir el calor a la emulsión.

Los calentadores de fuego indirecto, están constituidos de tres partes principales que son: el cuerpo del calentador, el horno ó quemador, y el haz de tubos de flujo. El quemador y el haz de tubos pueden estar fijos dentro del calentador, pero usualmente son removibles para facilitar su inspección, limpieza ó reemplazo. El calor del horno se extiende a través del baño de agua en el cuerpo del tanque y se transmite a la emulsión que se encuentra en el haz de tubos.

Estos calentadores son menos riesgosos en su funcionamiento que los calentadores del tipo directo, ya que el fuego no llega directamente a los tubos por donde pasa la emulsión, y la temperatura de la emulsión puede ser controlada por medio del baño de agua que rodea a los tubos; para esto el calentador tiene un termostato que mantiene al agua a una temperatura constante; como esta temperatura es constante y no muy alta, se reducen los depósitos de sales e incrustaciones en los tubos. También se disminuye el deterioro de los tubos y en un caso de emergencia, aún cuando se rompieran los tubos, el crudo no queda expuesto al fuego en forma directa.

III.3.1.6. CALENTADORES TERMoeLECTRICOS

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

- a).- Tienen la flexibilidad de permitir colocar el número de tubos de calentamiento requeridos dentro del elemento eléctrico para cada caso particular, lo que los hace más eficientes.
- b).- Al reducirse la corrosión, no se tienen picaduras en tubos, con lo que la transferencia de calor del serpeñín al fluido es mejor.
- c).- La temperatura del proceso puede controlarse en forma precisa, propiciando un incremento de 0.5 a 2°API en la densidad relativa del crudo después del tratamiento.
- d).- Se requiere de un mantenimiento menor que los otros equipos y así mismo, ofrecen mayor seguridad en la instalación al no tenerse una flama abierta. Cabe hacer mención que este tipo de calentadores no se usan en México.

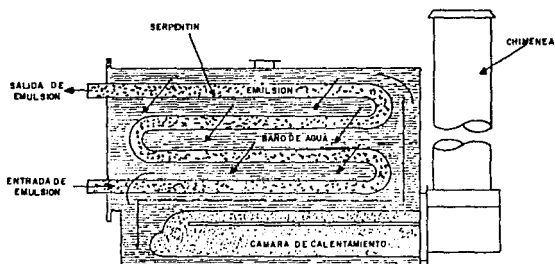


FIG. III . 8

ESQUEMA DE UN DISPOSITIVO DE CALENTAMIENTO
CON FUEGO INDIRECTO

La eficiencia de operación y tiempo de servicio de un calentador dependerá en gran parte del mantenimiento y la forma en que se opere el equipo. Respecto al mantenimiento éste consiste básicamente en operaciones de limpieza en forma periódica, sobre todo a las partes que están más expuestas al fuego, a fin de observar el grado de corrosión e incrustamiento de los tubos calentadores, codos de retorno etc. Otra parte importante es el control del termostato y las condiciones de flujo de la emulsión que entra al tratador.

El encender en forma inadecuada un equipo de calentamiento puede provocar accidentes al personal y daños al equipo. Una causa obvia de un tratamiento inadecuado de las emulsiones es que el calentador se apague al estar operando; el piloto puede apagarse ocasionalmente debido al viento ó como resultado de un mal ajuste en el suministro de gas combustible. Otra causa de falla del equipo, es un ajuste inadecuado de la relación aire-gas combustible; esta relación debe ser tal que la flama sea azul. También frecuentemente pasa al operar estos equipos es que falle el quemador, ya que la presión a la que se suministra el gas, cuando ésta es alta apaga el piloto al operar el quemador, por lo que se debe regular dicha presión de suministro, de tal modo que no cause problemas.

El control de la temperatura es una parte muy importante en un calentador, si llega a fallar, el calentador quedará funcionando por un tiempo excesivo ó dejara de hacerlo antes de lo requerido, ambas situaciones son dañinas. Si el quemador permanece apagado, la emulsión puede enfriarse a tal grado que no pueda ser destruida. En cambio si permanece encendido puede darse un sobrecalentamiento y como consecuencia daños al equipo. adicionalmente, un calentamiento excesivo de la emulsión resulta en una pérdida real de volumen del aceite tratado al evaporarse algunos componentes ligeros, disminuyendo así su gravedad API.

Por lo expuesto anteriormente esto ocasiona pérdidas económicas, por tal razón es recomendable aplicar acciones de limpieza e inspección al equipo en forma periódica a fin de tener un buen control de la temperatura.

III.4 TANQUES DESHIDRATADORES (GUN BARRELS)

Los gun barrel ó tanques deshidratadores, son tanques semejantes a los de almacenamiento. La diferencia principal es que estos siempre mantienen un colchon de agua dentro de él, asimismo, pueden contar con una entrada de agua dulce para regenerar el colchon de agua cuando éste se encuentre con un alto contenido de sales disueltas. Básicamente es un tanque de asentamiento por gravedad, que posee un dispositivo en su parte superior para la eliminación del gas separado "FLUME", y está constituido por cinco partes las cuales se pueden apreciar en la Fig.III.9 y son:

- a).- Línea de entrada, que es el tubo que conduce la emulsión procedente del separador gas-aceite hacia el des-

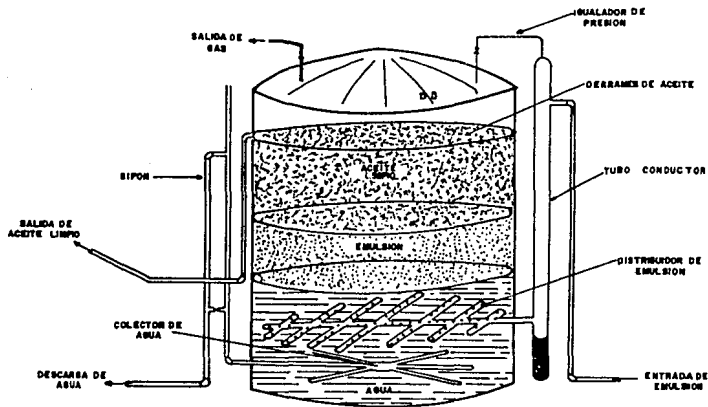


FIG. III . 9

DIAGRAMA TÍPICO DE UN TANQUE DESHIDRATADOR GUNBARREL

hidratador.

- b).- Un tubo conductor, por donde pasa la emulsión antes de entrar al fondo del deshidratador, y cumple con las siguientes funciones específicas:
 - b.1).- Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia en el interior del tanque deshidratador.
 - b.2).- Funciona como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.
 - b.3).- Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un espardidor situado generalmente en el fondo del tubo conductor.
- c).- Distribuidores que según los diseños, la entrada de la emulsión se efectúa por debajo o encima de la interfase agua-aceite.
- d).- El cuerpo del deshidratador, que contiene un colchón de agua que funciona como agua de lavado de la emulsión.
- e).- Línea de salida del agua; está constituida por un sifón que tiene dos propósitos: proporcionar una salida para el agua separada y regular la altura del colchón de agua en el equipo.
- f).- Línea de salida del aceite, ésta conduce al aceite limpio del tanque deshidratador al de almacenamiento.

Estas partes son las principales, aunque cuenta con otras de menor importancia como válvulas de seguridad, de presión ó vacío, válvulas arrastra flamas y cuando se tiene un sistema de contraincendio; válvulas de drené, tubo de medición etc. En estos tanques dicho tubo es únicamente con el fin de comprobar en forma esporádica, el nivel agua-aceite por medio de la cinta de aforo de tanques previamente recurbierta por una sustancia química.

Cabe mencionar que el distribuidor es colocado en el fondo del tubo conductor y sirve para dispersar homogéneamente la emulsión en el agua de lavado, sin este aditamento la emulsión se canalizaría a través del agua de lavado. Casi siempre se le coloca a dos pies por encima del fondo del tanque, cuidando que quede inmerso en el agua pero sin tocar el fondo de éste donde se acumula todo.

Los distribuidores estan diseñados para que la emulsión fluya en pequeños chorros; conforme éstos emergen, una parte de la emulsión se rompe debido al estrecho contacto con el agua y el aceite limpio es el que sube. El tratamiento de la emulsión en la unidad conta de dos etapas: la primera de lavado y la segunda de asentamiento. El lavado ocurre en el colchón de agua y el asentamiento en el estrato de la emulsión. La altura del colchón se puede variar de acuerdo al tipo de emulsión a manejar.

El sistema de descarga de agua está constituido por un sifón que funciona de la siguiente manera y se ilustra en la Fig. III.10. El agua pasa a través de un tubo en forma ascendente hasta entrar en el tubo ajustable. El nivel de la interfase se puede

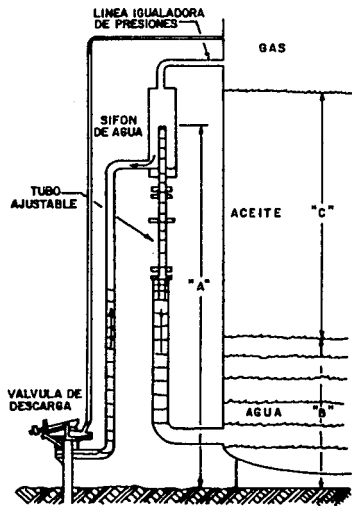


FIG. III-10 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA
 DE UN DESHIDRATADOR.

modificar cambiando la altura de dicho tubo. A través del tubo igualador se mantiene una misma presión en el tratador y en el sifón, por lo tanto, el flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el deshidratador.

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 del área del aceite y el agua en el deshidratador. Ya que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor "A" equilibra una columna de agua "B" y de aceite "C". subiendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua; al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua derrama a un tubo de descarga, en el cual al alcanzarse una determinada carga hidrostática automáticamente se acciona una válvula de descarga para permitir la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

III.5 TRATADORES TERMOQUÍMICOS CONVENCIONALES

Un tratador convencional, llamado también tratador de emulsiones, ó tratador térmico, es un equipo que combina prácticamente todos los elementos que intervienen en el tratamiento de emulsiones. Cuando en el proceso se usan reactivos químicos y calor se le llama tratador termoquímico, cuando además se aplica electricidad a fin de acelerar el proceso de deshidratación, entonces se le conoce como tratador termoelectrónico.

Este es un equipo que combina casi todos los mecanismos usados para tratar una emulsión en un solo tanque. Está diseñado para incluir en una sola unidad los siguientes elementos:

- a).- Separación el aceite y gas.
- b).- Eliminación del agua libre.
- c).- Sección de calentamiento.
- d).- Sección de agua de lavado.
- e).- Sección de filtrado.
- f).- Sección de estabilización.
- g).- Sección de intercambio de calor.
- h).- Sección de campo electrostático.

Estos tratadores presentan facilidades en cuanto a alternativas de modificación en el tratamiento de una emulsión, además de que existen modelos de diferentes tamaños que pueden manejar diversas cantidades de fluido. Algunos de estos tratadores están diseñados para usarse en condiciones extremas de temperatura, ó bien en climas extremadamente fríos, y también se tienen para tratar aceites con alta tendencia a formar espuma.

La selección del equipo de tratamiento adecuado para ciertas condiciones de operación, es una decisión con cierto grado de complejidad, pues para llevarse a cabo, deben analizarse previamente varios factores involucrados en el diseño del equipo. Los equipos de tratamiento convencionales pueden ser operados a

presión atmosférica, pero comúnmente trabajan a ciertos niveles de presión. En la actualidad existen dos tipos de tratadores, horizontales y verticales, los cuales se describirán brevemente.

III.5.1. TRATADORES HORIZONTALES.

En un tratador convencional horizontal, como el que se ilustra en la Fig.III.11 la emulsión entra en (a) y pasa a la sección de precalentamiento (b), en la sección (c) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (d) y se canaliza por la sección (e) en 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 que lleva el aceite. En (k) se descarga automáticamente el agua, y en (l) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenamiento.

III.5.2. TRATADORES VERTICALES

En este equipo tal como se aprecia en la Fig.III.12 la emulsión usualmente pasa a través de un intercambiador de calor, donde es precalentada por el aceite limpio que sale del tratador de ahí entra al recipiente y cae hacia el fondo a través de un tubo conductor, distribuyéndose uniformemente por medio de un difusor. En esta parte el agua que está libre se asienta en el fondo del recipiente, y la emulsión fluye en forma ascendente a través del colchón de agua, la cual sirve como un medio de lavado: la emulsión a su vez es calentada por medio de un tubo de calentamiento colocado en el interior del tratador como se puede apreciar en dicha figura.

El efecto de lavado con agua, en conjunción con la acción del calor, facilita en gran parte la separación del agua emulsionada en el aceite. El agua, producto del rompimiento de la emulsión, es drenada hacia el fondo del recipiente a contraflujo del aceite y de ahí fluye hacia la línea de descarga, la cual es controlada por una válvula que se encuentra en el exterior del equipo.

El aceite limpio fluye hacia la parte superior hasta alcanzar la línea de salida del tratador, pasando nuevamente por el intercambiador de calor, quedando en condiciones de enviarse a un tanque de almacenamiento, mientras que el agua drenada se traslada hacia un sistema de tratamiento y desecho.

La sección de asentamiento de agua en un tratador vertical ocupa aproximadamente un 60% de la columna dentro del recipiente y la sección de aceite y gas ocupa el 40% restante.

La altura de la interfase entre el agua y el aceite generalmente se controla por medio de un sistema de sifón. Aunque ésta no requiere ajustarse en forma muy frecuente, ocasionalmente

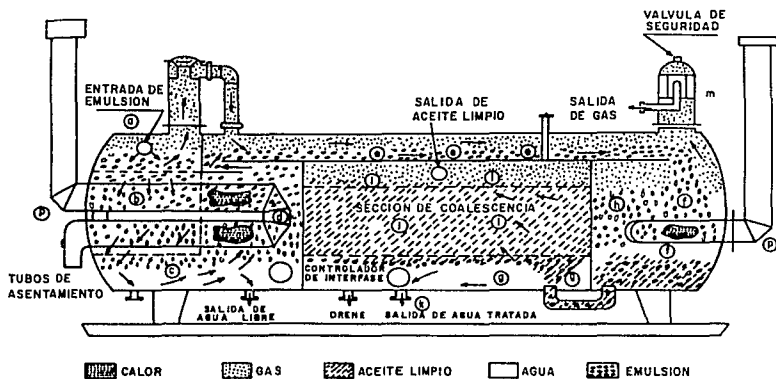


FIG. III-11 DIAGRAMA DE UN TRATADOR TERMOQUIMICO.

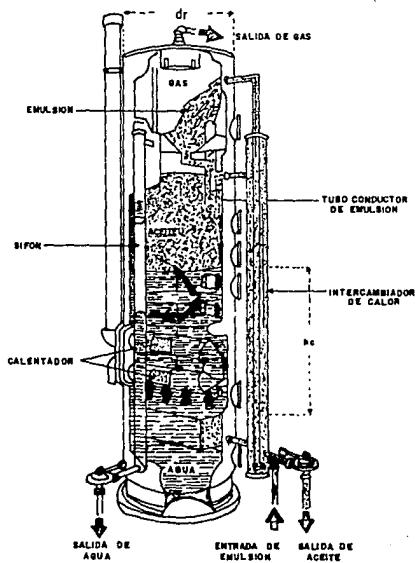


FIG. III.12 DIAGRAMA DE UN TRATADOR TERMOQUIMICO VERTICAL

en algunos tratamientos, es necesario que dicha altura se incremente o disminuya. El ajuste de nivel se realiza en el sifón subiendo la altura de éste aumenta la de la interfase y viceversa. En algunos tratadores, un niple ajustable que puede colocarse en la línea de descarga del agua, permite controlar la altura el sifón.

Como se puede apreciar la operación de los equipos es casi similar. la principal diferencia entre ellos consiste en la forma de controlar el nivel de la interfase agua-aceite: en un tratador horizontal se utiliza un control de nivel tipo flotador, en cambio los verticales, dicho control se mantiene por medio de una columna variable de agua (sifón). También los tratadores horizontales tienen una sección de asentamiento más grande que los verticales, por lo que son recomendables cuando se manejan crudos pesados. La principal desventaja que presentan los horizontales, es que requieren de más espacio que los verticales.

La decisión de utilizar un tratador vertical ó uno horizontal, tiene varios aspectos que deberán analizarse. El primero es la altura de la columna de líquido, a través de la cual deben caer las partículas de agua para separarse del aceite.

También la eficiencia de asentamiento está íntimamente relacionada con el área de la interfase agua-aceite, la rapidez con que el aceite limpio se separa de la interfase determina la eficiencia de asentamiento. Por otra parte, a mayor área de interfase, se tiene más capacidad del recipiente, por esta razón los tratadores horizontales tienen más capacidad que los verticales. El área de la interfase en un recipiente vertical, está limitada por su diámetro; en cambio en uno horizontal, solo depende del tamaño de la sección de coalescencia dentro del equipo.

III.6 TRATADORES ELECTROSTÁTICOS

El tratamiento del aceite crudo por medios electrostáticos, es solamente otra forma de acelerar el efecto de asentamiento de las partículas de agua por la acción de la gravedad; por lo que es factible disminuir las dimensiones de los recipientes de tratamiento.

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 el drenaje de la salmuera separada.

Este tipo de tratador generalmente requiere en la mayoría de los casos, la adición de agentes químicos y la aplicación de calor, ya que la emulsión no se rompe con la sola aplicación de electricidad. Una unidad electrostática (ver Fig.III.13), es de hecho un equipo de tratamiento horizontal al cual se le aplica corriente eléctrica de alto voltaje por medio de unas rejillas (electrodos) colocadas en la sección de asentamiento en el interior

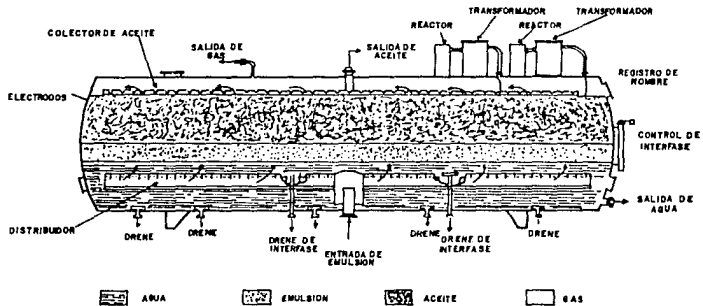


FIG. III.13. DIAGRAMA DE UN TRATADOR ELECTROSTATICO

del recipiente, creando de esta forma, un campo eléctrico en el área comprendida entre los dos electrodos, como se puede apreciar en dicha figura.

En este equipo la emulsión entra a la región de un campo eléctrico; cuando las partículas de agua (las cuales poseen carga eléctrica) que aún prevalecen en el aceite se encuentran dentro de un campo eléctrico, aceleran su movimiento de tal forma que se provocan choques entre ellas, dando como resultado que se formen gotas mayores, las cuales se drenan hacia el fondo del recipiente por efecto de gravedad.

El aceite limpio continúa fluyendo en forma ascendente hacia la línea de salida localizada en la parte superior del equipo, para que de ahí sea enviado hacia los tanques de almacenamiento. El sistema eléctrico consiste de transformadores y dos electrodos, de tal forma que el área de su sección transversal es perpendicular al flujo de líquidos, condición necesaria para que actúe un campo eléctrico sobre una partícula de agua con cargas libres. La distancia entre los electrodos es ajustable, esto con el fin de variar el voltaje, según los requerimientos del proceso. Existen interruptores de corriente accionados con un sistema de flotador, para prevenir daños a la unidad cuando se suscitan cambios en el nivel de líquido.

Generalmente en los campos petroleros es común que la mayor parte del agua contenida en la emulsión, se separe por la acción de los agentes químicos y el calor. En esta forma, el porcentaje de agua en el aceite antes de entrar al deshidratador electrostático es muy bajo (aproximadamente de 1 a 5 %), así la acción del campo eléctrico debido a que el aceite es mal conductor de la corriente eléctrica (dieléctrico), esto da como resultado que el consumo de energía por este concepto sea muy reducido. Por medio de un amperímetro es posible medir el flujo de corriente en las rejillas, esta lectura es muy importante para la operación adecuada del tratador. Dado que el aceite no es buen conductor, la cantidad de corriente eléctrica en los electrodos depende de la cantidad de agua prevaleciente en el mismo.

Un incremento en la lectura del amperímetro, bajo condiciones normales de operación, se puede deber a dos causas importantes que son:

- a).-Una disminución ó suspensión de la inyección del agente demulsificante ó bien, una aplicación excesiva del mismo.
- b).-Un calentamiento insuficiente de la emulsión, debido a una baja temperatura en la sección de calentamiento.

El uso de unidades electrostáticas es recomendable para procesos de tratamiento donde no es posible alcanzar altas temperaturas, ó donde el uso de calor causa problemas de operación y daños al equipo de tratamiento. En algunos casos es posible tratar emulsiones a temperatura de flujo, obteniéndose así un

ahorro de combustible para calentar la emulsión, reduciéndose además los problemas ocasionados por la formación de incrustaciones y efectos de corrosión, principalmente en la sección de calentamiento. Por otra parte con el uso de estos equipos se evitan pérdidas en el volumen de aceite tratado, así como su gravedad API debido a las altas temperaturas.

Al considerar el tratamiento de crudos de alta viscosidad la ecuación de Stokes permite analizar varios problemas. Como cuando la diferencia de densidades entre el agua y el aceite es mínima y la viscosidad es alta, debe buscarse la aplicación de mecanismos de coalescencia para aumentar el tamaño de las gotas. La aplicación de voltajes eléctricos proporciona los mejores resultados, la temperatura de tratamiento puede determinarse a partir de la Fig. III.14 en función de la densidad del aceite.

Si por algún motivo se decide emplear tanques deshidratadores, al agua y el aceite se estratificarán en forma alternada, dificultando la separación efectiva de las fases. En otros casos se pueden requerir temperaturas de 100°C ó mayores, lo cual resulta impráctico desde cualquier punto de vista. De cualquier manera el consumo de reactivos es demasiado alto para obtener al final de cuentas resultados poco satisfactorios.

Hay ocasiones en que la aplicación única del proceso de deshidratación es suficiente para producir crudo apenas dentro de especificaciones. Normalmente lo anterior se logra a costa de un alto consumo de reactivo y/o alta temperatura de operación.

A continuación se anotan algunas observaciones que pueden ser de utilidad en la selección de las unidades de deshidratación o de desalado. Los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado de crudo pueden considerarse considerando los factores operacionales y económicos, además de su disponibilidad en el mercado. Se especificarán las más importantes y se aplican para los tanques deshidratadores y tratadores electrostáticos:

<u>ASPECTOS</u>	<u>DESHIDRATADOR (GUN BARREL)</u>	<u>TRATADOR ELECTROSTATICO</u>
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	12 horas	1 Hora
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario
Control de la incrustación	No requiere	Necesario
Consumo de combustibles	Variable	Variable
Consumo de reactivos	Alto	Bajo
Sistema de contraincendio	Complicado	Sencillo
Tamaño de la vasija	Grande	Pequeña
Mantenimiento	Poco frecuente	Frecuente
Vida útil y valor de rescate	20 años y 10%	15 años y 10%
Tiempo de instalación	Largo	Corto
Capacitación de operadores	Mínima	Regular
Costos en general	Barato	Caro

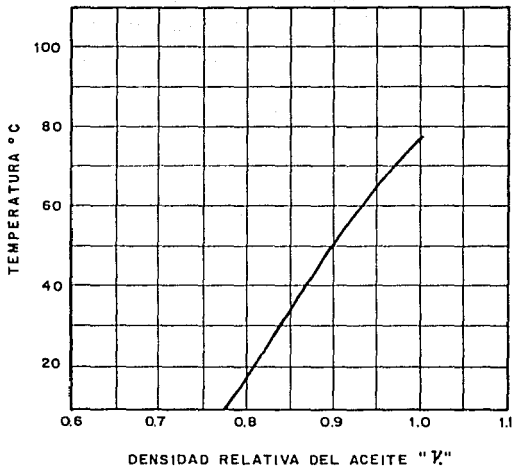


FIG. III-14 TEMPERATURA DE DESHIDRATACION DEL ACEITE

La aplicación correcta de cualquiera de estas dos unidades básicamente depende del contenido de agua y sal que contenga el crudo a tratar y de las especificaciones del aceite tratado. Por ejemplo si un crudo con 1% de agua y 800 LMB se desea tratar para obtener 0.2% de agua máximo y 25 LMB debe usarse un tratador electrostático dentro del proceso de desalado. Lo mismo puede deducirse de la tabla anterior, donde al referirse a la eficiencia de desalado se señala que el deshidratador es poco eficiente, ya que no cuenta con ningún tipo de acción coalescente tal como fibras ó un campo eléctrico.

Esta es una de las mayores desventajas de este tipo de unidades, dejando que el reactivo y el calor aceleren la segregación del agua, con prolongados y inconvenientes tiempos de reposo.

PROBLEMAS DE TRATAMIENTO DE LOS EQUIPOS.

Para garantizar la eficiencia de una planta de tratamiento en operación, es necesario que los diversos factores que intervienen (calor, desemulsificantes, agitación, electricidad, tiempo de asentamiento etc), estén balanceados entre sí. Por consecuencia, si uno de estos componentes se modifica, cualquier otro deberá cambiar, a fin de restablecer el balance.

Por consiguiente si el programa de tratamiento se mantiene balanceado, y la eficiencia disminuye puede suponerse que la emulsión se ha modificado de alguna manera, estos cambios significativos ocurren en forma lenta, a la introducción de una nueva corriente (de un nuevo pozo ó uno que salga de reparación); sin embargo, los cambios pueden también ser resultado de fallas de operación, que se presenten causando problemas en la planta de tratamiento.

Los problemas más frecuentes así como sus correcciones son las siguientes:

- 1.- Cuando un tratador mantiene su temperatura y opera correctamente, pero el contenido de agua en el aceite tratado es elevado.
 - a.- Ajustar la dosificación del reactivo.
 - b.- Cambiar el reactivo por otro más eficaz.
- 2.- Cuando un tratador no conserva la temperatura en el nivel deseado.
 - a.- Revisar los termómetros y termostatos.
 - b.- Asegurarse que es adecuada la combustión en el horno.
 - c.- Verificar el volumen producido de aceite y agua, junto con sus temperaturas de entrada y salida. Si el calor requerido es mayor que el que puede proporcionar el horno, el tratador está sobrecargado, si esto sucede hay dos soluciones: primero un cambio de reactivo puede proporcionar una separación más rápida del agua libre en el tratador y segundo, la instalación de un eliminador de agua libre puede reducir la cantidad de calor. En el caso del tratador

no sobrecargado, se inspecciona si existe una depositación interna de hollín o de sales.

- 3.- Cuando se encuentran fallas frecuentes en la luz piloto de los tratadores electroquímicos.
 - a.- Asegúrese que la línea que suministra gas al piloto, esté operando adecuadamente.
- 4.- Cuando aumenta la altura de interfase aceite-agua en los deshidratadores.
 - a.- Verificar la operación de la válvula de descarga de agua.
 - b.- Comprobar que dicha válvula y el sifón no presenten incrustaciones.
 - c.- Verificar la presión de descarga del drene, ya que pudiera generarse una contrapresión en la línea de descarga. (en caso de que ésta agua se envíe a una planta de tratamiento).
 - d.- Observar si existe acumulación de sedimentos en el fondo, lo cual puede impedir el flujo dentro del sifón.
- 5.- Cuando disminuye la altura de la interfase agua-aceite en los deshidratadores.
 - a.- Verificar si la línea de salida de aceite no se encuentra taponada.
 - b.- Comprobar la temperatura del tratamiento.
- 6.- Cuando el sistema se ha revisado y los niveles están controlados, pero el tratamiento no es completamente eficiente.
 - a.- Comprobar si no se ha formado espuma y ésta es arrastrada por la línea de salida de los gases, para este caso se requiere un serpentín de precalentamiento.
 - b.- Comprobar que en la sección de gas no hay canalización de aceite.
- 7.- Cuando los intercambiadores de calor operan deficientemente.
 - a.- La causa más común es por efecto de la corrosión, la cual forma agujeros que comunican la línea de corriente sucia de entrada con la corriente limpia de salida.
 - b.- La acumulación de sólidos ó depósitos reducen la eficiencia de separación en los tanques de tratamiento, la acumulación de sólidos puede detectarse sintiendo la diferencia de temperatura de la lámina alrededor del fondo.
- 8.- Las fallas más comunes en los tratadores electrostáticos son:
 - a.- Se presentan al ocurrir fallas en el suministro de energía eléctrica, esta situación puede detectarse mediante la observación de la luz piloto.
 - b.- La acumulación de material sólido en la interfase agua-aceite, el cual puede generar un corto circuito, en este caso debe disminuirse la altura de la interfase para que la operación del deshidratador vuelva a operar con normalidad.

Si el mal funcionamiento de un tratador, no se corrige de la manera descrita, la detección de la falla se efectuará a través de una minuciosa inspección del circuito eléctrico. El

agente químico y el equipo de tratamiento combinados, son las claves para la resolución eficiente y económica de las emulsiones en el campo.

De acuerdo a los resultados prácticos de campo, se sugieren las siguientes recomendaciones de carácter general:

- 1.- El proceso de tratamiento de una emulsión es función de las características de cada crudo, tamaño de las gotas de la fase dispersa, contenido de agua y salinidad, etc.
- 2.- La adición de calor en un sistema de deshidratación es costosa y conviene reducirla o sustituirla por reactivos des-emulsificantes, considerando la eficiencia del proceso.
- 3.- El empleo de unidades eléctricas en el tratamiento de crudo es el equipo más actualizado, resultando más económico y es de mayor eficiencia que los métodos convencionales.
- 4.- Utilizar deshidratadores electrostáticos cuando se requiere alta eficiencia en tiempos reducidos.
- 5.- Usar tratadores electrostáticos en instalaciones de espacios reducidos, tales como en plataformas marinas, y donde se manejen grandes volúmenes de crudo.
- 6.- Las unidades electrostáticas presentan escasos problemas de operación, y tienen alto valor de rescate.
- 7.- En el proceso de deshidratación es adecuado eliminarle el agua libre al crudo, antes de pasar a calentamiento.

CAPITULO IV

IV.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PARA LA DESHIDRATACION DEL ACEITE EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION

IV.1 INGENIERIA BASICA DEL PROCESO.

De una forma general, la ingeniería básica de un proceso involucra toda la información necesaria para establecer las bases en el desarrollo del proyecto de una planta de tratamiento. Para emitir esta información se necesita elaborar una serie de documentos en las que intervienen diversas ramas de la ingeniería especializada en procesos, transferencia de calor, control e instrumentos principalmente.

Este capítulo tiene la finalidad de dar una descripción general y aproximada de lo que será el proceso de deshidratación de aceite, que se llevará a cabo en las plataformas de producción permanente Abkatún-A y Abkatún-D, en donde se instalarán 4 y 2 módulos de deshidratación respectivamente.

Cabe mencionar que se desarrollará la ingeniería básica de los 4 módulos y se rediseñarán 2 módulos ya instalados. El diseño se llevó a cabo considerando las conclusiones del estudio técnico-económico que determinó la mejor alternativa para efectuar el proceso de deshidratación, llegando a la conclusión de que se realizará en la plataforma de producción permanente Abk-"A" y ABK-D ubicadas en la Sonda de Campeche. (ver apéndice "C")

Asimismo y para llevar a cabo el diseño mencionado, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1.- Capacidad total de tratamiento crudo-agua de 600000 BPD. Cada módulo de deshidratación, está dimensionado para tratar un máximo de 100,000 BPD de crudo húmedo.
- 2.- Contenido máximo de agua en el crudo a deshidratar: 25%
- 3.- Contenido máximo de agua en el crudo deshidratado: 0.5%
- 4.- Utilización máxima del equipo existente para el proceso de deshidratación y servicios auxiliares, de acuerdo a la capacidad de tratamiento indicada.
- 5.- Consideración del equipo adicional para el proceso de deshidratación y servicios auxiliares, para completar la capacidad total del tratamiento el cual se adquirirá posteriormente.

El diseño de los dos módulos de deshidratación tomó en cuenta además de las instalaciones necesarias para llevar a cabo el proceso mismo, los servicios auxiliares tales como: tratamiento de efluentes, almacenamiento de reactivos, suministro de energía eléctrica requerida, agua de mar, sistema de desfogue, etc. En uno de los módulos se prevé los equipos necesarios para el mezclado de crudo con agua de mar con el fin de poder operarlo aún sin presencia de agua en el crudo.

De acuerdo a lo anterior se contempló el diseño de los sistemas de apoyo para la operación exclusiva de los módulos mencionados como: sistemas de seguridad (detección y protección contraincendio), sistemas de drenajes abiertos y cerrados de acuerdo a los sistemas de protección y en forma adicional la asesoría para el reacondicionamiento del equipo de generación de gas inerte existente en la plataforma, a fin de efectuar el tratamiento de efluentes resultantes del proceso mismo.

Aunque el contenido y el formato de los documentos emitidos en la etapa de ingeniería básica, depende de varios factores, pero en esencia y a grandes rasgos, las actividades que se deben efectuar por las diferentes especialidades en ésta etapa, son las siguientes:

IV.1.1. INGENIERIA DE PROCESO.

- Elaboración de las bases de diseño.
- Análisis y selección del estudio técnico-económico de alternativas.
- Elaboración del esquema del proceso y lista de equipo.
- Elaboración del balance de materia y energía.
- Elaboración de la descripción del proceso.
- Cálculo y selección de los servicios auxiliares.
- Dimensionamiento de los equipos.
- Elaboración de las filosofías básicas de operación.
- Elaboración de los sistemas de servicios auxiliares y su respectivo diagrama.
- Diseño de los sistemas de tratamiento de efluentes.
- Elaboración preliminar del diagrama de localización general de los equipos.
- Diseño del sistema de desfogue.
- Dimensionamiento hidráulico de bombas y válvulas.

IV.1.2. INGENIERIA DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

- Diseño termodinámico de las unidades de transferencia de calor.
- Emisión de hojas de especificaciones del equipo.
- Selección y aplicación de los equipos de transferencia de calor que requiere el proceso.
- Optimización de sistemas y esquemas de intercambio térmico.

IV.1.3. INGENIERIA DE CONTROL E INSTRUMENTOS.

- Elaboración del índice de instrumentos.
- Elaboración de los circuitos de control.
- Elaboración preliminar de los diagramas de instrumentación.
- Especificación de instrumentos y elaboración de hojas de datos.
- Elaboración del sumario de alarmas, paros y arranques.

IV.1.4. BASES DE DISEÑO.

Aquí se detalla la información requerida para el proceso tales como: capacidad, rendimiento, flexibilidad, ampliaciones a futuro, condiciones y características de alimentación y producto etc. Además se proporciona la información requerida para efectuar la ingeniería de detalle, tales como: instalaciones requeridas de almacenamiento, servicios auxiliares, condiciones climatológicas, localización de la planta, sistemas de seguridad, eliminación de desechos, etc.

IV.2. GENERALIDADES SOBRE EL COMPLEJO DE PRODUCCIÓN ABKATUN-"A"

El campo Abkatún se ubica a 80 km al NW de Cd del Carmen, Campeche (ver Fig. A) siendo productor de aceite ligero en los horizontes geológicos de Brecha del Paleoceno y Cretácico siendo uno de los más importantes de la zona marina.

La presión inicial del yacimiento referida a 3610 mVBMM fue de 386 Kg/cm² y actualmente, debido a su explotación, ha disminuido a un valor por abajo de los 273 Kg/cm² (feb 29/88). La producción se inició en julio de 1980 a través del pozo 1B el cual aportó aceite del Cretácico; el desarrollo paulatino del campo incrementó el número de pozos productores de tal forma que al presente se cuenta con más de 35 pozos que producen aproximadamente como 300 000 BPD.

IV.3. FUNCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.

La planta tendrá como función deshidratar el aceite crudo ligero procedente de las plataformas de producción Abkatún (temporal y permanente), donde se le ha preestabilizado y eliminado el agua libre. El crudo provendrá del campo Abkatún, siendo la finalidad de este proceso, obtener un producto con especificaciones adecuadas para su transporte y envío a tierra.

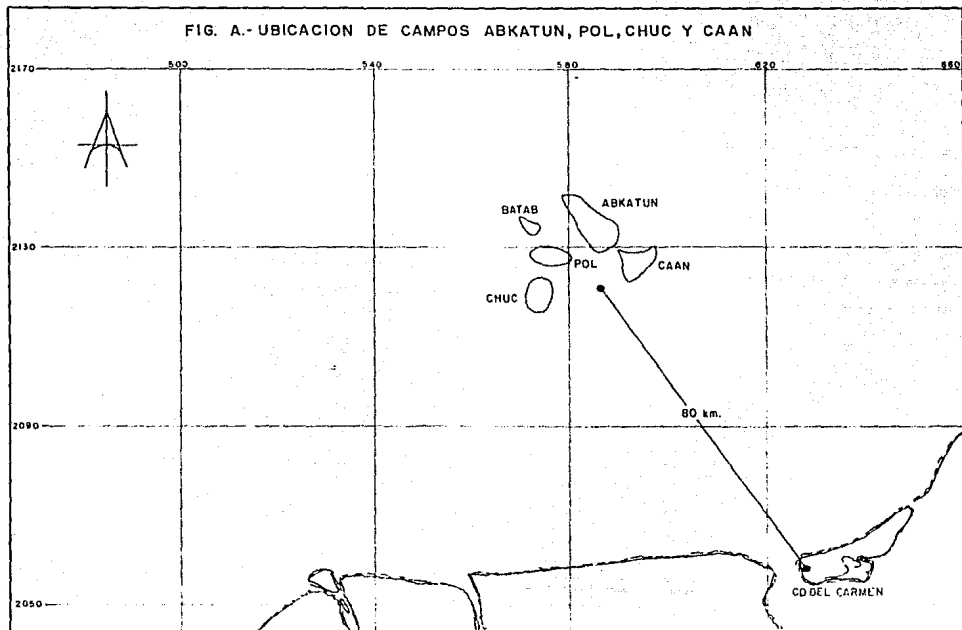
IV.3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.

El diagrama de flujo del proceso es un documento fundamental en el proceso, y consiste en una representación gráfica y objetiva de la información más relevante del mismo. Dicha información consiste en indicar entradas y salidas de materia y energía, características básicas del equipo y los controles principales.

El contenido típico del diagrama de flujo del proceso es el siguiente:

- 1.- Identificación de la planta y del proceso, o sección representada.
- 2.- Representación esquemática de los equipos de proceso de las corrientes principales que los unen, indicando la dirección del flujo mediante flechas.
- 3.- Procedencia de la alimentación y destino del producto - del proceso.
- 4.- Balance de materia y energía, indicando para las alimentaciones productos y corrientes principales del proces-

FIG. A.- UBICACION DE CAMPOS ABKATUN, POL, CHUC Y CAAN



so: el flujo, composición, propiedades básicas, y condiciones de presión y temperatura.

- 5.- Condiciones de operación en los puntos principales del proceso.
- 6.- Identificación de los servicios auxiliares utilizados en los distintos equipos del proceso.

El requerimiento principal del diagrama de flujo del proceso es que la información contenida antes mencionada se presente en forma clara y sencilla, fácil de manejar e interpretar, con el fin de evitar confusiones a las diferentes especialidades y en consecuencia un retraso en el desarrollo del proyecto.

IV.3.2 TIPO DE PROCESO

El proceso consiste en deshidratar el aceite crudo hasta 0.5% en volumen de agua, por medio de desemulsificante químico y coalescencia electrostática.

El crudo húmedo (aceite emulsionado al 25% en volumen de agua máximo) proveniente de la plataforma de producción temporal (200 MBPD) y de la batería de separación de la plataforma de producción permanente (200 MBPD) es succionado por las bombas reforzadoras de crudo que descargan a la alimentación de los deshidratadores. Las bombas reforzadoras se encuentran localizadas en la plataforma de producción temporal y permanente respectivamente.

Por medio de las bombas de desemulsificante se lleva a cabo la dosificación del producto químico, el cual se inyecta a la succión de las bombas reforzadoras de crudo. La inyección del desemulsificante químico en este punto se lleva a cabo con objeto de aprovechar el mezclado que se puede obtener con la acción de las bombas reforzadoras de crudo. La turbulencia adicional ocasionada por las pérdidas de presión por fricción en la tubería también será útil para la acción del mezclado del desemulsificante químico con el crudo emulsionado. La dosificación será determinada en el campo para satisfacer los requerimientos del proceso.

Inicialmente, cuando entre en operación la planta, habrá un contenido de agua pequeño en la emulsión agua-aceite, y evolucionará dicho contenido en función del tiempo hasta un máximo esperado por diseño de 25% en volumen.

La presión en los deshidratadores se mantiene por medio de una válvula controladora de presión (válvula de globo doble puerto) instalada a la descarga de las bombas reforzadoras del módulo respectivo, y además por medio de los deshidratadores de crudo se logra romper la emulsión agua-aceite hasta un contenido final de agua de 0.5% en volumen. Para llevar a cabo la deshidratación de crudo, además de agregar el desemulsificante, la unidad está integrada con transformadores de alto voltaje conectados a los electrodos que se encuentran en el interior del

recipiente, pudiendose crear con esto un fuerte campo eléctrico (15000-20000 volts), el cual es fundamental para lograr una coalescencia rápida y eficaz del agua que se encuentra dispersada dentro del crudo. Dentro de los recipientes de deshidratación de crudo hay la tendencia a que se depositen en el fondo los sólidos presentes en la emulsión agua-aceite y por lo tanto habrá una necesidad de removerlos. Lo anterior se lleva a efecto por medio de las bombas de agua de sedimentos instaladas para este uso.

Finalmente, el aceite deshidratado (0.5% en volumen de agua) proveniente de los deshidratadores de crudo es bombeado a tierra, pasando previamente por el equipo de medición para que sea debidamente cuantificado.

El agua de desecho se envía por control de nivel de los deshidratadores de crudo a la succión de tratamiento de aguas amargas aceitosas, esto se puede apreciar en la Fig IV.1 en donde se muestra el diagrama de flujo.

IV.4 CAPACIDAD RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO.

CAPACIDAD Y RENDIMIENTO

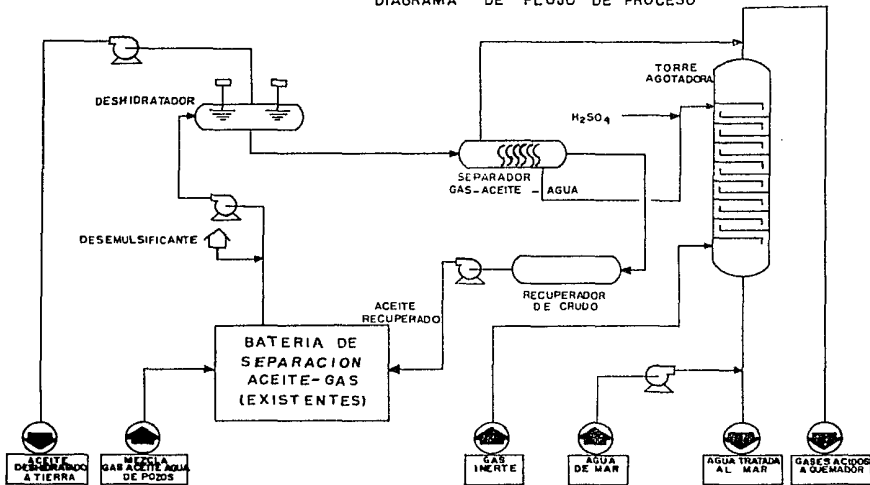
DISEÑO La planta estará diseñada para operar los 365 días del año y procesar 400,000 BPD de emulsión con 25% de agua (200 000 BPD de la plataforma de producción permanente y 200,000 BPD de la plataforma de producción temporal), en módulos de 100 000 BPD cada uno. El producto obtenido será aproximadamente de 300 000 BPD de aceite limpio deshidratado y 100,000 BPD de agua aceitosa y amarga.

La capacidad de diseño (400,000 BPD) será implementada con el reacondicionamiento del equipo instalado, y el faltante será adquirido conforme se vaya requiriendo. Por otro lado, la integración de los módulos de deshidratación será en función de la disponibilidad y recursos económicos con que se cuente en el momento.

FLEXIBILIDAD La planta estará diseñada para procesar la mezcla aceite-agua del crudo ligero marino del campo Abkatón, ubicado en la Sonda de Campeche. Además se deberá contar con el equipo adecuado para la dosificación de desemulsificante químico, con la finalidad de auxiliar al proceso de deshidratación electrostática de crudo y hacerlo más eficiente.

No se prevén fallas de energía eléctrica, ya que la planta puede contar con dos generadores, uno en operación y otro de relevo, tampoco fallas por aire de instrumentos, puesto que se puede contar con un sistema autónomo de compresión de aire. No se prevén tampoco aumentos de la capacidad de procesamiento por módulo, superiores a los 100 000 BPD de alimentación.

FIG. IV. I DESHIDRATACION DE CRUDO LIGERO
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO



Cabe hacer mención que la alimentación a la planta (emulsión con 25% en volumen de agua) proviene de los separadores de segunda etapa de la plataforma de producción, operando aproximadamente a 1.8 KG/CM² (25 PSIG) Y 74°C (165°F), siendo esta temperatura la esperada en los yacimientos del campo Abkatún.

ESPECIFICACIONES DE LAS ALIMENTACIONES.

COMPOSICION DE CRUDO LIGERO TIPO ABKATUN.

<u>COMPONENTES</u>	<u>BASE HUMEDA (% MOL)</u>
Agua	83.306
Acido Sulfidrico	0.017
Bióxido de Carbono	0.012
Nitrógeno	0.000
Metano	0.051
Etano	0.137
Propano	0.360
I-Butano	0.132
N-Butano	0.478
I-Pentano	0.280
N-pentano	0.442
N-Hexano	0.647
Heptanos	1.270
Octanos	1.114
Nonanos	1.077
Decanos	1.258
Undecanos	0.608
Dodecanos	0.887
Tridecanos	0.517
Tetradecanos	0.761
Pentadecanos	0.544
Hexadecanos	0.630
Heptadecanos	0.218
Octadecanos	0.394
Nonadecanos	0.378
Eicosanos	4.481

Contenido de sales: Será función de la cantidad de sales de la mezcla (aceite-agua) del yacimiento.

Contenido de agua: 25% en volumen como máximo.

ESPECIFICACIONES DE LOS PRODUCTOS.

- Aceite deshidratado
- Contenido de agua: 0.5% en volumen como máximo.
- Agua de desecho (disposición al mar)
- Contenido de aceite: 30 PPM como máximo.
- Contenido de H₂S : 1.0 PPM como máximo.
- Temperatura : 35°C

El agua eliminada en los deshidratadores electrostáticos se enviará a la planta tratadora de aguas aceitosas.

IV.5 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

A) Sistemas de Contraincendio. Consistirá de:

- 1.- Red de distribución de agua para servicio contra incendio que rodeará las diferentes áreas y de ella se localizarán derivaciones para los sistemas de protección.
- 2.- La red de distribución será alimentada por el sistema de bombeo existente de contra incendio.
- 3.- Se instalará un sistema automático fijo por aspersión con boquillas de monitor para cada equipo.
- 4.- Se instalará un sistema de detección de calor tipo botón fusible.
- 5.- Se instalará un tablero de alarmas audibles, visibles y con disparo manual en las zonas a proteger, adecuándose se y ubicándose el tablero de seguridad para las señales que reciba.

También se deberá diseñar un tablero de control para el control del proceso de los módulos de deshidratación, el cual será localizado en el cuarto de control. El tablero principal de control del proceso deberá ser semigráfico tipo consola y estará integrado a las instalaciones existentes.

Todas las señales a y desde el tablero principal de control deberán ser electrónicas. También los módulos de deshidratación contarán con un control supervisorio (SCADA), por lo que las señales que se envíen a este sistema deberán tomarse del tablero de control para utilizar de esta forma un solo instrumento.

CAPITULO V

V.- EQUIPO REQUERIDO PARA LA DESHIDRATACION EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION.

La lista de equipo es a grandes rasgos una descripción de los equipos que intervienen en la realización de un proceso. Esto incluye información suficiente de cada uno de ellos con el fin de evaluar o estimar su costo. Los ingenieros encargados del proceso elaboran estas listas con el fin de dar la información suficiente para su estimación económica del equipo y les permite conocer su función específica en el proceso y sus dimensiones, para tener el conocimiento del tamaño físico de los componentes de la planta, y así prever el acomodo óptimo y adecuado de los mismos, en el área disponible para tal fin.

Resumiendo lo anterior, se puede decir que el objetivo de la lista de equipo es recabar la información referente al tipo y número de unidades, el servicio que prestan y sus características principales que permitan estimar su inversión inicial, los costos de instalación, operación y así mismo el acomodo adecuado en el área disponible para la instalación de la planta.

V.1. DESHIDRATADORES ELECTROSTATICOS

Debido a la importancia que este equipo representa en el proceso de deshidratación del aceite crudo por efectuarse la separación del agua y el aceite mediante campos eléctricos generados internamente, y que una falla operativa del mismo implicaría contaminación del aceite limpio, es de suma importancia hacer una descripción especial de su funcionamiento y problemas operacionales que posiblemente puedan ocurrir dentro de su operación.

El equipo electrostático tiene las siguientes ventajas sobre los equipos tradicionales:

- 1.- Tiempo relativamente bajo en su instalación
- 2.- Alta eficiencia en la deshidratación (separación aceite agua emulsionada)
- 3.- Tiempos de residencia de aceite mínimos.
- 4.- Alto valor de rescate.
- 5.- Elevada capacidad de tratamiento.
- 6.- Flexibilidad en la operación del equipo.
- 7.- Mínimos problemas de operación y mantenimiento.
- 8.- El espacio requerido para su instalación es mínimo etc.

FUNCIONAMIENTO

El aceite crudo húmedo (emulsión aceite-agua) es recibido por una tubería con un flujo de 100 000 BPD el cual se divide en dos líneas que alimentan por la parte inferior del deshidratador electrostático.

Estas dos alimentaciones son proyectadas internamente hasta el distribuidor de tipo panel invertido que se encuentra instalado longitudinalmente al recipiente y cuya función es repartir el flujo a baja velocidad a través de él. La emulsión esciende del distribuidor hasta el área de coalescencia electrostática, donde es creado un campo eléctrico entre dos parrillas de electrodos, superior e inferior por la aplicación de alta tensión desde tres transformadores de 180 KVA cada uno, instalados en la parte superior fuera del recipiente.

El electrodo superior se encuentra fijo al recipiente y conectado a tierra, mientras que el inferior es móvil y dividido en tres secciones que reciben la diferencia de potencial de su respectivo transformador; este electrodo se encuentra suspendido de la parte superior del tanque mediante aisladores de teflón.

En el área de electrodos el agua es separada del aceite crudo por el efecto del campo eléctrico producido, de la cual por diferencia de densidades, el agua se dirige al fondo y el crudo a la parte superior. El agua en la emulsión se encuentra en forma de pequeñas gotas rodeadas de una película de emulsificante, y que por el efecto del campo eléctrico se deforma hasta romperse la película, y que a la vez se van formando conglomerados de gotas de agua de mayor diámetro que se depositan por gravedad en el fondo del recipiente, a este fenómeno se le conoce como coalescencia electrostática.

El colector del aceite crudo localizado longitudinalmente en la parte superior del recipiente, recibe el crudo con 0.5 % en volumen de agua, que será succionado por las bombas de crudo para enviarlo a tierra.

El nivel de interfase agua-aceite es regulado con el transmisor conectado al sensor de nivel mediante un flotador (tipo salchicha) y un controlador, que determina la cantidad de agua que deberá eliminarse para mantener el nivel de agua "colchon" durante la operación.

Un distribuidor de agua localizado longitudinalmente y en la parte inferior del distribuidor de la emulsión remueve los sólidos acumulados en el fondo del recipiente, y son eliminados con el agua separada de la emulsión; la operación de remoción de sólidos se efectúa por recirculación con bombas externas al tanque y aspersión de agua a través del distribuidor. Finalmente, el deshidratador cuenta con un mecanismo de seguridad por bajo nivel de crudo, al cortar el suministro de energía eléctrica en el sistema, al descender el flotador esférico

instalado en la parte superior del recipiente que desconecta mecánicamente las parrillas de electrodos de su posición de operación con tanque lleno enviando la corriente a tierra.

PROBLEMAS OPERACIONALES

Las siguientes fallas de operación del deshidratador de aceite crudo y el planteamiento de sus soluciones, son típicas para este tipo de procesos, por lo que el ingeniero de operación de la planta deberá considerarlas, así como la consulta del manual del fabricante para las rutinas de mantenimiento del equipo.

- 1.- Si el aceite crudo deshidratado contiene demasiada agua, es un indicativo de que el agua y el aceite se encuentran emulsionados y no se está rompiendo adecuadamente; esto se debe a que el voltaje aplicado a la parrilla de electrodos es muy bajo o bien que existe baja o excesiva dosificación de reactivo desemulsificante. Primero se deberá verificar el sistema eléctrico y posteriormente la dosificación del reactivo desemulsificante.
- 2.- El tener alto contenido de aceite en el agua efluente del deshidratador, indica que se puede tener bajo nivel de interfase agua-aceite, atascamiento de la abertura en la válvula controladora de nivel, y/o baja dosificación de desemulsificante. Para lo anterior, antes de aumentar la dosificación del químico, se deberá revisar el funcionamiento adecuado del controlador de nivel.
- 3.- Si la lectura en el voltímetro varía amplia y continuamente, es un indicativo de:
 - a).- Formación de gas dentro del recipiente por la disminución de la presión, causada por falla en la válvula controladora de presión, para lo cual se deberá de revisar su funcionamiento.
 - b).- Se tiene muy alto nivel de agua provocado por la operación incorrecta del sensor de interfase, el controlador y válvula controladora de nivel; revisar éstos y en su caso efectuar los ajustes correspondientes.
 - c).- Se dispone de una emulsión muy estable, entonces se deberá incrementar el flujo del agente químico.
- 4.- Cuando la lectura en el voltímetro presenta variaciones pequeñas pero continuas, es el indicativo de dos situaciones: La primera por alto nivel de interfase agua -- aceite, teniendo que revisar el punto de ajuste (set-point) del controlador de nivel y el funcionamiento de la válvula controladora de nivel; y la segunda, que la separación normal de agua-aceite no se está realizando en la zona de electrodos, a causa de baja dosificación de desemulsificante, o de que halla falla en alguno de los bujes de entrada de corriente siendo necesario revisar éstos y reemplazar si así lo amerita, y posteriormente aumentar la dosificación del reactivo desemulsificante.

Sin embargo para este mismo caso se requiere desviar el flujo de alimentación al deshidratador por su respectiva derivación, debido a cualquiera de las siguientes razones:

- a).- La emulsión alimentada es muy estable (difícil de romper), entonces se debe proceder a quitar el suministro de potencia a los electrodos durante 30' y restablecer la potencia; si la emulsión estable persiste, efectuar el mismo procedimiento, pero durante 2 horas.
- b).- La parrilla de electrodos energizada se encuentra "haciendo tierra" o alguno de los aisladores de teflon se ha dañado. Para esta situación es necesario, no simplemente desviar el flujo de alimentación del deshidratador a las bombas de transferencia de crudo, sino que se tendrá que vaciar el recipiente mediante la eliminación de líquidos y vapores, y entonces revisar los internos del deshidratador.

V.2. POTABILIZADORA DE AGUA MAR.

Los sistemas de potabilización de agua marina más comunes son: Osmosis inversa, evaporación y termocompresión. El sistema utilizado actualmente en la plataforma permanente de Abkatón "A" es el de osmosis Inversa, ya que tiene las siguientes ventajas:

- a.- Mínimo mantenimiento y fácil operación.
- b.- El área requerida es mínima.
- c.- Aproximadamente consumen una cuarta parte de energía respecto a las otras.
- d.- Operan a temperatura ambiente.
- e.- Mínima mano de obra por mantenimiento una vez arrancada.
- f.- Limpieza de la unidad, ya que es sencilla y económica.
- g.- Costo unitario menor que el de termocompresión, (aproximadamente 300% mas caro)
- h.- Sólo se requiere que se tenga sumo cuidado con los permeadores, para mantener constante la producción con que fue diseñada.

Los sistemas de potabilización de agua de mar que se han instalado en la Sonda de Campeche se encuentran en las plataformas habitacionales, de enlace, y de producción, y cuyas capacidades fluctúan entre los 5000 y 12000 galones/día.

V.3. BOMBAS DE AGUA CONTRAINCENDIO.

Se utilizarán dos bombas accionadas por motor diesel, adecuadas para éste servicio, y dos bombas jockey eléctricas para mantener presurizada la red contraincendio, siendo una de éstas de relevo.

V.4. COMPRESOR DE AIRE DE PLANTAS E INSTRUMENTOS.

Estarán interconectados los compresores de aire para que en caso de falla de uno, el otro que se encuentra de relevo opere. El compresor en operación distribuirá a la red de aire para instrumentos, previa eliminación de humedad e impurezas al pasar por los recipientes de desecante y filtros de la secadora. El aire de plantas dará servicio directamente, ambos servicios serán suministrados a través de un cabezal de distribución.

V.5. PRECALENTADORES DE ACEITE CRUDO.

Aunque en la etapa inicial no se considera calentamiento de la mezcla agua-aceite, en el futuro se podría llegar a usar precalentadores de crudo. En este caso se utilizarían cambiadores de calor de tubos y envolvente, ya que son los más recomendados por las siguientes razones:

- a.- Se dispone de una área de transferencia de calor mayor a los 350 FT². Por esta característica se recomienda como alternativa utilizar cambiadores de doble tubo o espiral, pero esto implicaría el usar varias unidades.
- b.- Se dispone de condiciones de presión y temperatura relativamente bajas.
- c.- Mayor seguridad y menor mantenimiento, ya que por la carga térmica, se requeriría un calentador a fuego directo, lo cual no es muy conveniente en plataformas.

El medio de calentamiento más eficaz para este servicio es "aceite de calentamiento". Se dispone como alternativa el utilizar vapor como medio de calentamiento, pero el aceite tiene las siguientes ventajas sobre el vapor y son:

- a.- El costo de tratamiento del agua salada para generar el vapor, y su producción es elevado.
- b.- Las pérdidas del aceite son mínimas.
- c.- Mayor seguridad al manejar el aceite en estado líquido.
- d.- Presenta mínimos problemas de corrosión.

Dentro de los aceites más comunes disponibles en el mercado, el DOW-THERM "G-40" es el que presenta buenas características ya que su presión de vapor es moderada a la temperatura máxima de trabajo (343°C), lo cual asegura manejarlo en estado líquido, además tiene relativamente buena estabilidad, y propiedades físicas bastante adecuadas para la transferencia de calor.

V.6. ENFRIADORES DE CRUDO.

En caso de que se llegará a utilizar serían unidades de tubos y envolvente por las razones antes mencionada. El medio de enfriamiento será agua de mar, por su disponibilidad ilimitada. La temperatura de entrada del medio de enfriamiento será de 30°C, máxima temperatura del agua de mar en el área de Abkatún, se retornará a 35°C como máximo.

V.7. TURBOGENERADORES Y TURBOBOMBAS.

Se utilizarán generadores eléctricos accionados por turbinas de gas. Actualmente en la plataforma Abkatún "A" se cuenta con tres turbogeneradores operando y un motogenerador disponible. La capacidad disponible por fabricante de acuerdo a los requerimientos de energía es de 6750 Kw/unidad.

Actualmente en la plataforma de Abkatún "A" se cuenta con ocho bombas de transferencia, cuatro en la plataforma de producción Temporal y cuatro en la plataforma Permanente. Estas bombas operan con accionadores de turbinas de gas, y pueden manejar un promedio de 40 000 a 60 000 BPD con una potencia requerida 950 y 1200 HP. El generar energía eléctrica por medio de accionadores de turbina de gas, es aprovechar el gas producido en los procesos de separación y estabilización, esto ayuda a que se aproveche más el gas producido, aunque la inversión inicial es alta se tienen las siguientes ventajas:

- a.- Autosuficiencia del servicio debido a que el combustible no es necesario suministrarlo en barco desde la costa.
- b.- Necesita poco mantenimiento con un alto factor de operabilidad.
- c.- Mayor seguridad de operación por la facilidad de disponer de este combustible.
- d.- No requiere de almacenamiento.
- e.- El aprovechar el poder calorífico del gas es costeable redundando en un mejor aprovechamiento del mismo.

V.8. SERVICIOS AUXILIARES.

El concepto de servicios auxiliares tiene referencia a todos aquellos elementos que sin intervenir directamente en el proceso, son esenciales para mantener en operación una planta. Los servicios auxiliares más comunes dentro de la industria petrolera son los siguientes:

- a.- Agua de enfriamiento
- b.- Aire como medio de enfriamiento.
- c.- Vapor de calentamiento.
- d.- Combustible líquido y/o gaseoso.
- e.- Agua de proceso.
- f.- Agua contra incendio y para usos sanitarios.
- g.- Energía eléctrica.
- h.- Vapor motriz etc.

Además dentro de los requerimientos de una planta se debe considerar el uso de agentes químicos, que varían según el tipo de proceso pudiendo ser:

- i.- Catalizadores.
- j.- Inhibidores de corrosión.
- k.- Antiespumantes.
- l.- Compuestos ácidos y/o alcalinos para el control de PH
- m.- Emulsificantes.
- n.- Desemulsificantes y desecantes.

Para proveer el suministro de estos servicios y los equipos e instalaciones relacionadas con ellos, se considera la disponibilidad, condiciones de suministro y retorno, y el requerimiento de cada servicio en cada punto de la planta donde se necesite. En relación a la disponibilidad se debe considerar la localización de la planta, la facilidad de producción y económica de los mismos; ya que se cuenta con varias alternativas para satisfacer un mismo servicio.

Como complemento del documento de servicios auxiliares se elabora un diagrama del balance de servicios, con el fin de proporcionar la información suficiente de los servicios a cada uno de los equipos que integran la planta. Dentro de los servicios auxiliares más importantes se encuentran los siguientes:

V.8.1. GENERACION DE GAS INERTE.

El gas inerte se genera dentro del sistema con el paquete ya instalado, el cual tiene como función proporcionar el gas necesario para el agotamiento de agua amarga aceitosa. Para tal fin se cuenta con 3 unidades que generan una corriente de gas inerte constituido principalmente por nitrógeno (88% Mol), y dióxido de carbono (11.4% Mol), a una temperatura de 52°C (126°F) y 3.5 Kg/Cm² Man. (50 Psig) obteniéndose por la combustión de gas combustible de baja presión procedente de la red de distribución. El paquete está constituido por cuatro secciones que son:

- a.- Alimentación de combustible.
- b.- Sección de combustión.
- c.- Sección de compresión y distribución de gas inerte.
- d.- Sección de enfriamiento.

V.8.2. BOMBAS DE AGUA DE MEZCLA.

Uno de los servicios auxiliares con los que cuenta la plataforma de producción permanente, es el suministro y distribución de agua de mar.

Se disponen de bombas de agua de mar de tipo de pozo profundo accionadas manualmente con motor eléctrico, mediante botones de paro y arranque. En la succión de cada bomba, se dispone de una inyección de hipoclorito de sodio, procedente de los límites de la batería. El hipoclorito de sodio tiene la función de inhibir la formación de colonias orgánicas para evitar taponamientos y corrosión, tanto en la succión de las bombas, como en la red de distribución. Dicha inyección se realiza a cada bomba a través de una válvula de corte que suspende automáticamente el flujo de hipoclorito cuando la bomba sale de operación.

El agua total descargada de las bombas se envía a un cabezal común, en donde existen tres derivaciones, dos de las cuales a través de dos líneas cada una, transportan agua a los cabezales de agua de enfriamiento, y la tercera derivación a través de un ducto envía el agua a dos filtros de agua de mar que rechaza el agua sobrante al mar.

V.8.3. SISTEMA DE DESEMULSIFICANTE Y ACIDO.

El sistema de desemulsificante tiene como objetivo auxiliar el proceso de deshidratación electrostática del crudo húmedo inyectando el desemulsificante químico en la succión de las bombas reforzadoras de crudo, por medio de las cuales se logra que este químico se mezcle adecuadamente, con la emulsión agua-aceite y esta se pueda romper más fácilmente en los deshidratadores electrostáticos. Para lo anterior se cuenta con los tanques de desemulsificante, localizados en la plataforma de producción permanente y temporal respectivamente. La inyección del ácido sulfúrico se efectúa en la corriente de aguas amargas, proveniente de los separadores agua-aceite con el objeto de permitir que las sales incrustantes presentes pasen a su forma soluble y así alimentar a las torres agotadoras de agua amarga.

V.8.4. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE Y AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS.

El servicio de agua potable para los paquetes de generación de gas inerte será proporcionado de la red de distribución del complejo.

Se requieren durante el arranque del paquete aproximadamente 23000 litros para el llenado de los 3 tanques de balance de agua de enfriamiento y apagado y 4000 Ltz/Min de agua de reposición por tanques. El requerimiento de aire de plantas e instrumentos será proporcionado por los paquetes existentes de este servicio en la plataforma.

V.8.5. AGUA POTABLE Y DE CONTRAINCENDIO.

El agua potable será generada dentro de la plataforma con el equipo existente. El agua necesaria para abastecer el sistema contraincendio será tomada del mar, previa filtración y clorado, para esto se utilizarán 2 bombas jockey eléctricas para mantener presurizada la red de contraincendio, siendo una de estas de relevo. Para la alimentación de energía eléctrica, se generará dentro del límite de la plataforma, por medio de tres generadores (2 en operación y 1 de relevo), accionados por turbinas de gas. También se utilizarán los tres turbogeneradores instalados en la plataforma de 2500 Kw cada uno, 2 en operación y uno de relevo.

CAPITULO VI

VI.- OPERACION DEL EQUIPO DE DESHIDRATACION EN PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION

VI.1. PROCEDIMIENTOS GENERALES DE ARRANQUE.

La planta de deshidratación de crudo en Abkatún "A", Sonda de Campeche, tiene como función principal procesar 400 MBPD de crudo húmedo emulsionado al 25 % en volumen de agua, reduciendo el contenido de agua del aceite crudo hasta 0.5% en volumen. Asimismo, las aguas amargas aceitosas generadas durante el proceso de deshidratación de crudo recibirán un tratamiento adecuado para evitar que al ser arrojadas al mar, se presenten problemas de contaminación que causen daños severos a la flora y fauna marina.

Para llevar a cabo el proceso anterior se describen los puntos siguientes:

- a).- Variables de operación y control del proceso.
- b).- Requerimientos de control analítico.
- c).- Operaciones anormales.
- d).- Procedimientos de operación especial.

a).- VARIABLES DE OPERACION Y CONTROL DEL PROCESO.

PRESION

Una necesidad básica del proceso es controlar la presión de operación de los deshidratadores de crudo, con objeto de evitar vaporización del crudo que pueda interferir en el asentamiento del agua y originar mal funcionamiento del sistema eléctrico; lo cual se puede lograr mediante las válvulas de control de presión localizadas en la línea de alimentación de cada una de las unidades.

La presión de operación de los separadores aceite-agua, del tanque recuperador de crudo, y de las torres agotadoras, podrá ser regulada por medio de sus respectivos controles de presión localizados en la línea de salida de gases ácidos al sistema de desfogue.

El control de la operación por flujo mínimo en las bombas de crudo a tierra, localizadas en la plataforma de producción permanente, se llevará a cabo por medio de un control de presión para cada unidad, recirculando el fluido a la alimentación del reparador de primera etapa.

TEMPERATURA

No habrá control de temperatura para el proceso de deshidratación y por lo tanto se operará a las condiciones de temperatura obtenida de las plataformas de producción (Temporal y Permanente), ya que ésta es la adecuada para llevar a cabo el

proceso. Razón por la cual, los deshidratadores de crudo y las líneas de alimentación de la emulsión agua-aceite se deberán mantener aisladas para conservación de calor; el resto del equipo y tuberías sólo se aislarán para protección del personal. Tampoco se utilizará control de temperatura para el agua de desecho que se arrojará al mar, pero no se permitirá la contaminación térmica que pueda producir ésta.

NIVEL

El nivel de la interfase agua-aceite de los deshidratadores de crudo es mantenido por medio de sus respectivos controles de nivel localizados en la tubería de salida de las aguas amargas aceitosas. También se cuenta con flotadores internos en estos equipos, tal que cuando se presentan problemas por alto nivel de la interfase agua-aceite, se interrumpe el suministro de energía eléctrica y conecta los electrodos energizados a tierra, retornando a sus condiciones normales de operación cuando se alcanza el nivel apropiado de interfase.

El aceite obtenido en el tanque recuperador de crudo, será desalojado periódicamente (operación intermitente) por medio de la bomba de recuperación de crudo. El control de nivel de este tanque será tal que cuando se tenga alto nivel de líquido en éste, entre en operación la bomba recuperadora de crudo; y por otro lado, cuando el nivel de líquido se encuentre al nivel mínimo, se suspenda la operación de bombeo. El nivel de líquido de los agotadores de agua amarga, será regulada por medio de sus respectivos controles de nivel localizados en las líneas de salida del agua tratada.

Adicionalmente, se contará con el mecanismo necesario para controlar el nivel de líquido de los separadores de segunda etapa (Plataformas de producción Temporal y Permanente) de producción. Para ello se generará la señal de nivel en la segunda etapa en las plataformas de producción, la cual será recibida por el control de nivel localizado en la línea de descarga de las bombas de crudo a tierra, efectuando la regulación requerida y permitiendo la recirculación de aceite a la primera etapa de producción (estas bombas y sus controles se encuentran localizados en su respectiva plataforma).

b).- REQUERIMIENTOS DE CONTROL ANALITICO

Será necesario efectuar determinaciones analíticas del contenido de agua, tanto de la emulsión de aceite crudo alimentada al deshidratador electrostático como del aceite deshidratado, para de este modo estar en condiciones de hacer los ajustes necesarios en la dosificación del desemulsificante químico, voltaje o flujo de alimentación, para lograr una eficaz operación de deshidratación de crudo.

c).- OPERACIONES ANORMALES.

Inicialmente la planta de deshidratación de crudo operará con emulsiones agua-aceite con bajo contenido de agua, ya que el contenido de agua aparecerá gradualmente durante la evolución en la explotación de los pozos petroleros, razón por la cual se implementarán en un principio en la plataforma dos módulos de deshidratación de crudo, posteriormente se instalarán los módulos restantes. Lo anterior implica que en sus inicios, la operación de los primeros dos módulos de tratamiento de aguas amargas aceitosas, sea a baja capacidad en la emulsión acuosa, alcanzándose la capacidad de diseño a futuro.

Difícilmente se presentará un descontrol operativo en los deshidratadores electrostáticos de crudo, en caso de que así suceda, será solucionado con el arranque de las unidades disponibles, ya que los módulos de procesamiento (deshidratación y tratamiento de agua), entrarán en operación de acuerdo a la presencia de agua del yacimiento que evolucionará con el tiempo.

d).- PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ESPECIAL

Debido al bajo contenido de agua que se tendrá en el aceite húmedo, durante el periodo inicial de operación de la deshidratación de crudo, será necesario inyectar agua de mar a la succión de las bombas reforzadoras de crudo con la finalidad de preparar la emulsión agua-aceite artificial que servirá para la fase de prueba y arranque de la planta de deshidratación de crudo. La emulsión agua-aceite será creada casi en su totalidad al mezclarse ambas sustancias por la acción de bombeo de las bombas reforzadoras de crudo, terminando por formarse ésta al estrangular la mezcla por medio de la válvula de control de presión localizada en la línea de alimentación a los deshidratadores. La inyección de desemulsificante químico para esta fase del proceso, estará localizada a la descarga de las bombas reforzadoras de crudo, efectuándose el mezclado completo de este químico con la emulsión agua-aceite por medio de la válvula de control de presión ya indicada, que estrangula al fluido. Para la fase de prueba se cuenta con las instalaciones necesarias para efectuar dicha prueba al equipo.

A continuación se describen los procedimientos que es necesario efectuar durante las operaciones de arranque de la plataforma.

VI.1.2. LAVADO.

El lavado se efectuará dividiendo las instalaciones de la plataforma en circuitos. Se introducirá agua de mar con presión suficiente por los puntos altos y se drenará por los puntos bajos con las válvulas totalmente abiertas, esto para eliminar toda la suciedad, residuos metálicos de la construcción, restos de soldadura y otros materiales extraños.

Antes del lavado, es necesario abrir los venteos del domo de todos los recipientes y torres y al mismo tiempo desconectar las líneas de succión de bombas, cubriendo sus

boquillas de entrada y salida con piezas de lámina o juntas ciegas para evitar que entren a ellas materiales extraños. Para llevar a cabo el lavado, también deberán llenarse las columnas y recipientes con agua y lavar con ella las tuberías conectadas a tales equipos.

Antes de efectuar el drenado, verificar que se encuentren abiertos los venteos de los equipos, para evitar su colapso. Después de haber efectuado el lavado de las diferentes instalaciones de la deshidratación, debe drenarse perfectamente el equipo, para que enseguida se proceda al enjuague con agua dulce para eliminar los residuos de sal y entonces retirar las coladeras de malla fina, reinstalar las placas de orificio, válvulas de orificio, válvulas de control y demás aditamentos de tubería.

VI.1.3. PRUEBA HIDROSTATICA DE EQUIPOS Y SISTEMAS.

Las pruebas hidrostáticas tienen por objeto comprobar la resistencia de materiales y soldaduras así como descubrir fugas entre bridas y conexiones. La presión de prueba de un sistema, deberá basarse en las presiones de prueba máximas y mínimas que marque el fabricante.

Las pruebas de presión se llevarán a cabo, dividiendo las instalaciones de la plataforma en circuitos con condiciones de operación. Se aislará con válvulas o bridas ciegas, los sistemas y equipos que tengan presiones de prueba diferentes. Se pueden llenar con agua ó usar la de lavado, manteniendo niveles después de terminar dicho lavado. Para tal efecto, es necesario tener en cuenta lo siguiente: Deben bloquearse los manómetros donde la presión de prueba sea superior a su rango, y colocar juntas ciegas en donde existan válvulas de seguridad, las que deberán revisarse y calibrarse antes de reinstalarlas.

Los equipos bajo prueba, deberán tener abiertos los venteos durante la etapa de llenado, para desalojar el aire o gases que puedan tener. La tubería en general que no esté diseñada para manejar líquidos, deberá estar adecuadamente soportada, usando apoyos adicionales en forma temporal, en donde sea necesario y quitarlos al terminar la prueba.

Es de suma importancia llevar un registro de las juntas ciegas que se coloquen, para poder controlar la remoción de todas ellas al finalizar las pruebas. Esto con el fin de evitar presionamientos en la eventualidad de que se olvide retirar alguna. La presión de prueba debe mantenerse 10 minutos como mínimo y si el sistema va a permanecer presionado por varias horas, deben tomarse precauciones respecto a las expansiones que pueda sufrir el líquido de prueba, con los cambios de temperatura.

VI.1.4 PRUEBA NEUMÁTICA DE EQUIPOS Y SISTEMAS.

Cuando la prueba hidrostática no pueda llevarse a cabo, por impráctica o porque los recipientes no pueden ser llenados en forma segura, puede realizarse una prueba neumática. La prueba neumática representa un peligro debido, al posible relevo de energía almacenada en el gas comprimido, por lo tanto, debe tenerse un cuidado especial para minimizar la posibilidad de una falla de fragilidad de los metales.

Cualquier prueba neumática debe incluir primero, una prueba preliminar a no más de 25 psig, para localizar fugas. Luego la presión se incrementará gradualmente a fin de que se igualen las deformaciones y se mantendrá un tiempo suficiente para permitir la inspección. La presión de prueba neumática deberá ser de 1.25 veces la presión máxima de trabajo indicada en el recipiente.

VI.1.5 INERTIZADO.

Este procedimiento tiene el propósito de eliminar el aire presente en tuberías y equipos y deberá aplicarse a los siguientes sistemas y secciones; sistema de gas combustible, sistema de desfogue, y sistema de distribución de gas inerte. Para tal efecto, se debe realizar el inertizado utilizando el paquete de generación de gas inerte. Es conveniente separar la plataforma en secciones para realizar esta actividad.

El aire desplazado por el gas inerte se debe ventear a la atmósfera por los puntos altos y finales de un circuito y drenar el agua acumulada por los puntos bajos de los equipos. Es necesario hacer pruebas repetidamente en los puntos de venteo para vigilar la eliminación gradual de oxígeno, hasta asegurar una contracción de este gas no mayor de 0.2 % Mol.

Se recomienda no elevar la presión del sistema a inertizarse por encima de 1.0 Kg/cm². Cuando a una de las secciones ya se le haya eliminado el aire y se haya cerrado su venteo, se le podrá elevar la presión hasta 3.0 Kg/cm². con el fin de contar con presión suficiente para continuar el barrido de la sección subsecuente. Una vez realizado el inertizado de todas las secciones y sistemas, se debe dejar solo una pequeña presión positiva de gas en ellas, venteando el sistema.

VI.1.6 PRUEBA DE HERMETICIDAD.

La finalidad de esta prueba es la de verificar el apriete adecuado de todas las bridas que no estuvieron sujetas a la prueba hidrostática, en virtud de haber servido como elementos iniciales o finales en un circuito de prueba determinado. Deberán comprobarse también los estoperos de las válvulas automáticas y manuales, las conexiones de manómetros que fueron bloqueados durante las pruebas y las bridas de asiento de las válvulas de seguridad.

Es conveniente realizar estas pruebas durante el inertizado y continuarlas repetidamente durante el presionamiento de los diferentes sistemas hasta que se alcancen las condiciones de diseño. Se recomienda verificar que las pérdidas de presión en las secciones en que se maneja gas, no excedan de 0.2 Kg/Cm2 durante un periodo de 6 horas.

El procedimiento que generalmente se utiliza para detectar, es el de emplear cinta adhesiva que se coloca alrededor de las bridas, practicando a continuación un pequeño orificio en la parte superior de la cinta. La aplicación de jabonadura en la perforación, permitirá observar la existencia de fugas a través del empaque de las bridas. Un procedimiento alternativo consiste en emplear un equipo de aspersión portátil del tipo que se utiliza para la aplicación de insecticidas. El tanque del mismo se llena con solución jabonosa y mediante la boquilla se aplica dicha solución, vigilándose la aparición de burbujas alrededor de las bridas.

VI.1.7 COMPROBACION DE CIRCUITOS DE CONTROL E INSTRUMENTOS.

Dado que esta actividad es una de las que consume más tiempo durante la puesta en operación de cualquier instalación, se recomienda que se realice, en la mayor parte posible, antes de iniciar las actividades propias del arranque. Con este fin, y dado que la mayor parte de la instrumentación es de tipo electrónico, es conveniente iniciar la calibración de ella, emplando el respaldo de baterías y un generador portátil pequeño.

Las pruebas finales de los circuitos de control en donde se incluyen las válvulas, solo podrán realizarse hasta que se disponga de aire de instrumentos. La comprobación de circuitos de control implica:

- a.- Que todos los instrumentos estén calibrados y probados para funcionar adecuadamente.
- b.- Que todas las escalas y cartas estén instaladas y con los rangos apropiados.
- c.- Que todos los dispositivos de alarmas y disparos estén ajustados a los valores requeridos para lograr una adecuada protección de equipos y sistemas.
- d.- Que los registradores, indicadores, controladores, alarmas y disparos estén adecuadamente identificados por su número de instrumento, localización y servicio.
- e.- Que la acción de la válvula de control a falla de aire sea la especificada.
- f.- Que las conexiones al proceso estén completas. Esto incluye bulbos de temperatura, termopares, placas de orificio, líneas de instrumentos de presión etc.
- g.- Que se verifiquen los movimientos de las válvulas por sus controladores y de éstos por sus elementos sensores.

VI.1.8. CORRIDA INICIAL DE BOMBAS.

Las bombas y sus accionadores deben correrse inicialmente con el máximo de cuidados. Generalmente la primera corrida se hace manejando agua con ellas, tal como ocurre al efectuar el lavado de equipos y tuberías. Durante esta etapa las coladeras de la succión pueden causar restricción al flujo debido a los materiales extraños que se retienen en ellas.

En este caso se debe limitar el flujo de las bombas centrífugas estrangulando la descarga de las mismas, pero no en forma exagerada, para evitar que una recirculación interna excesiva genere demasiado calor que pueda dañar las bombas. De cualquier manera es necesario limpiar las coladeras cuando así se requiera, no permitiendo que las bombas pierdan succión.

Los accionadores de bombas centrífugas que manejan fluidos más ligeros que el agua, pueden sobrecargarse durante las operaciones de lavado de líneas y equipos. Para evitar esta situación, es necesario restringir el flujo de agua a través de la bomba, estrangulando la válvula de descarga. Esta práctica no debe aplicarse a bombas de desplazamiento positivo, en general deben seguirse las instrucciones del fabricante.

VI.1.9. INSPECCION Y COMPROBACION DEL EQUIPO ELECTRICO.

Para este caso se debe comprobar que los interruptores estén abiertos. Proceder a una inspección final de los transformadores, interruptores, motores y arrancadores de la plataforma.

Para los transformadores se le debe de revisar y hacer prueba de tensión, pruebas de aislamiento en los devanados de alta tensión, etc. Para los motores se les debe hacer las pruebas de aislamiento en el devanado, revisión de la conexión del motor de acuerdo con la tensión de trabajo, prueba de vacío del motor para checar calentamiento, vibración, etc.

VI.2. SECUENCIA DEL ARRANQUE.

Este procedimiento se aplica al arranque inicial de la planta. Para otros casos se podrá omitir o alterar la secuencia de algunas etapas, lo cual quedará a juicio del ingeniero de operación.

Se considera que todos los sistemas que comprende la planta están completos y en condiciones para iniciar el arranque; que el equipo y líneas estén vacíos y a presión atmosférica; que la instrumentación y sistemas de seguridad se encuentren debidamente instalados, y que todo el equipo mecánico se encuentre en perfectas condiciones de operar y que existe disponibilidad de aprovisionamiento de aceites lubricantes, agentes químicos, combustibles, aditivos etc.

Cabe hacer notar que la siguiente secuencia de arranque corresponde a un módulo de deshidratación y dado que las otras son iguales, los otros se arrancarán en forma similar según las necesidades de procesamiento; sin embargo, se deberá tener comunicación entre las dos plataformas (temporal y permanente) a fin de coordinar los movimientos necesarios para el envío y recepción del aceite crudo.

VI.2.1 REVISION GENERAL.

Esta actividad tiene como objetivo comprobar que las instalaciones estén completamente terminadas y que en su construcción se hayan cumplido todas las especificaciones del proyecto. También se deberá verificar la aplicación de los cambios y modificaciones acordados y que no existan faltantes en sistemas, equipos, líneas, etc. A continuación se explicarán los aspectos más relevantes del arranque.

VI.2.1.1 CARGADO DE AGUA POTABLE.

Después de que se ha realizado la revisión final, cargar agua potable hasta el nivel máximo el tanque de almacenamiento utilizando manguera flexible a alguna toma de la red de suministro de agua potable del complejo; lo anterior es para efectuar el lavado de líneas y equipos, esto explicado anteriormente.

VI.2.1.2 CALIBRACION PREVIA DE INSTRUMENTOS Y REVISION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO.

En esta actividad se debe poner en servicio la red de distribución de aire de plantas, abriendo secuencialmente por niveles todas las válvulas, y circular hasta asegurar la limpieza de las líneas. Se debe tener mucho cuidado con las líneas de distribución a instrumentos, por lo que se deben desconectar estas antes de los filtros reguladores, con el fin de eliminar todos los residuos e impurezas contenidas, conectando nuevamente al terminar la limpieza.

La calibración de instrumentos debe iniciarse lo más anticipadamente posible al arranque propiamente dicho, con el fin de no retrasar la puesta en marcha de la planta. También se debe proceder a la inspección general del sistema eléctrico, verificando que se cumplan las normas previamente establecidas, y que no exista faltante de equipo e instalaciones eléctricas.

Dado que el deshidratador de crudo opera con energía eléctrica de alto voltaje, se deberán revisar los bujes de alimentación de corriente, conexiones a tierra, soportes de aislamiento de electrodos, controladores de corriente y en general el sistema eléctrico del deshidratador de acuerdo al manual y ensamblado del fabricante.

Así mismo, se deberá prestar atención especial al deshidratador efectuando la prueba de fase de los transformadores y continuidad en los sistemas eléctricos.

mediante los puntos indicados en el manual de operación del fabricante; y para cualquier falla de estos, verificar los procedimientos de puesta en servicio indicados en el mismo manual.

VI.2.1.3 PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Una vez revisado el sistema de distribución de energía eléctrica poner en servicio dichos sistemas de la planta, así como el alumbrado faltante y arranque de bombas contra incendio a fin de verificar su funcionamiento antes de proseguir con el arranque.

VI.2.1.4 LAVADO Y SOPLADO.

Para el lavado y soplado arrancar bomba de agua de mar, llenar y circular el agua de mar por líneas y equipos para su lavado conforme al procedimiento descrito en los incisos anteriores. Cabe aclarar que todos los equipos y líneas serán lavados únicamente circulando agua de mar debido a lo impráctico que resultaría el efectuar un lavado químico.

Posterior al lavado con agua de mar, se deberá hacer un enjuague con agua limpia para eliminar los residuos de sales en tuberías y equipos. Sin embargo, dadas las circunstancias de exposición de los deshidratadores al intemperismo, durante mucho tiempo, incluyendo los internos de acero al carbón (parrillas de electrodos, colector de crudo, desplazador para nivel, etc.), y sus paredes se efectuará limpieza del tipo mecánico y soplado con aire.

VI.2.1.5 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS.

Una vez que se hayan lavado líneas y equipos, deberán dejarse cargados con el fin de aprovechar el agua de enjuague para efectuar las pruebas hidrostáticas. Con este fin, es necesario disponer de una bomba portátil tipo reciprocante, con presión de descarga suficientemente alta para poder cubrir el rango de presiones que se manejan en la planta. Cabe hacer notar que se deben seguir los pasos mencionados anteriormente en el inciso correspondiente.

VI.2.1.6 CARGADO DE REACTIVOS QUÍMICOS.

Cargar los tanques de almacenamiento de ácido sulfúrico al 98% en peso, utilizando el equipo de protección adecuado (guantes de latex, lentes, mascarilla, etc). verificar que en el venteo se tenga la trampa de humedad y que los tornillos de fijación de la tapa del tanque se encuentren apretados con el fin de evitar la dilución del H₂SO₄. Llenar los tanques con el desulfurante, debiendo tener las precauciones de seguridad necesarias para su manejo, ya que este es inflamable tóxico e irritante de la piel.

Asimismo cargar los tanques de solución de sosa de los paquetes de generación de gas inerte con NaOH al 50% en peso, considerando la protección de seguridad adecuada.

VI.2.1.7. INERTIZADO Y PRUEBAS DE HERMETICIDAD.

De acuerdo al orden indicado, arrancar el paquete generador de gas inerte alimentándolo con gas combustible de la red de suministro del complejo, y alineando el agua de enfriamiento de la bomba para los requerimientos del paquete, siguiendo las instrucciones del manual del fabricante. Una vez arrancado el paquete, soplar la red de distribución para posteriormente mediante mangueras inyectar el gas a los sistemas a inertizar y a elaborar las pruebas de hermeticidad abriendo los venteos de los recipientes.

Las secciones de la instalación que deberán inertizarse son:

- a.- Sistema de deshidratación.
- b.- Sistema de tratamiento de aguas.
- c.- Sistema de desfogue.
- d.- Sistema de gas combustible.

En el caso del deshidratador la presión suministrada del gas inerte para la eliminación de aire no debe exceder 5 psig de presión y 230°F de temperatura con la válvula de venteo abierta.

VI.2.1.8. ARRANQUE DE LA PLANTA DESHIDRATADORA DE ACEITE CRUDO.

Cuando se haya concluido el inertizado, proceder a la admisión de crudo húmedo proveniente del separador de la 2a etapa de la sección de separación, cerrando la válvula de bloqueo entre éste y las bombas de crudo a tierra, y a la vez abriendo la otra válvula a la succión de las bombas que alimentan al deshidratador de crudo.

Una vez realizadas en el deshidratador las pruebas de fase en los transformadores, continuidad en sistemas eléctricos, hidrostáticas, inertizado y hermeticidad, efectuar la siguiente secuencia para el arranque del deshidratador, aunque esto podría variar a juicio del ingeniero de operación.

- a.- Abrir válvulas de línea de venteo.
- b.- Abrir las válvulas a la salida del crudo deshidratado, a las bombas de transferencia.
- c.- Abrir la derivación (by-pass) de la válvula controladora de presión (alimentación de crudo húmedo).
- d.- Cerrar válvula controladora de nivel de salida de agua amarga aceitosa.
- e.- Abrir válvula de bloqueo de la alimentación de crudo.
- f.- Arrancar las bombas reforzadoras de crudo hasta llenar totalmente el recipiente.
- g.- Cuando el recipiente se encuentre lleno por el venteo sale el crudo, entonces cerrar la válvula de esta línea así como la derivación (by-pass) de la válvula.

- h.- Arrancar las bombas de desemulzificante ajustándose a la dosificación requerida.
- i.- Dejar en automático la válvula controladora de presión hasta que se estabilice la presión de operación.
- j.- Quitar el seguro del interruptor principal, aplicar la potencia eléctrica a los transformadores. En todos los medidores deberá leerse el mismo valor, si se observa cualquier arco eléctrico, éste deberá bajarse inmediatamente.
- k.- Llevar lentamente arriba del flujo normal el crudo de carga, verificar el nivel de agua en el recipiente con el muestreador ajustable. El nivel normal de operación se encuentra entre 12 y 14 pulgadas abajo del electrodo inferior.
Para obtener una respuesta más sensible del sensor y controlador de nivel, se ajustará el nivel al centro de dicho sensor.
- l.- Abrir la válvula de bloqueo de la válvula controladora de nivel lentamente, de lo contrario esta válvula puede descargar muy rápido si el nivel de agua se encuentra un poco alto.
- m.- Ajustar la banda proporcional en el controlador de agua hasta mantener el nivel de agua deseado.
- n.- Arrancar las bombas de aceite a tierra.
- o.- Operar el deshidratador para 4 desplazamientos del crudo de carga; obtener muestras de crudo deshidratado y crudo húmedo para pruebas de sedimentos básicos y agua (BS&W).
- p.- Determinar el programa de operación del sistema de lavado de sedimentos con el fin de prevenir la acumulación de sedimentos en el fondo del recipiente.

Finalmente para resolver algunos problemas que se presenten, consultar el inciso correspondiente (V.I), donde se describen las fallas más comunes de operación y sus soluciones así como el manual de operación del fabricante.

VI.3 TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS ACEITOSAS

El agua amarga aceitosa proveniente de los deshidratadores de aceite crudo, es alimentada a los separadores de agua aceite, los cuales cuentan con los internos necesarios para lograr una eficaz separación del aceite remanente en el agua amarga.

El aceite separado es enviado al tanque recuperador de crudo y posteriormente recirculado al separador de segunda etapa de la batería de separación. El agua amarga, antes de ser recirculada a las torres agotadoras se le inyecta ácido sulfúrico con el objeto de permitir que las sales incrustantes presentes pasen a su forma soluble; ya en la torre agotadora el agotamiento

de los gases ácidos presentes en el agua amarga se lleva a cabo por medio de gas inerte y éste conjuntamente con el gas de los separadores, es enviado al sistema de desfogues.

El agua agotada, proveniente del fondo de las torres agotadoras es enviado al sistema de enfriamiento por contacto directo con agua de mar. Para llevar a cabo lo anterior se inyecta agua de mar a la corriente de salida de agua de las torres agotadoras (mezclado en línea), por medio de las bombas de agua de mar de enfriamiento, lográndose un enfriamiento del agua tratada, para así ser arrojada al mar, cumpliendo con las normas establecidas por la EPA (Environmental Protection Agency), SARH (Legislación Relativa al agua y su Contaminación) y por la SEDUE, de tener 30 PPM de aceite y 1 PPM de H₂S, como máximo para su desecho al mar.

VI.4 PROCEDIMIENTOS DE PARO POR PROCESO.

Este procedimiento contempla las actividades que deben realizarse en el caso de un paro total y programado del sistema de deshidratación de crudo. En otros casos se pueden omitir algunos pasos o modificar su secuencia, lo cual quedará a juicio del ingeniero de operación.

Antes de proceder a parar el sistema de deshidratación, es importante notificar que se realizará este movimiento a todo el personal del complejo involucrado en el mismo a fin de que se tomen las medidas propias del caso.

VI.4.1 PARO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION.

Para proceder al paro de la sección de deshidratación se debe primero alinear la alimentación directa de los separadores de la 2a etapa hacia las bombas de transferencia de crudo a tierra.

Posteriormente, desenergizar los transformadores del deshidratador, bloqueando la válvula de alimentación hacia el sistema de deshidratación, parar las bombas y alinear todo el flujo del deshidratador hacia el separador agua-aceite, cuidando el nivel de interfase de éste. Cuando se note que se ha pasado el agua contenida en este tanque hacia la torre agotadora de agua amarga, bloquear la válvula de nivel y continuar manejando el crudo del deshidratador hacia el tanque recuperador de crudo, bombeando éste de retorno hacia el separador de 2a etapa por medio de una bomba. El crudo remanente en el deshidratador y el del tanque recuperador deberá enviarse al sistema de drenajes cerrados.

VI.4.2 PARO DE LA SECCION DE TRATAMIENTO DE AGUA AMARGA ACEITOSA.

Para el paro de esta sección es necesario que se continúe la operación del paquete de gas inerte siguiendo siempre las indicaciones del fabricante. Se deberá continuar la

operación del tanque separador agua-aceite, hasta que se deje de recibir la corriente procedente del deshidratador y se cierre la válvula de nivel.

Cuando esto ocurra, vaciar hacia la torre agotadora el agua acumulada en el tanque, teniendo bajo vigilancia el nivel de interfase. Continuar inyectando gas inerte a la torre, cuando se observe que se ha transferido totalmente el agua. quedará solo aceite, cerrar la válvula de control y vaciar la torre agotadora. Suspender la inyección de gas hasta que la torre se haya vaciado.

El aceite remanente en el tanque separador agua-aceite deberá enviarse al tanque recuperador de crudo y de ahí por medio de una bomba retornarlo hacia el separador de la segunda etapa. Por último enviar los residuos de aceite al drenaje aceitoso, suspender el suministro de gas combustible al tanque separador y depresionar el mismo si las características del paro así lo requieren. Antes de parar el paquete de gas inerte, asegurarse que los equipos que utilizan dicho gas como atmósfera inerte queden presionados con el mismo, con sus válvulas de admisión.

Se recomienda dependiendo de las condiciones actuales, seguir las indicaciones del fabricante a fin de sacar de operación el paquete de gas inerte.

VI.5 PAROS POR FALLA DE SERVICIOS.

Una emergencia casi siempre va precedida tales como vibraciones, fugas, cambios anormales de flujos, temperaturas, presiones etc. Las emergencias deben detectarse e identificarse para actuar de inmediato en forma apropiada. Un reconocimiento inmediato de ellas y una acción correctiva adecuada, puede evitar el paro o hacerlo mas ordenado.

Sería imposible enumerar todos los tipos de emergencia que puedan ocurrir en el sistema de deshidratación, ya que pueden ser motivados por muchos factores, entre los que se pueden enumerar fallas mecánicas, fallas en la construcción, fallas de instrumentos, y aún errores operacionales; por lo tanto, esta sección tratará únicamente sobre aquellas emergencias que sean resultado de la falla de servicios.

Todo el personal de operación deberá estudiar anticipadamente los pasos a seguir en cualquier situación de emergencia a fin de actuar correctamente cuando ello sea necesario. Desde luego estos procedimientos deben reforzarse con un conocimiento detallado del equipo de la plataforma, de la instrumentación del proceso y de las interrelaciones de las secciones de la unidad. En cualquier emergencia, el operador de la plataforma deberá hacer un examen rápido de la situación, evitando un paro total hasta donde sea posible, siempre que no esten en juego la seguridad del personal y del equipo. Cuando la

magnitud de la emergencia es tal, que se hace necesario un paro completo, deben seguirse los procedimientos normales de paro, dados anteriormente.

VI.5.1 FALLA DE AIRE DE INSTRUMENTOS.

En el caso de falla de aire de instrumentos de toda la plataforma, las válvulas de control se abrirán o cerrarán completamente, según la posición que se haya considerado que otorgue la mayor protección a ésta, sin embargo, deberán tomarse medidas de inmediato, para controlar manualmente algunos flujos, en tanto se desarrolla el paro.

Todo el personal de operación de la plataforma, deberá familiarizarse con la acción de las válvulas de control a falla de aire. Por ello se dan aquí algunos de los pasos más importantes a realizar por secciones, sin que esto implique que deberá seguirse este orden.

VI.5.2 SISTEMA DE DESHIDRATACION.

Dado a que una falla de aire, se cierra automáticamente la válvula de descarga de crudo hacia tierra (Dos Bocas), se deben parar las bombas de transferencia de crudo a tierra según sea la plataforma de producción donde haya ocurrido la falla (temporal o permanente) y avisar de inmediato a Dos Bocas para desviar el flujo de la mezcla crudo-gas hacia allá. Se debe bloquear la alimentación de mezcla a la plataforma de producción y parar las bombas reforzadoras de crudo para evitar presionamientos, dado que también cerrarán las válvulas controladoras de presión hacia el dehidratador.

Por otro lado se deberá avisar a la plataforma de compresión con el fin de que tomen las provisiones necesarias para manejar solo el gas que produzca la plataforma que quedo operando. En las Figs VI.2 y VI.3 se muestran los diagramas de las líneas existentes actualmente y que podrian usarse en un momento dado que la planta deje de operar.

VI.5.3 TRATAMIENTO DE AGUA ACEITOSA.

Aquí se debe asegurar de que se cerraron las válvulas de entrada y salida de agua al tanque separador, y bloquear la válvula de control para mantener presión positiva en el tanque, y bloquear la entrada de gas inerte a la torre agotadora de aguas amargas aceitosas.

VI.5.4 GAS INERTE.

Aquí se debe de bloquear manualmente las alimentaciones de combustible al paquete de gas inerte, se debe parar el paquete de gas inerte, oprimiendo el boton de paro y ver que este se desarrolle adecuadamente, y bypasear el enfriador de agua de apagado. A falla del generador de gas inerte, se utilizará como gas de absorción el gas combustible.

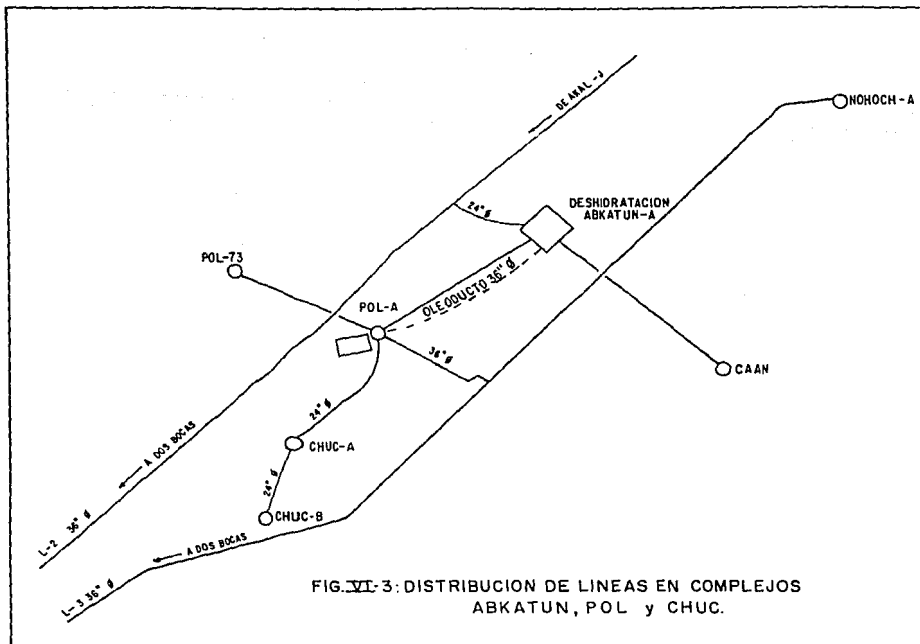


FIG. VI-3: DISTRIBUCION DE LINEAS EN COMPLEJOS ABKATUN, POL y CHUC.

VI.5.5 FALLA DE ENERGIA ELECTRICA.

Las plataformas de producción permanente y temporal cuentan con las provisiones necesarias para que no se presente falla de energía eléctrica, ya que la permanente cuenta con tres turbogeneradores que trabajan con gas combustible. Sin embargo, pudieran presentarse fallas mecánicas, o de otro tipo, esto provocaría un paro total de la plataforma, puesto que las endulzadoras no pueden operar para suministrar el gas combustible.

La falla de corriente procedente de los turbogeneradores, conduce al paro de todas las bombas, compresores, ventiladores transformadores del deshidratador de crudo, etc, pero el sistema de fuerza ininterrumpible aporta corriente de emergencia para alimentar el tablero principal de instrumentos, a los circuitos de control que lo requieran, al sistema de intercomunicación, al alumbrado de emergencia y al tablero de seguridad. La falla de los turbogeneradores trae consigo la falla de aire de instrumentos, por lo que debe alinearse inmediatamente a este sistema el compresor de aire de arranque, el cual junto con otras unidades permitirá efectuar un paro de emergencia llevando a cabo los movimientos necesarios en el sistema de deshidratación.

En el sistema de tratamiento de agua aceitosa, se deberán sólo vigilar los niveles en el tanque separador agua-aceite, y si es necesario abrir los drenajes. El paquete de gas inerte, queda de inmediato fuera de operación y solo por seguridad conviene cerrar las alimentaciones de combustible. Es importante tratar de mantener operando los compresores de aire de arranque de turbogeneradores, con el propósito de alimentar al sistema de aire de instrumentos, en tanto se restablece la corriente eléctrica.

VI.5.5 FALLA DE ENERGIA ELECTRICA.

Las plataformas de producción permanente y temporal cuentan con las provisiones necesarias para que no se presente falla de energía eléctrica, ya que la permanente cuenta con tres turbogeneradores que trabajan con gas combustible. Sin embargo, pudieran presentarse fallas mecánicas, o de otro tipo, esto provocaría un paro total de la plataforma, puesto que las endulzadoras no pueden operar para suministrar el gas combustible.

La falla de corriente procedente de los turbogeneradores, conduce al paro de todas las bombas, compresores, ventiladores transformadores del deshidratador de crudo, etc, pero el sistema de fuerza ininterrumpible aporta corriente de emergencia para alimentar el tablero principal de instrumentos, a los circuitos de control que lo requieran, al sistema de intercomunicación, al alumbrado de emergencia y al tablero de seguridad. La falla de los turbogeneradores trae consigo la falla de aire de instrumentos, por lo que debe alinearse inmediatamente a este sistema el compresor de aire de arranque, el cual junto con otras unidades permitirá efectuar un paro de emergencia llevando a cabo los movimientos necesarios en el sistema de deshidratación.

En el sistema de tratamiento de agua aceitosa, se deberán sólo vigilar los niveles en el tanque separador agua-aceite, y si es necesario abrir los drenajes. El paquete de gas inerte, queda de inmediato fuera de operación y solo por seguridad conviene cerrar las alimentaciones de combustible. Es importante tratar de mantener operando los compresores de aire de arranque de turbogeneradores, con el propósito de alimentar al sistema de aire de instrumentos, en tanto se restablece la corriente eléctrica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- El proceso de deshidratación del aceite crudo y el tratamiento de sus efluentes, como parte de los sistemas de tratamiento primario no puede evitarse por los efectos indeseables y la problemática que ocasiona de no hacerlo en instalaciones de procesamiento, transporte, almacenamiento y su venta al exterior del país, ya que por ejemplo, si el aceite crudo contiene materiales contaminantes que excedan las especificaciones para su refinación y/o venta, se tendría una penalización en el precio de venta del crudo a exportación (0.1% de agua y 10 LMB para exportación y 0.2% de agua y 10 LMB para refinación).

2.- La deshidratación de aceite crudo consiste básicamente en la eliminación del agua libre, la emulsionada con el crudo y los sedimentos que lo acompañan, ya que el agua ocasiona sobrecargas para los equipos y oleoductos, requiriendo mayor potencia para su bombeo, además de la corrosión de los diferentes equipos usados y un exceso de absorción de calor en los equipos de calentamiento, trayendo como consecuencia que aumenten los costos y mantenimiento de dichos equipos.

3.- Es de suma importancia que se tenga conocimiento sobre como se forma una emulsión, y del grado de estabilidad de dicha emulsión, ya que esto permitirá definir el tipo de proceso, equipo, tipo de reactivo, dosificación, calor requerido y tiempo de asentamiento necesarios para que el agua se separe de la emulsión y se ariente en el fondo. El punto en el cual el agente químico ruptor de la emulsión debe de inyectarse, es una consideración importante en el diseño de un proceso de tratamiento, y este puede estar localizado en la batería de separación, cabezales de llegada de los pozos, o a la entrada de las bombas o bien en la misma planta de deshidratación siempre y cuando permita un buen contacto entre el reactivo y la emulsión.

4.- Antes de implantar un sistema de adición de calor para favorecer el rompimiento de la emulsión, se recomienda hacer un análisis económico en el que se evalúe si es conveniente o no calentar al crudo para tenerlo dentro de especificaciones al menor costo posible, ya que la aplicación de calor en forma excesiva, así como largos tiempos de reposo, suelen resultar impracticos operacional y económicamente.

5.- Se recomienda tener un conocimiento amplio sobre los cuales estará regida la selección del equipo a usar en un determinado proceso de tratamiento, ya que se deben de tomar ciertos aspectos tales como la densidad, viscosidad del crudo, contenido de agua y sal, temperatura, volumen a manejar etc, para así hacer una buena selección del equipo.

6.- La instalación de una planta de deshidratación de aceite crudo en las plataformas marinas de producción, es una medida acertada para asegurar una operación eficiente en la refinación del aceite crudo; o proveer un producto bajo especificaciones adecuadas para su exportación.

7.- Las unidades electrostáticas han resultado bastante eficientes en el proceso de deshidratación y desalado de crudos, ya que ofrecen las siguientes ventajas: tiempos de tratamiento mínimo, poco espacio requerido para su instalación, problemas de operación reducidos, alta eficiencia en la deshidratación, elevada capacidad de tratamiento, flexibilidad en su operación, alto valor de rescate, tiempo relativamente corto en su instalación etc; por estas razones se determinó que este tipo de equipos fuera instalado para el proceso de tratamiento en las plataformas marinas. A fin de evitar problemas se recomienda seguir las indicaciones descritas en la presente tesis además del manual del fabricante para su arranque, operación y paro del mismo.

8.- Las instrucciones dadas en esta tesis son lineamientos generales que podrán ser modificados conforme se vaya adquiriendo experiencia en la operación de los sistemas de deshidratación de crudo.

9.- Para comprender los conceptos que se tratan, es necesario que al usar la presente tesis como apoyo, se tenga a la vista los diagramas pertinentes a cada operación. Así mismo se recomienda que se estudien también los instructivos proporcionados por los fabricantes de los distintos equipos, como es el caso de los generadores de gas inerte, separadores electrostáticos, etc.

10.- Por otra parte se recomienda proporcionar una copia del manual a todo el personal asignado al arranque y operación de la planta. Para facilitar los trabajos de arranque así como los de paro de equipo. Es necesario organizar toda la información pertinente respecto a la instalación, con el fin encontrarla disponible en el momento que se requiera consultarla.

11.- Finalmente, es de suma importancia enfatizar la necesidad de que todo el personal se encuentre instruido en los procedimientos que se deben seguir para preservar la seguridad en las instalaciones de la plataforma.

12.- Se recomienda concientizar al personal que operará dicha planta de tratamiento, de la importancia que reviste su actividad, tanto en el aspecto ecológico como en el económico y social, puesto que ya se ha visto que una actividad de imprudencia por parte de los operadores, carencia de conocimientos y/o falta de supervisión por parte de los encargados de esta labor, causa daños por contaminación al ambiente, en pocos casos irreversibles pero siempre costosos para la industria y el país.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- M.CRUZ C., R.ROLDAN P., A.AVILA M.
DESHIDRATACION DEL CRUDO CANTARELL EN MEZCLAS CON EL
CRUDO CRETASICO.
REVISTA DEL I.M.P. OCTUBRE 1979. PAGES 74-78.
- 2.- R.BURRIS.DONALD
DUAL POLARITY OIL DESHYDRATION.
PETROLEUM ENGINEERING. AGOSTO 1977 PAGES 30-41.
- 3.- TELLEZ JOSE I.
APLICACION DE SURFACTANTES EN LA DESHIDRATACION Y
DESALADO DE CRUDOS.
REVISTA DEL I.M.P OCTUBRE 1976. PAGES 43-53.
- 4.- CRUZ VERGARA ISIDRO M.
IMPORTANCIA DEL DESALADO Y DEL ACEITE CRUDO Y DE
LOS METODOS PARA EFECTUARLO.
REVISTA DEL I.M.P ABRIL 1985 PAGES 77-87
- 5.- BARNER J.W.
ASPECTOS ECONOMICOS OCULTOS DE LA EFECTIVA DESALA-
CION DEL ACEITE CRUDO.
REVISTA DE PETROLEO INTERNACIONAL OCTUBRE 1980.
PAGES 34-36.
- 6.- BURRIS DON.
FIELD DESALTING A GROWING PRODUCED PROBLEM
WORLDWIDE.
REVISTA PETROLEUM ENGINEERING. JUNIO 1974 PGS 38-44
- 7.- SUTER RALPH.
CAÑADON SECO. INNOVADORA PLANTA DESHIDRATADORA DE
CRUDO.
REVISTA PETROLEO INTERNACIONAL. OCT.1980 PGS 62-67
- 8.- ARNOLD KEN AND STEWART MAURICE JR.
DESIGNING OIL AND GAS PRODUCTION SYSTEMS.
REVISTA WORLD OIL FEB.MARZO,MAYO. 1985. DIC 1984.
- 9.- ARNOLD KENNETH E.
DESIGN CONCEPTS FOR OFFSHORE PRODUCED WATER TREATING
AND DISPOSAL SYSTEMS.
JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. FEB 1983 PGS 276-283.
- 10.- PROGRAMA OPERATIVO Y FUNCIONAL. GERENCIA ZONA MARINA.
PETROLEOS MEXICANOS.
- 11.- TECNICA DE SEPARACION.MELICION.DESHIDRATACION, Y
BOMBEO DE CRUDOS. ZONA SUR.
MANUAL DEL I.M.P.

- 12.- MANEJO DE FLUIDOS Y SEPARACION DE HIDROCARBUROS.
MANUAL DEL I.M.P.
- 13.- WATERMAN L.C. WINSLOW J.D.
DESEMULSIFICACION ELECTRICA. PROCESO Y EQUIPO.
PETROLITE CORPORATION. PETRECO DIVISION HOUSTON TEX
- 14.- MANUAL DE OPERACION. PLANTA DESHIDRATADORA POZA
RICA VER.
I.M.P
- 15.- MANUAL DE OPERACION Y MANTENIMIENTO PARA EL DESHI-
DRATADOR PETRECO DE BAJA VELOCIDAD.
PETROLITE CORPORATION. PETRECO DIVISION.
- 16.- HERNANDEZ PUENTE MARIO A.
TRATAMIENTO DE ACEITE CRUDO.
TESIS PROFESIONAL FAC.DE ING.
- 17.- MENDIZABAL P.
DESARROLLO Y APLICACION DE AGENTES QUIMICOS
DESEMULSIFICANTES EN LA DESHIDRATACION DE
CRUDO.
- 18.- ELJURE JULIAN ABRAHAM.
OPTIMIZACION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE ACEITE
CRUDO EN LA PLANTA DESHIDRATADORA "LA VENTA TAB"
TESIS PROFESIONAL FAC.DE ING.
- 19.- ESTUDIO SOBRE LA DESHIDRATACION DE ACEITE CRUDO
DEL AREA MARINA DE CAMPECHE.
I.M.P. JUNIO 1985.
- 20.- STEVE WORLEY.
TWENTY YEARS OF PROGRESS WITH TEG DEHYDRATION.
DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE. AMERICAN PETROLEUM
INSTITUTE. 1967 PGS. 252-256
- 21.- BOLING DON R.
THE USE OF ELECTROSTATIC COALESCENCE IN THE
DEHYDRATION OF GULF COAST CRUDES.
DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE. AMERICAN PETROLEUM
INSTITUTE 1966.
- 22.- ELECTRIC DEHYDRATION/DESALTING OF CRUDE OILS IN
OILFIELD PRODUCTION.
PETROLITE CORPORATION. DIVISION PETRECO HOUSTON
TEXAS. AGOSTO 1974.

APENDICE "A"

DEDUCCION DE LA ECUACION DE LA LEY DE STOKES

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

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

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

$$F_t = F_e - F_f - F_r \text{ ----- (1)}$$

si la aceleración de la partícula es:

$$a = dv/dt \text{ ----- (2)}$$

se tendrá:

$$F_t = ma/gc = m/gc(dv/dt) \text{ ----- (3)}$$

igualando las ecuaciones (1) y (3) se tiene:

$$(m/gc)(dv/dt) = F_e - F_f - F_r \text{ ----- (4)}$$

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

$$F_e = m a_p/gc \text{ ----- (5)}$$

donde a_p es la aceleración de la partícula.

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

$$F_f = M_r * a_p/gc \text{ ----- (6)}$$

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

$$V = m/\rho_p \text{ ----- (7)}$$

donde ρ_p = densidad de la partícula.

La masa del fluido es: $m_f = V \rho_f$ -----(8)

sustituyendo la ecuación (7) en la (8)

$$m_f = (m/\rho_f) * \rho_f \text{ -----(9)}$$

donde:

ρ_f es la densidad del fluido (fase continua)

sustituyendo la ecuación (9) en (6)

$$F_f = (m/\rho_f) * \rho_f * a_p/gc \text{ -----(10)}$$

La fuerza de rozamiento o fricción está dada por la siguiente

expresión:
$$F_r = \frac{C_r \sqrt{2} \rho_f A_p}{2 gc} \text{ -----(11)}$$

donde:

C_r =coeficiente adimensional de fricción.

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

sustituyendo las ecuaciones (5), (10), y (11) en la (4) se tiene:

$$(m/gc)(dv/dt) = (m a_p/gc) - (m \rho_f a_p / \rho_f gc) - (C_r * V * \rho_f A_p / 2gc) \text{ --(12)}$$

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

$$a_p = g \text{ -----(13)}$$

sustituyendo la ecuación (13) en la (12), haciendo simplificaciones y despejando dv/dt :

$$(dv/dt) = g - (\rho_g/\rho_f) - (C_r * \sqrt{2} \rho_f A_p / 2m) \text{ -----(14)}$$

$$(dv/dt) = [g(\rho_p - \rho_f)]/\rho_p - (C_r * \sqrt{2} \rho_f A_p / 2m) \text{ -----(15)}$$

si:

$$m = \left(\frac{D_p^3 \pi}{6} \right) \rho_p \text{ -----(16)}$$

$$A_p = \frac{\pi D_p^2}{4} \text{ -----(17)}$$

donde: D_p = diámetro de la partícula de la fase dispersa. Para el caso de una emulsión agua en aceite:

$$\rho_f = \rho_o \quad \text{y} \quad \rho_p = \rho_w \text{ -----(18)}$$

donde ρ_o y ρ_w son las densidades del aceite y del agua respectivamente. Sustituyendo las ecuaciones (16) (17) (15) en la ecuación (15) se tiene:

$$dv/dt = g (\rho_w - \rho_o) / \rho_w - 3/4 C_r * \sqrt{2} \rho_o / D_p \rho_w \text{ -----(19)}$$

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

$$g(\rho_w - \rho_o)(4/3) \pi r^3 - 3Cr V^2 = 0 \text{ ----- (20)}$$

despejando la velocidad de asentamiento de la partícula:

$$V = \left[\frac{4/3 \pi r^3 g (\rho_w - \rho_o)}{3Cr} \right]^{0.5} \text{ ----- (21)}$$

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

$$NRe = \frac{\rho_o v}{\mu_o} \text{ ----- (22)}$$

considerando flujo laminar se tiene:

$$Cr = 24/NRe \text{ ----- (23)}$$

haciendo $Cr = f$ se tiene que:

$$f = 24 / (\rho_o v / \mu_o) = 24 \mu_o / \rho_o v \text{ ----- (24)}$$

donde: μ_o = viscosidad del aceite.

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

$$V = \frac{Dp^2 g (\rho_w - \rho_o)}{18 \mu_o} \text{ ----- (25)}$$

haciendo $Dp = 2r$ y sustituyendo en la ecuación anterior se tiene:

$$V = \frac{4R^2 g (\rho_w - \rho_o)}{18 \mu_o} \text{ ----- (26)}$$

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

APENDICE "B"

PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO PARA EVALUAR AGENTES QUIMICOS DESEMULSIFICANTES.

Las pruebas de botella son procedimientos empiricos de ensaye y error, que permiten seleccionar el proceso de tratamiento de las emulsiones. Estas pruebas permiten evaluar y seleccionar agentes quimicos desemulsificantes, permitiendo definir cualitativamente su eficiencia en lo que respecta a: velocidad de rompimiento de la emulsion, cantidad y grado de limpieza del agua separada, definicion de la interfase agua-aceite y calidad del aceite deshidratado.

En este método se trata de reproducir a escala de laboratorio, las condiciones para el tratamiento de las emulsiones en el campo tales como : temperatura de operación, tiempo de asentamiento, tiempo de contacto y grado de dispersión de la emulsión (estabilidad).

Para realizar las pruebas de botella se deben tomar en cuenta ciertas consideraciones tales como:

- 1.- La muestra debe ser representativa de la emulsión a tratar.
- 2.- La muestra debe ser lo más reciente posible, esto debido a los parámetros susceptibles de cambio.
- 3.- Deberán simularse todas las condiciones físicas químicas que existen en el campo a nivel de laboratorio.

Las muestras se deben tomar en la línea de descarga del pozo, ó en cualquier lugar, siempre y cuando sea corriente arriba del punto de inyección del reactivo. Estas deben recuperarse en un recipiente tratando de mantener las condiciones que prevalecen en la línea de flujo. Es recomendable tomar muestras de varios pozos en explotación, ya que en un mismo yacimiento, las características de la emulsión pueden ser diferentes, lográndose así obtener mejores resultados en las pruebas de botella.

Es importante tomar en cuenta que la mayoría de las emulsiones se vuelven más estables con el tiempo; en consecuencia, la realización de las pruebas analizadas inmediatamente de que se hayan tomado las muestras, proporcionará resultados más confiables.

Las características de la emulsión, así como su grado de estabilidad, son los factores que determinan el tipo de reactivos químicos; y su concentración en la solución a probar. Normalmente la edición de reactivos desemulsificantes se lleva a cabo con soluciones de reactivo al 2% , esto a escala de laboratorio. El porcentaje lo fija la calidad de la emulsión, si

es muy dura el valor aumenta o disminuye si es blanda. Para agregar el reactivo desemulsificante se diluye en solventes como xileno, tolueno, benceno, alcohol isopropilico, esto por las pequeñas cantidades que se utilizan.

PROCEDIMIENTO GENERAL DE LAS PRUEBAS DE BOTELLA

Una vez que se ha preparado la solución del agente químico al porcentaje deseado, el procedimiento para efectuar dicha prueba es el siguiente:

- 1.- Se toma una muestra reciente de la emulsión y se llena la botella graduada a una cierta cantidad normalmente 100 ml, y se le agrega la solución del reactivo al porcentaje deseado.
- 2.- Se toman las botellas y se agitan, esto para simular los efectos de turbulencia que se tienen en las condiciones originales, y dejarlas después en reposo, para permitir que se asiente la emulsión.
- 3.- Se dejan las botellas en reposo por un cierto tiempo observando el cambio de color de la emulsión y el posible calentamiento de agua libre.
- 4.- En caso de que no se observe un rápido y eficiente tratamiento de la emulsión, las botellas se colocan en baño maría y se calienta la emulsión hasta alcanzar las condiciones de temperatura prevaeciente en el campo; para esto, se puede usar un termómetro colocado dentro de las botellas llevando un control estricto de la temperatura.
- 5.- Se retiran las botellas del baño maría y habiendo observado una porción importante de agua separada después de un cierto tiempo, y probablemente después de haber calentado, se toma una muestra de la parte media de la fase de aceite para efectuar una prueba centrifuga. Cabe mencionar que esto se pueda hacer para varias concentraciones a la vez, seleccionando la botella en la cual ocurrió la mejor separación del agua y aceite.
- 6.- Haciendo uso de una centrifuga se determina el contenido de agua en el aceite. De esta prueba se presentará una separación de fases pudiendo establecer el contenido de agua en el aceite tratado y consecuentemente su grado de limpieza.

Este procedimiento se deberá realizar para cada uno de los reactivos desemulsificantes a probar.

Las características para el reactivo desemulsificante que será seleccionado deberá de satisfacer las siguientes condiciones:

- a.- Una mínima relación de tratamiento, lo que reduce los costos por consumo de reactivos desmenuficantes.
- b.- Una máxima velocidad de separación del agua.
- c.- Obtención de mayor grado de limpieza del aceite tratado.
- d.- Definir color y brillantez de la capa de aceite.
- e.- Mínima cantidad de aceite en el agua separada.
- f.- Definición de interfase agua-aceite, siendo ésta elástica y limpia.

APENDICE "C"

COMPARACION DE ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACION EN MAR O EN TIERRA.

El estudio sobre la deshidratación de aceite crudo en la sonda de Campeche, se ha considerado conveniente realizarlo en forma específica para cada uno de los campos del área. En la fase inicial, se seleccionó para su análisis el campo Abkatún, productor de aceite ligero. Los pronósticos de producción indicados para los próximos años en la Zona Marina, dieron margen al inicio de los procesos de recuperación secundaria, con inyección de agua, así como el sistema de explotación artificial de bombeo neumático.

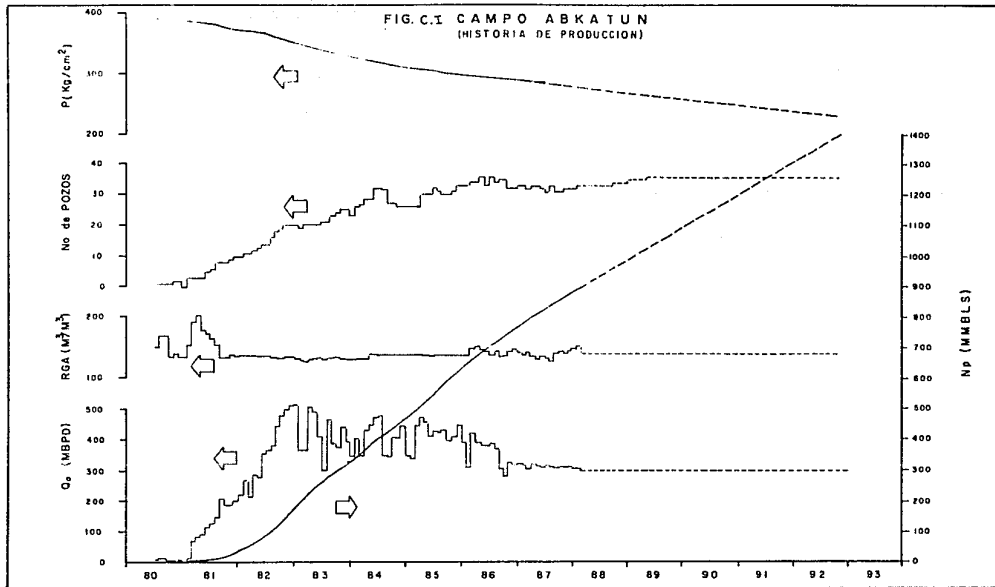
El mantener estas cuotas de producción con las normas de calidad requeridas, activaron la implantación de sistemas de deshidratación en las plataformas marinas de producción, o bien en tierra (Terminal Marítima de Dos Bocas TAB.), ver Fig.C.I.

El desarrollo de este apéndice lleva la intención de indicar las alternativas existentes que fueron analizadas al tomar la decisión de deshidratar en las plataformas marinas de producción.

RELACION DE INFORMACION UTILIZADA PARA EL ESTUDIO

- 1.- Datos de ingeniería de yacimientos.
 - a) Pronósticos de producción de agua de los campos.
 - b) Localización de terminación de los pozos y del contacto agua-aceite.
- 2.- Datos del sistema de producción actual.
 - a) Diagrama general de manejo de crudo en el área.
 - b) Arreglo de plataformas del complejo Abkatún-A
 - c) Manejo detallado de aceite en el complejo Abk-A.
 - d) Características del sistema de transporte de hidrocarburos.
 - e) Condiciones de operación del sistema de separación en Abkatún-A
 - f) Condiciones de llegada del aceite a Dos Bocas.
- 3.- Datos de producción.
 - a) Datos de producción por plataforma.
 - b) Datos de producción por pozo incluyendo el agua y su salinidad.
- 4.- Infraestructura para la deshidratación del aceite.
 - a) Condiciones físicas, localización y características.
 - b) Disponibilidad de áreas para instalaciones del equipo de deshidratación.
 - c) Datos preliminares de aditivos desemulsificantes.

FIG. C.1 CAMPO ABKATUN
(HISTORIA DE PRODUCCION)



DESHIDRATACION DE ACEITE EN PLATAFORMAS MARINAS.

En esta alternativa, el proceso de deshidratación del aceite crudo se realiza en las plataformas permanentes de Abkatún "A" y "B", para estos son necesarios seis módulos distribuidos en ambas plataformas (4 en Abkatún "A" y 2 en Abkatún "B") y adicionalmente, un módulo en tierra para prevenir posibles descontrolados de las instalaciones marinas. Los módulos se instalan en etapas, conforme aumenta la producción de agua.

En el caso del complejo Abkatún "A" la deshidratación se efectúa totalmente en la plataforma de producción permanente, para esto es necesario transferir el aceite separado en la plataforma temporal a la permanente para deshidratarlo. En esta última plataforma, también se le proporciona al crudo tratado la energía suficiente para enviarlo a tierra.

En el estudio se tomaron en cuenta diversos factores tales como:

I.- Requerimientos de equipo por etapa de instalación.

Aquí se consideraron 3 etapas; la primera fue el acondicionamiento de dos trenes de deshidratación en Abkatún "A" permanente, en la cual se tomaron en cuenta los preenfriadores de crudo y enfriadores de aceite deshidratado. El sistema de calentamiento de crudo que opera con aceite térmico son las motobombas de transferencia (trasiego), los deshidratadores electrostáticos y el tratamiento del agua producida.

Cabe indicar que estos sistemas les hacen falta conexiones y actualmente está muy dañado por la corrosión.

II.- Requerimientos de personal, energía y servicios.

Para este punto se consideraron, el balance térmico, la energía para su transporte, el agua de enfriamiento, reactivos desulfurantes y requerimientos de personal. Cabe hacer notar que para el balance térmico se tomó en cuenta un gasto de aceite limpio de 500 000 BPD y un porcentaje de agua de 25%.

III.- Costos estimados, energía para calentamiento y transporte, agua de enfriamiento y reactivos químicos.

Se analizaron los costos de calentamiento, de transporte, costos de agua de enfriamiento, y de los reactivos desulfurantes.

DESHIDRATACION DE ACEITE EN TIERRA

En esta alternativa el proceso de deshidratación está comprendido por módulos de 110 000 BPD cada uno (seis operando y uno de relevo), instalados en la Terminal Marítima de Dos Bocas, en una sola etapa. Como es necesario calentar el crudo para incorporarlo al proceso de deshidratación, es conveniente estabilizarlo previamente mediante separadores de dos fases instalados antes de los deshidratadores electrostáticos.

En este proceso la emulsión proveniente de plataformas se precalienta con intercambiadores de calor y posteriormente se calienta hasta alcanzar una temperatura ligeramente mayor a la estimada para la operación de los deshidratadores; enseguida pasa a los estabilizadores y de ahí es enviada a los deshidratadores electrostáticos. El aceite tratado sirve para precalentar la corriente de entrada y finalmente es enfriado por agua para enviarlo a almacenamiento.

La salmuera separada en los deshidratadores, se envía a un proceso de tratamiento similar al comentado en la alternativa anterior. Para lograr un mejor efecto del reactivo y facilitar la operación, el punto de inyección se puede localizar en la llegada a tierra del oleoducto previamente de plataformas.

Se elaboró el mismo estudio de la primera alternativa, tomando en cuenta los mismos factores, excepto que se requiere más equipo de deshidratación, tales como precalentadores de crudo, hornos de calentamiento, enfriadores de crudo, celdas de flotación Wemco etc. También se hizo el estudio de capacidad de transporte del crudo con agua, con tres diferentes opciones de operación que son:

CASO 1.- Manejo actual de la producción. El crudo se envía a tierra desde el complejo de Abkatón "A" por una línea de 24" y 6.4 Km de longitud, la cual está conectada a la línea N°2 (oleoducto Akal- "J" - Dos Bocas) de 36" y una longitud de 161 Km.

En este caso solo es factible manejar un 6.5% de agua, ya que para más altos porcentajes, se tienen presiones de envío mayores de 50 Kg/cm², que es la máxima presión permisible de operación que soporta el oleoducto.

CASO 2.- Con la línea de transporte actual, e instalando una nueva del complejo Abkatón "A" a Dos Bocas de 36". En este caso, la máxima capacidad de las dos líneas es 500 000 BPD de aceite limpio con 370 000 BPD de agua.

En esta opción es factible manejar, en la etapa inicial, aceite limpio por una de las líneas, resulta obvio que si se maneja 42% de agua, se requiere más equipo de deshidratación en Dos Bocas TAB.

CASO 3.- Con la línea de transporte actual, pero utilizando equipo de rebombeo.

En este caso la capacidad de transporte esta limitada a 500 000 BPD de aceite limpio con 163 000 BPD de agua (25%).

COMPARACION DE ALTERNATIVAS

A continuación se presenta una comparación de las alternativas para la deshidratación del aceite crudo producido en el campo Abkatún. Como ya se mencionó la primera alternativa corresponde a la deshidratación en plataformas, para la segunda consiste en realizar el proceso de deshidratación en tierra.

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de las dos alternativas.

DESHIDRATACION DE ACEITE EN PLATAFORMAS MARINAS

VENTAJAS:

- a).- Los costos de operación de equipo son menores.
- b).- La operación de 4 módulos a corto plazo.
- c).- No requiere una plataforma de rebombeo a tierra.
- d).- Transporte de crudo con las especificaciones para su exportación ó refinación.
- e).- Mayor facilidad para el tratamiento de la emulsión.
- f).- No se requiere adición de inhibidor de corrosión.
- g).- Menor consumo de gas combustible.
- h).- No requiere calentamiento de la emulsión.

DESVENTAJAS:

- a).- Costos adicionales por instalación y compra de plataforma para dos módulos de deshidratación de crudo en Abkatún-"D".
- b).- Se requiere alto consumo de energía a causa del bombeo de agua de enfriamiento a la corriente de desecho.
- c).- Los costos de mano de obra y mantención son mayores que en tierra.
- d).- La inversión inicial es mayor.

DESHIDRATACION DE CRUDO EN TIERRA.

VENTAJAS:

- a).- Se cuenta con el sistema de tratamiento de efluentes.
- b).- Se tiene un aprovechamiento máximo del equipo e instalaciones existentes.
- c).- Los costos de mano de obra y mantención son menores.
- d).- Se requiere una menor inversión inicial.

DESVENTAJAS:

- a).- Requiere mayores costos de operación del equipo.
- b).- El transporte de mar a tierra implica problemas de corrosión, erosión, y depósitos de incrustaciones en tuberías (oleoductos).
- c).- Se requiere suministrar inhibidores de corrosión para minimizar el desgaste que la emulsión ocasiona en la tubería.
- d).- El fluido llega más frío a tierra por lo que se requerirá suministrar calentamiento para su deshidratación.
- e).- La emulsión que llega a tierra es más estable y por ende más difícil de romper.
- f).- Es necesario enviar a rebombear el fluido para llegar a tierra a través del tercer ducto, por lo que requiere la instalación de nuevas líneas.
- g).- Se necesita una mayor cantidad de equipo y por consecuencia un mayor número de equipos en operación.

Del análisis de las alternativas para la deshidratación del aceite crudo producido en el campo Abkatún, se puede concluir lo siguientes:

La alternativa más atractiva desde el punto de vista técnico económico resulto ser la deshidratación en plataformas, localizando el equipo en las plataformas permanentes de Abk-"A" y Abk-"D". adicionalmente, un módulo en tierra, esto porque son menores los problemas de operación y los costos por los servicios requeridos; y a la vez también la inversión inicial sea más baja ya que parte del equipo está disponible o instalado.

La construcción de una plataforma específica para la deshidratación del aceite crudo, aunque significa una mayor inversión inicial, es también recomendable ya que ofrece una mayor flexibilidad de operación y se tiene más garantía en cuanto a la eficiencia del tratamiento.