



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

**PAQUETE DE INGENIERIA BASICA PARA EL
PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDO
EN PLATAFORMAS MARINAS**



**EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUIMICA**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
JESUS RAMIREZ GARCIA

México, D. F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

- I. INTRODUCCION.
- II. GENERALIDADES SOBRE DESHIDRATAACION DE CRUDO.
 - II.1 IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO.
 - II.2 MATERIALES CONTAMINANTES DEL CRUDO.
 - II.3 FUNDAMENTOS DE LA SEPARACION ACEITE-AGUA.
 - II.4 PROCESO.
 - II.5 DESCRIPCION DEL PROCESO.
 - II.6 EQUIPOS DE DESHIDRATAACION Y DESALADO.
 - II.7 RECOMENDACIONES GENERALES.
- III. DESARROLLO DE LA INGENIERIA BASICA DEL PROCESO DE DESHIDRATAACION DE CRUDO.
 - III.1 BASES DE DISEÑO.
 - III.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.
 - III.3 DESCRIPCION DEL PROCESO.
 - III.4 FILOSOFIAS BASICAS DE OPERACION.
 - III.5 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO DEL PROCESO.
 - III.6 SERVICIOS AUXILIARES.
 - III.7 LISTA DE EQUIPO.
 - III.8 MEMORIAS DE CALCULO DE LOS EQUIPOS.
 - III.9 ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS.
 - III.10 DIAGRAMA DE LOCALIZACION GENERAL.
- IV. CONCLUSIONES.
- V. BIBLIOGRAFIA.

C A P I T U L O

I

CAPITULO I
INTRODUCCION.

Mediante el plan de exportación de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y debido a las necesidades del país, se ha incrementado la explotación de los yacimientos petrolíferos tanto en tierra como en mar. Sin embargo la gran zona marítima del Golfo de Campeche, es sin duda la que reviste mayor importancia, ya que en 1976 se probó la existencia de reservas de petróleo comercializable, y aproximadamente dos años después llegó a la costa el primer barril procedente de éstos yacimientos.

Actualmente la producción de la Sonda de Campeche asciende a más de 1,250,000 BPD (Barriles por día), lo que ha requerido de la instalación y construcción de más de 500 Km. de líneas submarinas y más de 40 plataformas; dichas plataformas se han clasificado de acuerdo a su función en: Plataformas de Producción Temporal, Producción Permanente, Perforación, Compresión, Enlace y Habitacionales.

El petróleo crudo en principio es obtenido por un mecanismo natural, es decir, el yacimiento se encuentra presionado en forma natural, y por diferencia de presiones entre éste y el medio ambiente externo, el petróleo fluye para ser procesado o exportado. Con el tiempo el pozo va perdiendo presión (declinación del pozo), por lo que es necesario implementar sistemas de recuperación; ya sea recuperación secundaria por inyección de agua, o recuperación terciaria por inyección de gas, ambos a alta presión.

El utilizar el sistema de recuperación secundaria por inyección de grandes volúmenes de agua a alta presión, trae como consecuencia el incrementar la cantidad de agua en el crudo a la salida del pozo. Debido al incremento del agua en el crudo, es necesario implementar un proceso de deshidratación, que consiste básicamente en la eliminación de agua libre y emulsionada con el crudo; y simultáneamente la eliminación de sales, tales como Cloruros, principalmente Cloruro de Sodio.

En la actualidad se tienen cerca de 27 sistemas de recuperación secundaria repartidos en las áreas de Tabasco, Chiapas y Veracruz, iniciándose éstos desde 1951 en el yacimiento de Tamabra del campo Poza Rica en Veracruz.

El objetivo de la presente Tesis consiste en efectuar la Ingeniería Básica para el Proceso de Deshidratación de Petróleo Crudo en Plataformas de Producción, a partir de crudo procedente de los campos de Cantarell (Akal "C" y Akal "J"), en la Sonda de Campeche; los cuales incorporarán en los próximos años el sistema de inyección de agua. Tal proceso deberá suministrar el crudo en óptimas condiciones para el manejo a través de oleoductos rumbo a la costa para ser procesado o exportado.

Finalmente es de considerar que las instalaciones requeridas para el proceso, estarán limitadas a la disponibilidad de área y condiciones ambientales; así mismo serán autosuficientes en lo que respecta a servicios auxiliares tales como : Generación de energía eléctrica, Aire para plantas e instrumentos, Agua potable y usos sanitarios, Sistemas de seguridad, etc.

CAPITULO II

GENERALIDADES SOBRE DESHIDRATAACION DE CRUDO.

Actualmente más del 50% de la producción mundial de crudo se obtiene por el proceso de recuperación secundaria, por lo cual será necesario deshidratarlo antes de que se le refine o exporte.

Los problemas de desemulsificación son cada vez mas difíciles de resolver, puesto que el crudo producido por los modernos métodos de recuperación, adquiere mayor grado de emulsificación.

Los métodos de tratamiento de emulsiones existen desde un simple reposo en recipientes o tanques, hasta la aplicación de elevados voltajes, pasando por diferentes métodos mecánicos, térmicos, químicos y electroquímicos. Aunque dependiendo de las características del crudo, se utilizan la combinación de dos o más equipos para obtener mejores resultados.

II.1 IMPORTANCIA DEL TRATAMIENTO. Dentro de un sistema de oleoductos de distribución de crudo tratado (aceite) a refinación en tierra o a un puerto para su exportación, debe manejarse el aceite con cantidades similares de sales y agua. Si en algún punto del sistema no se obtiene el aceite bajo las condiciones mencionadas, debe instalarse o modificarse la planta de deshidratación, para no deteriorar el trabajo ya realizado.

Cuando el aceite se exporta, su precio se castiga según el volumen de impurezas, tales como agua y otros residuos. En el caso de que se envíe a una planta de refinación (sin previo desalado) con un alto contenido de sales y agua, éste causará graves daños e ineficiencia en el equipo.

Por lo tanto queda justificada la importancia de eliminar el agua y los materiales contaminantes del crudo dentro de límites específicos, antes de ser enviado el aceite (crudo tratado) a exportación o refinación a la costa.

C A P I T U L O

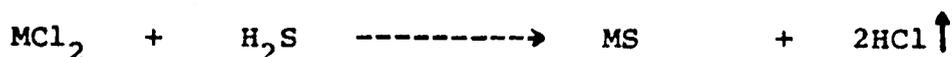
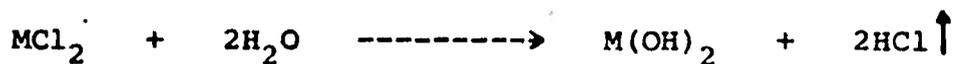
II

II.2 MATERIALES CONTAMINANTES DEL CRUDO, Las formaciones geológicas tales como Arenas, Yeso (CaSO_4), Caliza, Dolomita, etc. son las que le dan las características a la salmuera que el crudo trae consigo y cuya cantidad puede variar en proporción a los sedimentos básicos y agua (B.S. & W.). 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, los principales son: Agua, Sales solubles, Sales insolubles asociadas con el agua, materiales sólidos (sedimentos), y compuestos organometálicos. A continuación se mencionan sus efectos:

II.2.1 Agua. Contribuye a la corrosión de equipos y tubería, además de absorber calor en los equipos de calentamiento y columnas en el proceso de destilación, incrementando los costos de combustible y mantenimiento. Por estas razones es de suma importancia reducir el contenido de agua a su mínima expresión; aunque en cantidades específicas es beneficiosa para su transportación a través de oleoductos, al disminuir la caída de presión por el abatimiento de la rugosidad en la tubería, debido a la presencia de agua.

II.2.2 Sales solubles. Generalmente se les encuentra como Cloruros de Sodio, Calcio y Magnesio, presentándose en mayor proporción el Cloruro de Sodio. Estas sales pueden producir Acido Clorhídrico por hidrólisis y reaccionar con el Acido Sulfhídrico que normalmente se le encuentra en el crudo, y formar el Sulfuro del metal y más Acido Clorhídrico; de manera similar el Acido Clorhídrico reacciona con el Hierro produciendo el respectivo cloruro, y con la presencia del Acido Sulfhídrico se forma el Sulfuro Ferroso y desprende más Acido Clorhídrico. Las reacciones son las siguientes:

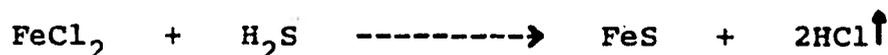


Donde: M es Magnesio o Calcio.

Luego el A. Clorhídrico reacciona con el Fierro:



Enseguida el Cloruro formado reacciona con el A. Sulfh.



Y así el A. Clorhídrico fresco ataca nuevamente al Fierro, repitiéndose el ciclo.

Ahora bien, si los cloruros no estuvieran presentes, la hidrólisis no se produce, y el Sulfhídrico en lugar de producir el respectivo Sulfuro y A. Clorhídrico por reacción con éste metal, forma un revestimiento protector en la superficie metálica en forma de película (FeS), de acuerdo a la reacción:



II.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 mantenerlo diluido 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 212°F, de tal forma que la formación de costra por sulfatos no es necesariamente provocada por la vaporización de la salmuera. Se debe tener cuidado en las maniobras de prevención de incrustaciones en la carga de unidades de transferencia de calor por los cambios de solubilidad. Esta sal se presenta como cristales de yeso. ,

II.2.4 Materiales Sólidos(sedimentos). De similar importancia que las sales, la naturaleza de éstos sólidos depende de la estructura geológica productora, ritmo de producción y transportación del crudo. Generalmente son partículas silíceas finas(arena), Oxidos de Fierro, Sulfuros de Fierro, arcillas, cenizas volcánicas, lodo de perforación, y otros materiales que el petroleo crudo desprende y dispersa. Algunos de éstos materiales se encuentran asociados con las partículas de agua.

II.2.5 Compuestos Organometálicos. Estos compuestos son el resultado de la combinación de hidrocarburos con metales como el Vanadio, Niquel, Cobre y Fierro principalmente, y algunas mas en cantidades mínimas. En éste grupo también se incluye el Arsénico que puede envenenar los catalizadores en los Sistemas de Reformado, Reductoras de Viscosidad y Refinación.

II.2.6 La presencia de los materiales contaminantes antes mencionados, trae como consecuencia que se presenten los siguientes fenómenos:

II.2.6.1 Corrosión. Mientras mas acerque el desalado del crudo al 100% menor será la proliferación del Acido Clorhídrico en el proceso de destilación, pues éste es bastante corrosivo. Los Cloruros de Fierro formados a su vez producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos(Mercaptánicos) y Acido Sulfhídrico se encuentran en condiciones reductoras. Las unidades más susceptibles de corroerse por las reacciones de oxido-reducción son aquellas donde estas se pueden presentar, tales como intercambiadores de calor, condensadores, platos superiores y domos de las torres de destilación, líneas de transfer y los recipientes que particularmente son los más vulnerables.

II.2.6.2 Erosión(abrasión). Mientras mayor cantidad de sólidos se separen del crudo, menor será la acción erosiva en los pun--

tos de máxima velocidad y turbulencia, así como en los cambios de dirección de tuberías de alimentación de crudo, cambiadores de calor y bombas.

1.2.6.3 Incrustación. Cuando se efectúa un eficiente tratamiento del crudo, se depositan menores cantidades de sólidos en las unidades de transferencia de calor y de destilación. En ocasiones, la acumulación de sales acelera la descomposición del petróleo con la consiguiente depositación de coque.

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 de equipo, rupturas de fluxes, y hasta cambiar el equipo; lo cual puede ocasionar que la planta salga de operación y en consecuencia, los costos de operación y mantenimiento se incrementen.

Las sales en el residuo del petróleo cuando se usa como combustible producen un alto contenido de cenizas, teniendo como resultado la formación de escoria en los calentadores.

Finalmente, existe la corrosión por Ácidos Nafténicos, que es un término genérico usado para identificar una mezcla de materiales ácidos que se encuentran en los yacimientos del petróleo. Su acción corrosiva no requiere de la fase acuosa.

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

II.3.1 Formación de las Emulsiones. Las emulsiones aceite-agua son dispersiones de gotas de agua (fase dispersa o interna) en el aceite (fase continua, dispersante o externa), que se vuelven estables por la acción de materiales naturales o artificiales presentes en el crudo. Los diámetros de las gotitas de agua varían desde una hasta centenas de micras, aunque la mayoría son de diez micras.

Para formar una emulsión es necesario, además del agua y el aceite, la agitación y presencia de un agente emulsificante para estabilizar la mezcla. Los agentes emulsificantes son conocidos como surfactantes, y su función es reducir la tensión interfacial y/o superficial entre las fases, provocando la emulsificación.

Los surfactantes naturales del crudo son: Asfaltenos, Resinas, Cresoles, Sales metálicas, Sedimentos, Arcillas, Productos de corrosión y sólidos finamente divididos.

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 transición entre estas dos condiciones.

El grado de estabilidad de las emulsiones está relacionado con la razón de película (volumen de surfactante/volumen de la fase dispersa) y la viscosidad del crudo, siendo ésta última la que influye en dos formas: Aumentando el tiempo de 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. Un crudo de alta viscosidad permite mantener gotas grandes

en suspensión, oponiéndose a una menor resistencia al asentamiento.

II.3.2 Desemulsificación. Según el concepto generalizado, la desemulsificación ocurre en dos etapas: Floculación y Coalescencia. En la floculación las gotas de la fase dispersa forman agregados, sin perder completamente su identidad; y en la coalescencia, los agregados se combinan formando gotas individuales.

La separación aceite-agua (desemulsificación) se puede efectuar de diferentes maneras; aplicación de calor, adición de productos químicos desemulsificantes, reposo temporal (asentamiento por gravedad) y tratamiento eléctrico. La aplicación de calor contribuye reduciendo la viscosidad de la fase continua y disminuyendo la tensión interfacial. Respecto a la adición de agentes químicos desemulsificantes, cada emulsión requiere de un producto específico, ya que la emulsión es diferente para cada yacimiento petrolífero; y tiene variaciones a lo largo de la vida del pozo, y a medida que las soluciones envejecen es más difícil y costoso su tratamiento.

En las unidades de tratamiento eléctrico, el campo electrostático producido en el interior del recipiente, cambia la polaridad de las moléculas en la interfase, modificando el estado de fuerzas y reduciendo la tensión interfacial, provocando que las gotas de la fase dispersa se unan. Con relación a la separación aceite-agua por reposo temporal, tiene su fundamento en el principio de gravedad diferencial es decir, las gotitas de agua, debido a su mayor densidad tenderán a ocupar la parte inferior del recipiente.

II.3.3 Efecto de los Surfactantes. Comúnmente el primer paso en el tratamiento de emulsiones es la adición de éstos 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 húmectar los sólidos contenidos en la emulsión para incorporarlos al agua separada, lo que permite mejorar la eficiencia en el bombeo neumático en los pozos de perforación, y en la transportación de crudo pesado donde el reactivo rompe la espuma y la emulsión, haciendo el crudo más fluido. Rara vez un solo compuesto puede comportarse como agente coalescente y floculante, son generalmente dos o más compuestos los que integran un desémulsificante.

II.3.4 Efecto de la temperatura. Con la adición de calor a la mezcla aceite-agua aumenta el movimiento molecular, las gotas de agua se expanden y la película que rodea a éstas se rompe o reduce su resistencia; así mismo la viscosidad del aceite se abate, permitiendo un asentamiento más rápido de las partículas acuosas.

La variación de la viscosidad respecto a la temperatura es función del tipo de crudo, pero en general al disminuir la gravedad específica del aceite la viscosidad se hace mayor (ver la figura N^o 1).

Los crudos de alta viscosidad permiten mantener gotas de mayor volumen en suspensión, lo que trae como consecuencia tener una menor resistencia al asentamiento por la inestabilidad de la emulsión que disminuye.

En forma general la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo de la emulsión, como puede visualizarse mediante la ecuación de Stokes:

$$V = 0.78 \frac{R^2 (\rho_a - \rho_w)}{\mu_o}$$

Donde: V: Velocidad de asentamiento de la partícula [a] $\frac{\text{Cm}}{\text{Hr}}$
R: Radio de la partícula [r] Micras.
 ρ_a : Densidad relativa del aceite.
 ρ_w : Densidad relativa del agua.
 μ_o : Viscosidad del aceite [c] Cp.

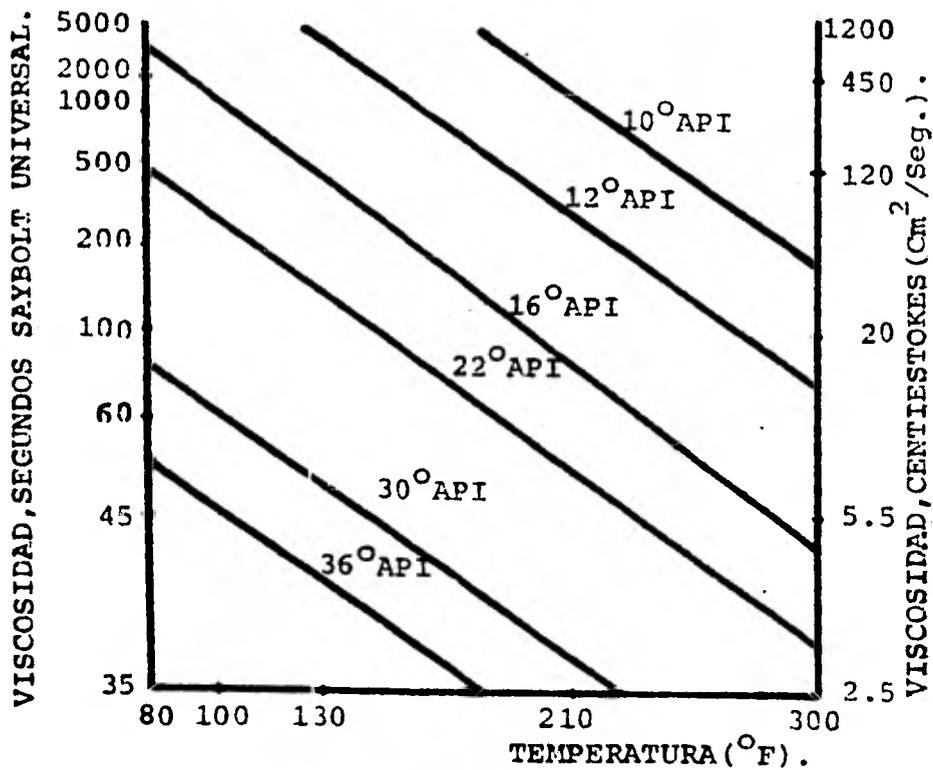


FIGURA N° 1
 Efecto de la temperatura en la
 viscosidad de diferentes tipos
 de crudos.

U. N. A. M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

Para tener una buena velocidad de asentamiento (según se observa en la ecuación de Stokes) se requiere que la viscosidad del crudo disminuya, mientras que el radio de la partícula se incremente; esto se logra con la adición de calor a la mezcla aceite-agua, aunque cuantitativamente está limitada por razones económicas.

La diferencia de densidades ($\rho_w - \rho_o$) no tiene efectos significativos, ya que la gravedad específica del agua es la unidad, y la del crudo ó aceite está entre 0.8 y 0.95.

El incremento de temperatura también está limitado a las reacciones de hidrólisis por el agua libre o emulsionada en el aceite. La hidrólisis de los Cloruros de Calcio y Magnesio empiezan a los 121°C y el Cloruro de Sodio arriba de ésta. El porcentaje de hidrólisis (Figura N° 2) se aumenta en muy altas proporciones por la presencia de ácidos orgánicos, ello depende igualmente de la presencia de otras sales no hidrolizables, de la cantidad de sales y de Oxido de Hierro.

Los Fenoles y los Cresoles se concentran en los cortes de hidrocarburos a temperaturas superiores a los 150°C, los Ácidos Nafténicos también empiezan aparecer a esta temperatura, sólo que estos son solubles en agua.

Por lo anterior, se deduce que es recomendable usar temperaturas de tratamiento de emulsiones aceite-agua menores a los 150°C.

La temperatura tiene influencia en la pérdida de volumen y disminución de la gravedad API (Figuras N° 3 y 4), por la evaporación que se pudiera tener, puesto que esto repercute en el costo del crudo cuando su destino es la exportación.

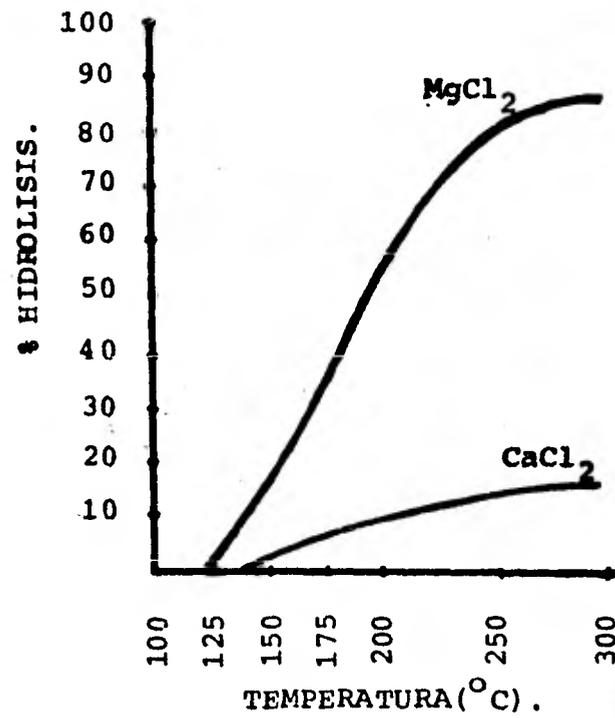


FIGURA N^o 2

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

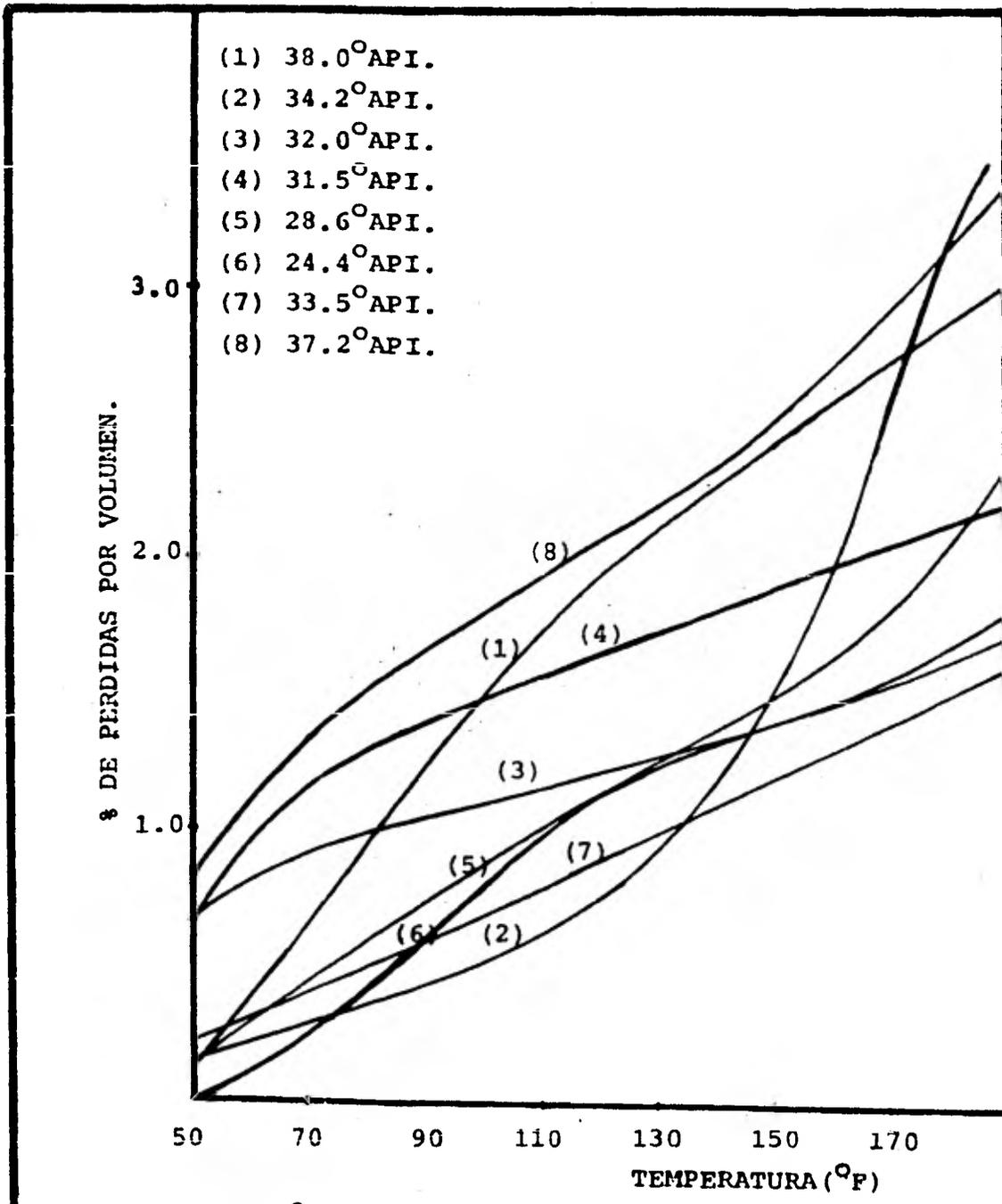


FIGURA N° 3

Porcentaje de pérdidas por volumen en función de la temperatura para crudos.

U.N.A.M		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

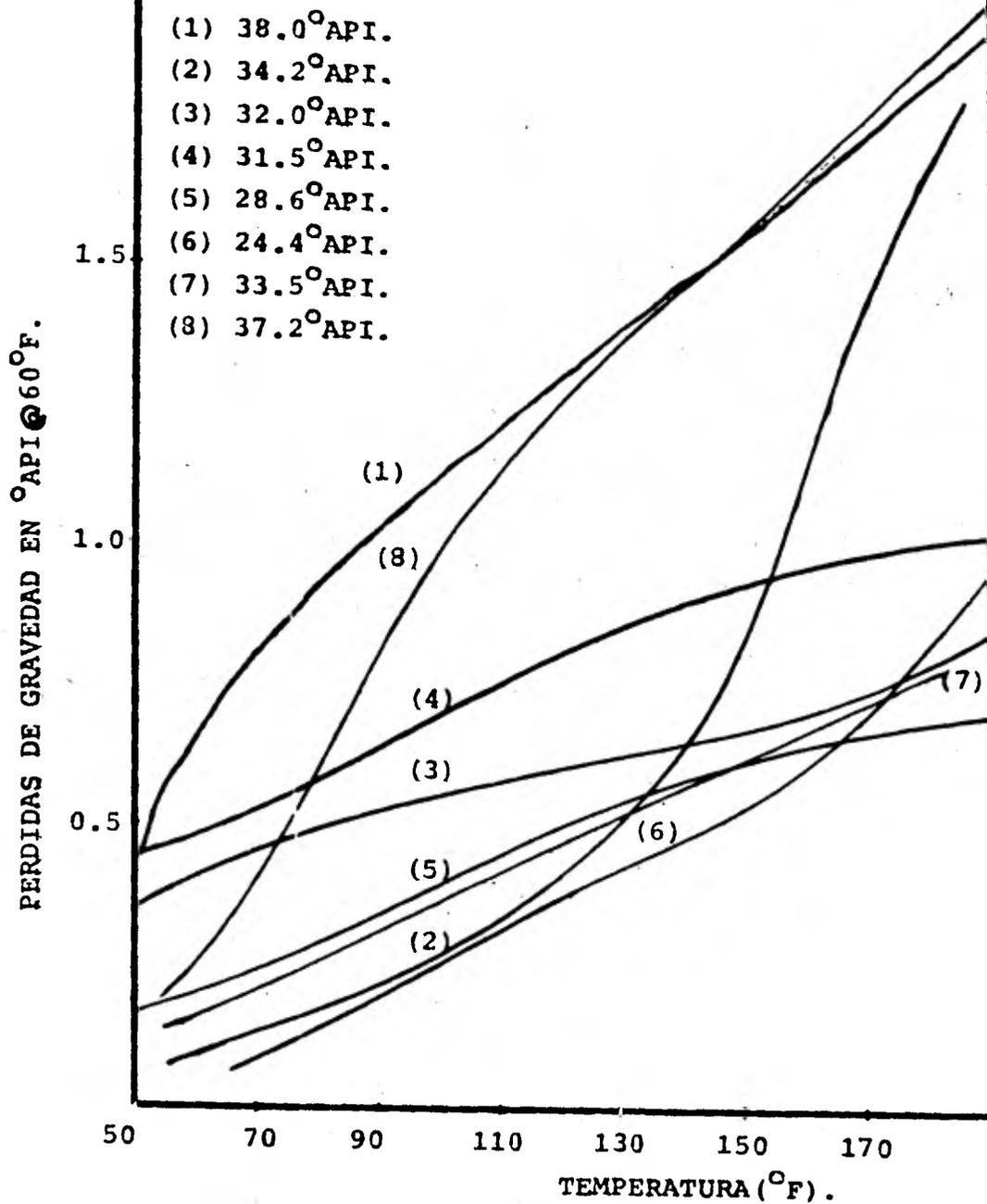


FIGURA N^o 4
 Pérdidas en gravedad API @ 60°F
 en función de la temperatura para
 crudos.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

II.3.5 Dosificación e Inyección de Reactivo. La función del des-
emulsificante es romper la emulsión y disminuir el tiempo
de asentamiento, húmectar los sólidos presentes en la emul-
sión para que se incorpore al agua separada en el proceso
de deshidratación.

Las dosificaciones de reactivo varían ampliamente según
la estabilidad de la emulsión, condiciones de temperatura, fa-
fricante, etc. por lo que es necesario efectuar pruebas de
campo y laboratorio. Sin embargo se tiene un intervalo de
dosificación, que para el caso de nuestro país es de 1 a 7
galones/1000 barriles de emulsión.

La inyección de reactivo debe hacerse en un punto tal
que garantice un contacto íntimo entre éste y las gotas en
la dispersión. Puede inyectarse en el fondo del pozo, en la
batería de recolección, o en la planta de deshidratación y/o
desalado.

II.3.6 Efecto del Campo Eléctrico. La base para la unión o coa-
lescencia electrostática de las gotas la proporciona la pro-
pia molécula de agua, es decir, la unión de una parte de Oxi-
geno y dos partes de Hidrógeno configuran un campo eléctri-
co (dipolo), ver figura N^o 5.

Bajo la influencia de un campo eléctrico producido por
electródos que son energizados por corriente alterna o di-
recta, las gotas acuosas desunidas que se encuentran al azar
en la fase continua, responden casi instantáneamente defor-
mandose elipsoidalmente y polarizandose tal como se muestra
en las figuras N^o 6 y 7.

En estas circunstancias las gotitas impulsadas por la
atracción provocada por el dipólo 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

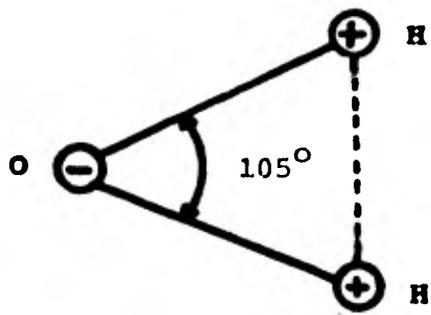


FIGURA N^o 5
Dipólo de la molécula
de agua.

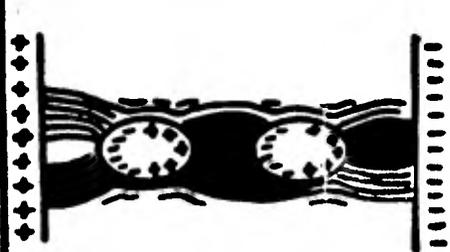


FIGURA N^o 6
Efecto del campo eléctrico
sobre las gotas de agua al
aplicar corriente directa.

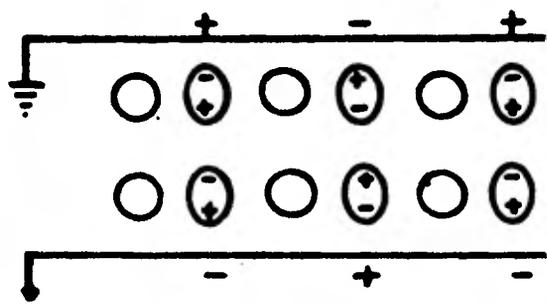


FIGURA N^o 7
Efecto del campo eléctrico
sobre las gotas de agua al
aplicar corriente alterna.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{6KE^2R^6}{d^4} = 6kE^2R^2(R/d)^4$$

Donde: K: Constante dieléctrica = 3.09×10^{-12} Newt./Volt²
E: Gradiente eléctrico [V] Volts/m.
R: Radio de la gota [m].
d: Distancia de separación entre las gotas [m].
F: Fuerza de atracción [N] 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, pero el voltaje fluctúa entre los 13,000 y 35,000 volts, y varía inversamente proporcional a la densidad del aceite y a la conductividad de la emulsión por tratar.

II.4 PROCESO DE DESHIDRATACION. El tratamiento de la mezcla aceite-agua consiste, en forma general, de las siguientes etapas:

- Remoción del agua libre.
- Calentamiento.
- Deshidratación del crudo.
- Adición del agua de lavado y mezclado.
- Desalado de crudo.

Aunque algunas de estas etapas pueden ser omitidas, dependiendo de las características del crudo, tales como cantidad de agua y sales. Por ejemplo un crudo con baja salinidad (de 60 a 100 lb de sal/1000 barriles de crudo "PTB") no requiere de la etapa de desalado, y posiblemente ni de agua de lavado y mezclado, pero sí de la deshidratación, ya que simultáneamente se desala en el mismo equipo.

II.4.1 Remoción de agua libre. El crudo procedente de los yacimientos donde se ha aplicado el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua a alta presión (aproximadamente 3200 Psig), contiene grandes cantidades de agua; por lo que es necesaria su separación para evitar alto consumo de calor en los precalentadores de crudo, así como la corrosión de equipo y tubería por la fracción de agua libre presente.

El agua salada por su conductividad térmica absorbe rápidamente el calor. Para elevar la temperatura en un grado Fahrenheit de un barril de agua se necesita aproximadamente el doble del requerido para un barril de crudo libre de agua, bajo las mismas condiciones.

II.4.2 Adición del agente químico desemulsificante. Su finalidad es eliminar la barrera física y eléctrica que separa las gotas de agua, provocando su unión y favoreciendo la separación de fases. También propicia la incorporación del sedimento con el agua que se drenará en la etapa de deshidratación.

II.4.3 Adición de calor. La adición de calor favorece el rompi-

miento 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 pesado es necesario calentarlo para disminuir su viscosidad e impedir la estratificación de capas de aceite y agua alternadamente. Si se trata de un crudo ligero es necesario preestabilizarlo para evitar la pérdida de butanos y gasolinas en los vapores desprendidos de los tanques de almacenamiento.

II.4.4 Deshidratación. En ésta etapa se separa el mayor volumen de agua emulsificada, y el contenido de agua residual se alcanza normalmente entre el 0.2 y 2.0% (en la figura N^o 8 se gráfica el contenido de sales con sus respectivas ppm y ptb). La salinidad residual depende de la concentración de sales en la salmuera. Para la separación de fases se requiere el uso de : Reactivos coalescentes, adición de calor, coalescentes mecánicos y/o eléctricos.

II.4.5 Adición 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 (o del 2 al 10% en volumen de la corriente de carga de crudo), sin embargo la relación se debe determinar en base a:

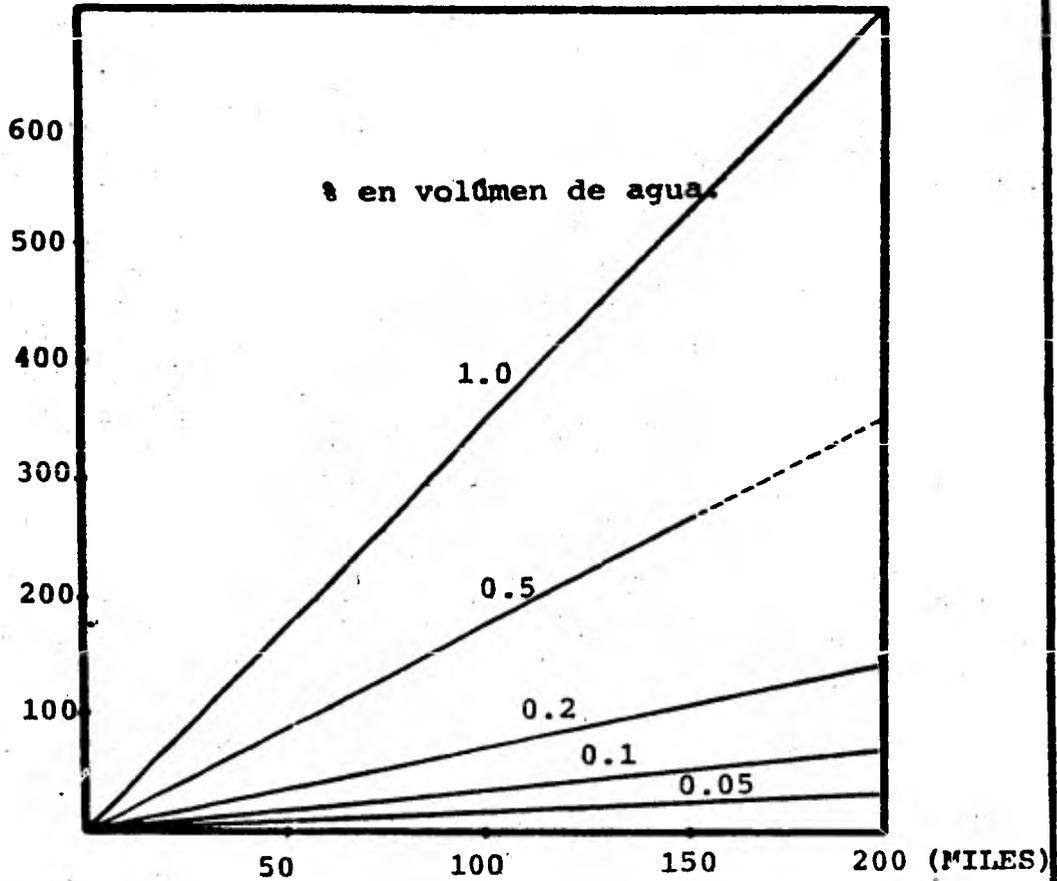
- Salinidad del agua residual.
- % del agua residual en la deshidratación (normalmente entre 0.2 a 2%).
- Salinidad del agua de dilución (una buena agua es de 3000 ppm o menos).
- Eficiencia de mezclado en el agua de dilución con la emulsión (65 al 85% es bastante bueno).

-Contenido de sal requerido después de tratamiento (10 ptb).

II.4.6 Desalado de crudo. Es muy importante efectuar un desalado eficiente entre el agua de dilución y las gotas del agua residual. El agua residual en el crudo se reduce de 0.2 a 0.4% y la salinidad del orden de 10 ptb o menos (10 libras de sal por cada 1000 barriles de aceite), pero depende de los factores mencionados en el inciso anterior. Esta parte del tratamiento puede considerarse una segunda etapa del proceso de deshidratación, generalmente requiere del uso de un reactivo químico, adición de calor, y el empleo de coalescedores.

La deshidratación y desalado de crudo deben combinarse, no necesariamente en la planta, para mantener el contenido de agua y sal dentro de límites aceptables.

LIBRAS DE SAL POR CADA 1000 BARRILES DE ACEITE (PTB) .



CONTENIDO DE SALES EN EL AGUA, ppm NaCl equiv.

FIGURA N^o 8

El % en volumen establecido, es el contenido de agua en el aceite.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

La descripción a grandes rasgos, del sistema de deshidratación es el siguiente: El crudo procedente de los pozos de perforación, se envía a separarle el agua libre y simultáneamente a preestabilizarlo, puesto que la carga viene en tres fases (Gas-Aceite-Agua).

El crudo húmedo (crudo después de eliminarle el agua libre) recibe una dosificación de desemulsificante y enseguida se le incrementa la temperatura para lograr las condiciones de un buen deshidratado y/o desalado. En esta sección se puede aprovechar el calor intercambiado con el crudo deshidratado y desalado, y luego pasar a los calentadores de crudo húmedo, o pasar directamente a éstos últimos; tal como se muestra en la figura N^o 9.

El crudo húmedo bajo condiciones adecuadas es enviado a la unidad de deshidratado, donde se le elimina el agua emulsionada, y simultáneamente se desala en el agua drenada. Si es necesario efectuar un desalado por alto contenido de sales (más de 10 PTB) entonces se pasará a la unidad de desalado. Antes de entrar el aceite (crudo deshidratado) a la desaladora se inyecta agua fresca en la línea de alimentación a la unidad, y después se mezcla el aceite con el agua fresca a través de una válvula mezcladora, con el fin de disolver al máximo las sales presentes en el aceite. El agua separada en éstas dos secciones es drenada de las unidades y mezclada con el agua de la etapa de eliminación de agua libre, y enviadas a la unidad de tratamiento de agua aceitosa (por ejemplo el proceso de flotación).

El crudo deshidratado y desalado se enfría intercambiando calor con la corriente de crudo húmedo, o se pasa a través de enfriadores con agua, esta opción dependerá de las condiciones de temperatura que quiera el cliente en límites de batería.

El crudo en estas condiciones puede enviarse a almacenamiento, tanque de balance en la misma área de proceso y después bombearlo a través de oleoductos, o transportarlo por medio de buque-tanques a la costa. También el crudo después de enfriamiento se le puede bombear directamente a tierra, a través de oleoductos.

El agua remanente de las unidades de tratamiento de agua aceitosa se descarga directamente al mar (con un contenido de aceite: 70 ppm como máximo) en el caso de plataformas marinas, y a los sistemas de drenaje pluvial o general en tierra, con el mismo contenido de aceite mencionado.

En el diagrama de bloques de la figura N^o 9 se ilustra esta secuencia del proceso.

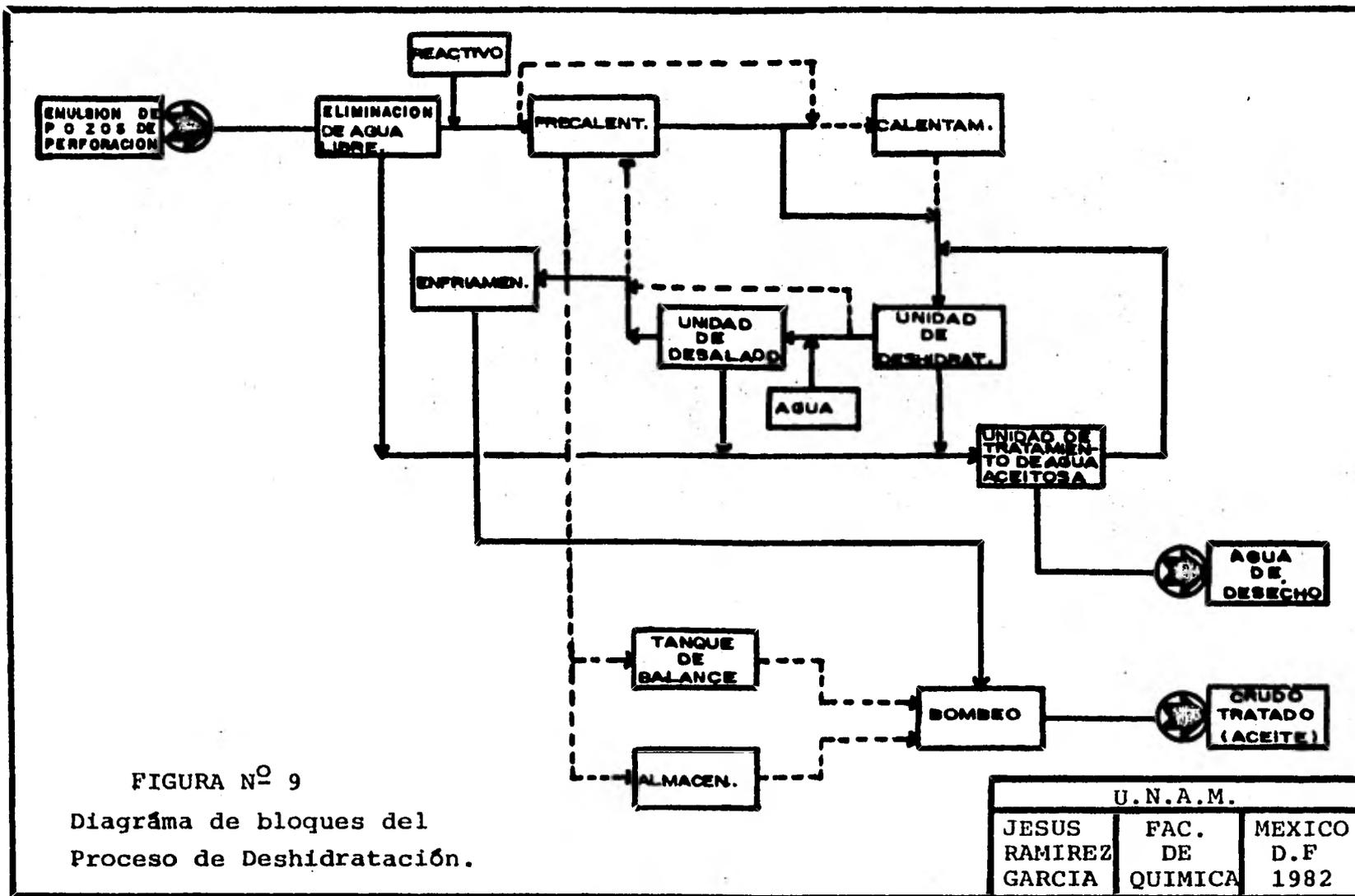


FIGURA N^o 9
Diagrama de bloques del
Proceso de Deshidratación.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

II.6

EQUIPOS DE DESHIDRATACION Y DESALADO.

II.6.1 ELIMINADORES DE AGUA LIBRE. Se utilizan para eliminar grandes porcentajes de agua libre (20% en vol.) 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.

Existen varios diseños de equipos empleados, y el uso de éstos permite tratar la emulsión en forma mas eficiente, ya que el tratamiento (calor, reactivo o efecto coalescente), se aplica directamente a la solución problema. Actualmente se cuenta con diseños que permiten separar a la vez gas asociado y el agua libre en el aceite; este equipo es recomendable en instalaciones de espacio reducido, tales como las plataformas de Producción.

Un tipo de estos eliminadores es conocido como FWKO, el que es mostrado en la figura N^o10. La corriente de alimentación choca contra un deflector el que reduce la velocidad y permite una separación más efectiva; reducida la velocidad el fluido entra al cuerpo del recipiente, donde dispone de gran área de interfase que favorece grandemente la separación gravitacional. Tienen la ventaja, que son de simple diseño.

II.6.2 RECIPIENTES DESHIDRATADORES. Los recipientes deshidratadores (Figura N^o11) están constituidos básicamente de seis partes:

- Línea de entrada. Es el tubo que conduce la emulsión del separador de agua libre a la entrada del deshidratador.
- Tubo conductor. Por aquí la emulsión fluye antes de entrar por el fondo del deshidratador. Tiene tres propósitos fundamentales:

Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulen--

cia dentro del tanque deshidratador.

Funciona como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.

Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor situado generalmente en el fondo del tubo conductor.

-Distribuidores. Según los constructores, la entrada de emulsión se efectúa por debajo o encima de la interface del aceite-agua (Figura N^o12).

- Cuerpo del deshidratador. Contiene un colchón de agua, que funciona como agua de lavado de la emulsión.

- Línea de salida de agua. Esta constituida por un sifón y esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada y regular la altura del colchón de agua en el equipo.

- Línea de salida de crudo (aceite). Es la línea que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento generalmente.

El tratamiento de la emulsión en la unidad consta de dos etapas: Lavado y asentamiento. El lavado ocurre en el colchón de agua, y el asentamiento en el estrato de la emulsión.

El sistema de descarga de agua está constituido por un sifón que funciona de la siguiente manera (Figura N^o13): El agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar a un tubo ajustable; cambiando la altura del tubo ajustable se modifica la altura de la interfase. De aquí que el flujo al sifón es función del nivel mantenido en la unidad.

Inicialmente la altura de la columna "A" en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Ya que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor, equilibra una columna

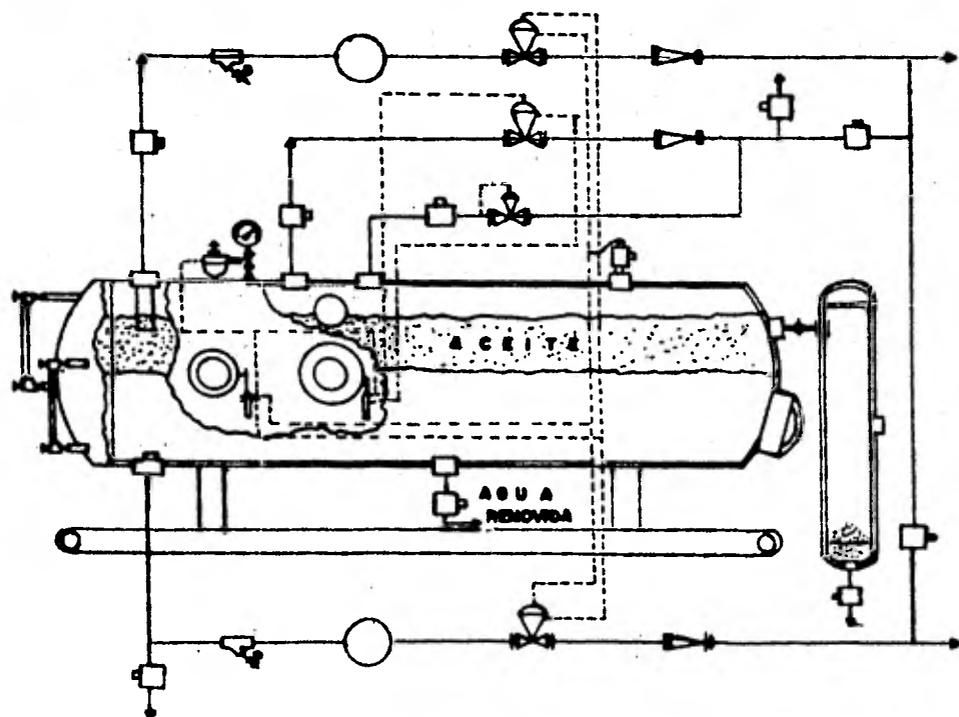


FIGURA N^o 10
Eliminador de agua libre(FWKO).

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

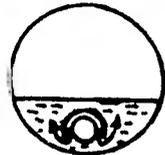
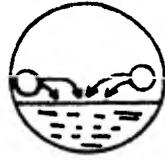


FIGURA N^o 12
Distribuidores
de
emulsión.

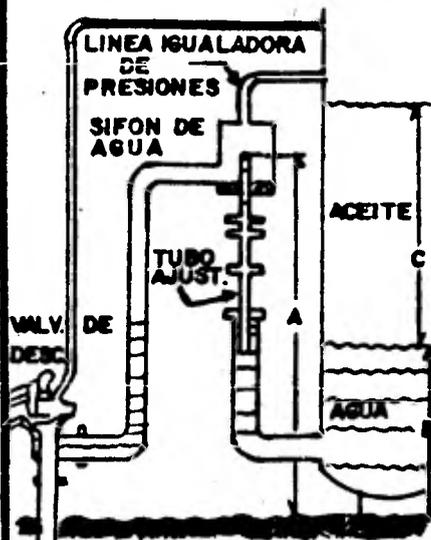
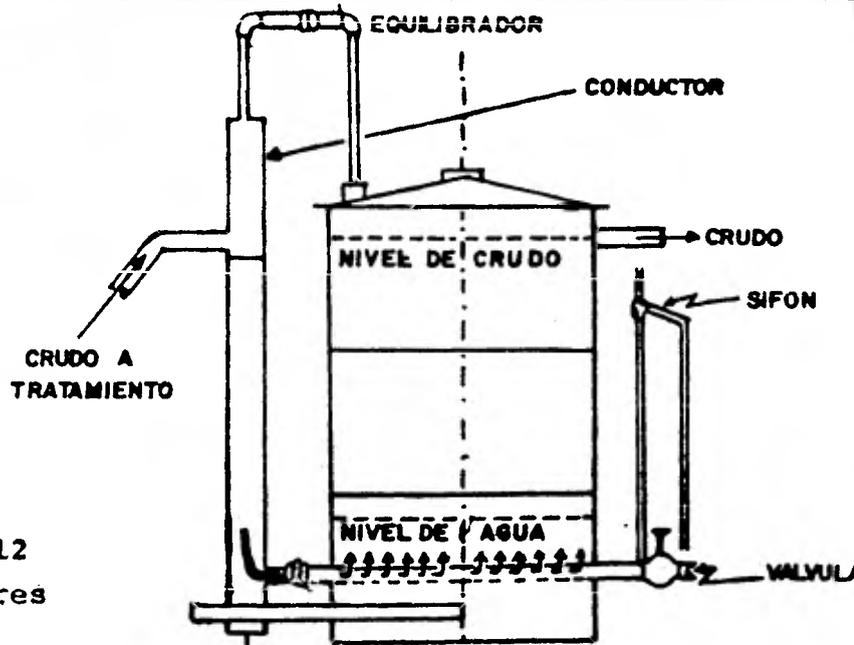


FIGURA N^o 13
Sifón del tanque
deshidratador.

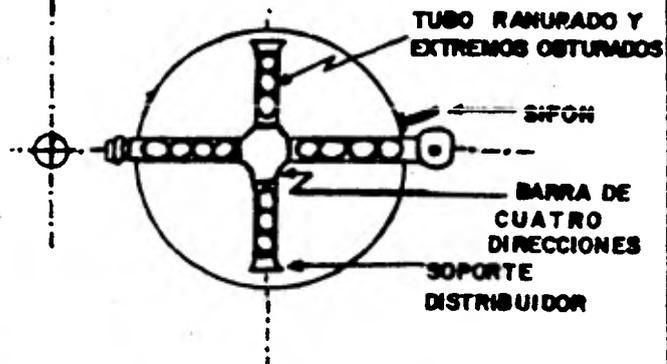


FIGURA N^o 11
Tanque deshidratador.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

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 se opera la valvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiendose continuamente el ciclo.

II.6.3 TRATADORES TERMOQUIMICOS CONVENCIONALES. El equipo moderno está formado por unidades que proporcionan por sí mismas asentamiento, calor y agitación a la emulsión.

Funciona de la siguiente manera (ver figura N^o14): La emulsión entra a través de la boquilla (1) de alimentación y pasa a la sección de calentamiento (2). En la sección (3) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (4) y se canaliza por la sección (5) donde se desgasifica totalmente, efectuándose en (6) el calentamiento de la emulsión y el asentamiento del agua. En (7) se remueve el agua separada y en (8) se encuentra el control diferencial. La emulsión pasa a la sección de coalescencia (9) para la remoción efectiva del agua residual. En (10) se descarga automáticamente el agua y en (11) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenamiento.

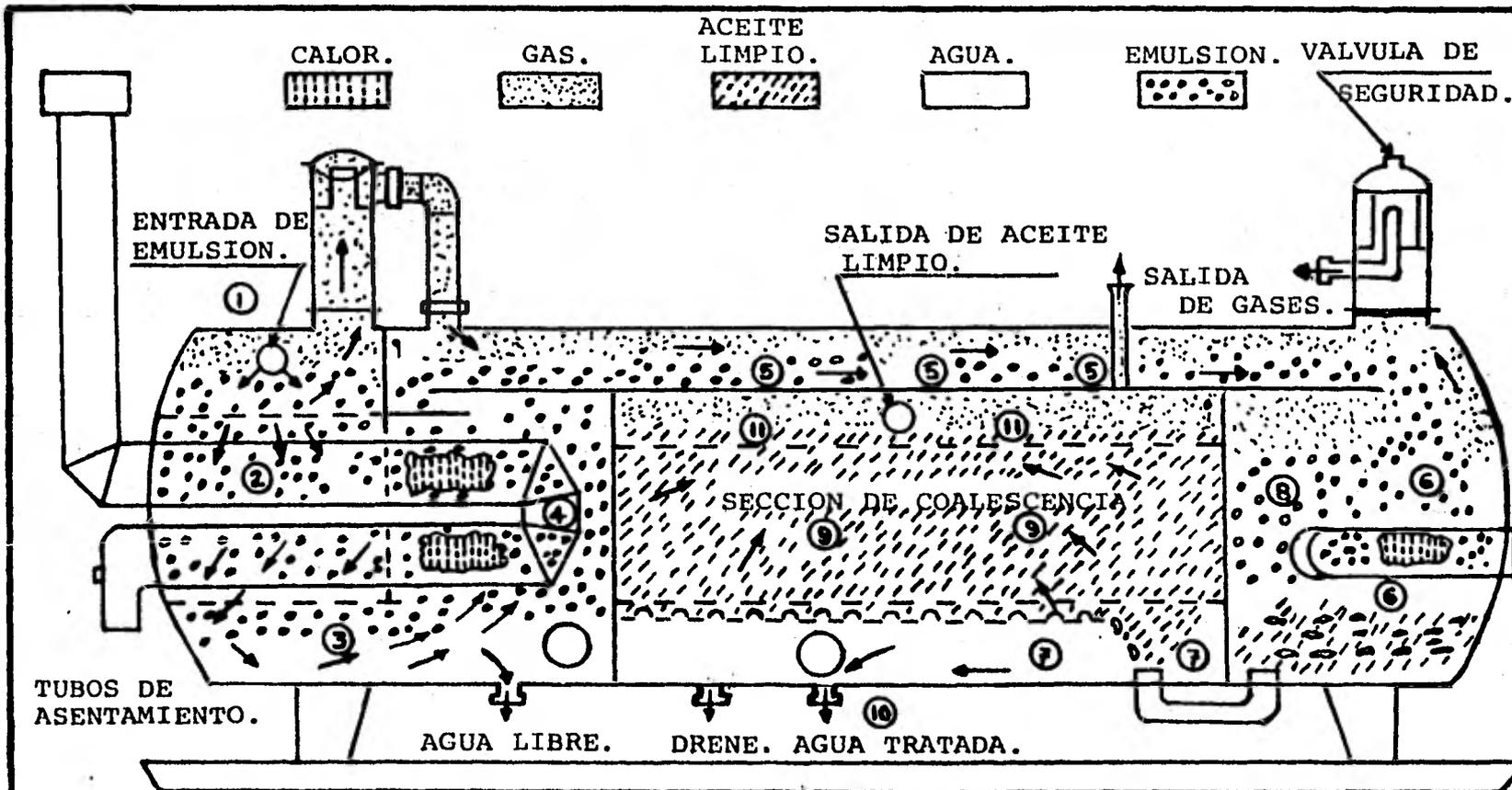


FIGURA N^o 14
Diagrama de un Tratador Termoquímico.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

II.6.4 TRATADORES ELECTROSTATICOS.

Básicamente estos recipientes pueden funcionar como desalador ó deshidratador. Las diferencias entre uno y otro son las siguientes:

- Las desaladoras requieren de la adición de agua fresca tratada, al petróleo crudo para formar la emulsión, a través de una válvula mezcladora, que es una simple válvula de globo tipo convencional ($\Delta P=25$ psig aprox.), antes de pasar al recipiente, donde por medio del campo electrostatico es separada la salmuera y drenada.
- Las condiciones de presión y temperatura suelen ser mayores en las desaladoras.

Las unidades eléctricas de deshidratación y desalado están constituidas de un recipiente presionado dentro del cual se encuentra el distribuidor de emulsión a través del cuerpo, un regulador de nivel de altura del agua, una sección de electrodos aislada del recipiente y conectada a una fuente de alto poder. Se tiene un regulador de corriente eléctrica, dispositivos automáticos para liberar los posibles vapores si la presión varía ampliamente y para desenergizar los electrodos si la sección no contiene líquido.

A continuación se describen las condiciones de operación y características más importantes para estos equipos.

II.6.4.1 Condiciones de operación.

Presión. La presión de operación de estos recipientes debe estar arriba de la presión de vapor (se recomienda de 20 a 30 lb/in²) para evitar la vaporización y las consiguientes pérdidas en volumen y gravedad API, sin embargo se ha encontrado que las presiones de 25 a 75 psig, aunque en refinerías se opera arriba de 100 psig y existen algunos diseños con presiones hasta de 600 psig.

Temperatura. La temperatura de los tratadores electrostáticos se determina por medio de la grafica N^o 15 en función de la densidad -

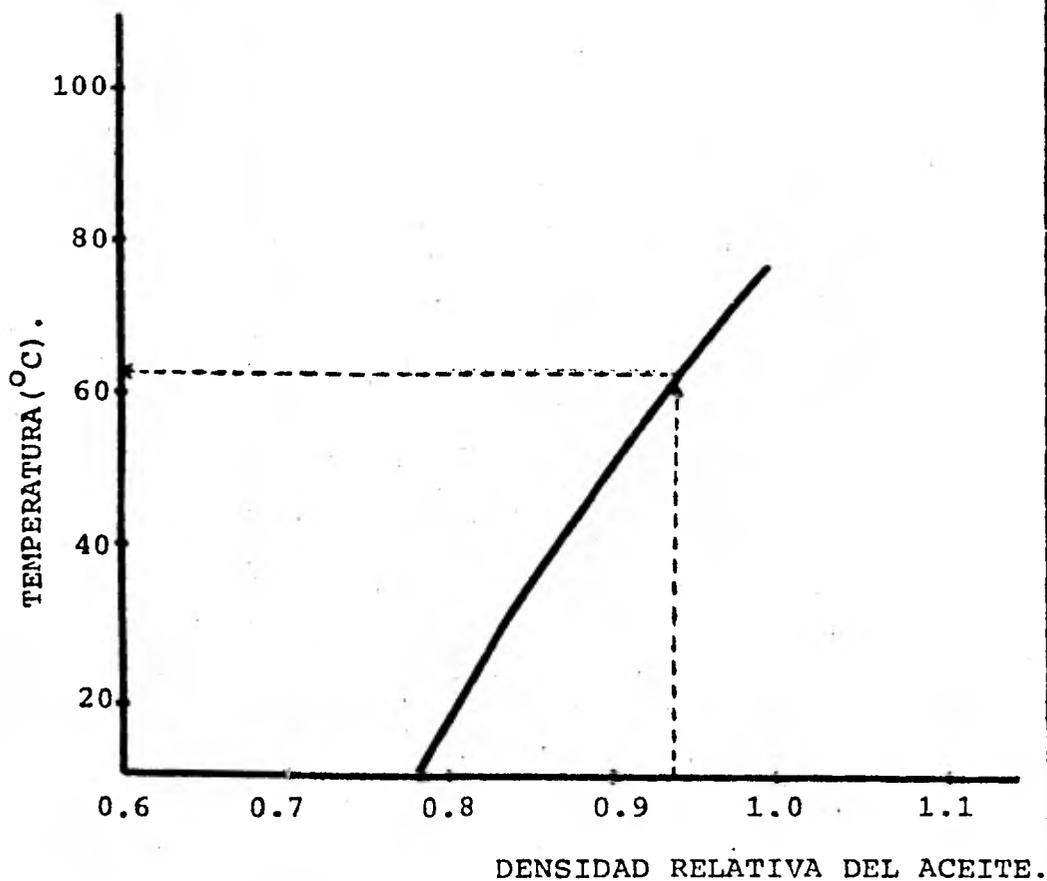


FIGURA N^o 15

Gráfica para determinar la temperatura óptima de deshidratación.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

relativa del crudo, y/o considerando las siguientes recomendaciones generales:

Deshidratadores:

$> 30^{\circ}\text{API}$	$49^{\circ}\text{C} < T < 55^{\circ}\text{C}$
$20 <^{\circ}\text{API} < 30$	$65^{\circ}\text{C} < T < 71^{\circ}\text{C}$
$\leq 20^{\circ}\text{API}$	$\geq 93^{\circ}\text{C}$

Desaladores:

$> 35^{\circ}\text{API}$	$79^{\circ}\text{C} < T < 105^{\circ}\text{C}$
$20 <^{\circ}\text{API} < 35$	$105^{\circ}\text{C} < T < 127^{\circ}\text{C}$
$< 20^{\circ}\text{API}$	$138^{\circ}\text{C} < T < 149^{\circ}\text{C}$

Sin embargo la mínima temperatura para mantener un desalado o deshidratado eficiente depende de la gravedad específica del aceite, la viscosidad y el punto de fusión de la cera (si es crudo parafínico) en el crudo, pero considerando que la temperatura debe ser lo suficientemente adecuada para reducir la viscosidad del crudo y no exceder de la temperatura recomendada (150°C), ya que a esta empieza la hidrólisis de sales, y en consecuencia la corrosión del equipo.

EL pH. Los cambios de pH en la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable, tal como se indica a continuación:

$6 > \text{pH} > 3$	Alta estabilidad de la emulsión.
$10.5 > \text{pH} > 10$	Baja estabilidad de la emulsión.
$\text{pH} = 10.5$	Emulsión inestable.

Teniendo un pH de carácter ácido la emulsión se vuelve más reactiva a la coalescencia, provocando el consumo de más energía, deficiencia en el proceso y aumento de las condiciones de operación. Con la adición de bajas cantidades de Sosa Caústica en el agua de lavado, se eleva el pH a las condiciou

nes adecuadas, ya que a pH alto tiende a reducir la descomposición de las sales.

II.6.4.2 Funcionamiento. A continuación se describe brevemente el funcionamiento de estos equipos, así como se indican algunos de sus componentes (ver figura N^o 16).

La emulsión se reparte a la sección eléctrica mediante un distribuidor soportado por parrillas que la obliga a pasar varias veces a través del campo eléctrico. Este campo está formado por los electrodos que se encuentran soportados por aislamientos verticales, y en ésta sección es donde las gotas coalescen; acumulándose por gravedad en el fondo de tal manera que forman un colchón, y entonces el agua es sacada. Simultáneamente el aceite en su ascenso forma otro colchón, y es extraído por el colector de aceite que está integrado por "Rompedores de Vórtice" en las bocatomas.

El nivel de interfase entre el agua y el aceite es mantenido por el control de nivel (no mostrado en la figura), el cual es actuado por el desplazador de la barra de soporte mediante un flotador tubular sumergido. El desplazador es dirigido por el "Protector del Desplazador"; y éste es diseñado para una determinada tensión en la varilla a temperatura y presión de operación, sumergido con la mitad en el colchón de agua y la otra en el aceite.

La energía eléctrica es suministrada por los transformadores mediante un conductor eléctrico a través de la boquilla sellada con material aislante. Antes de llegar la energía a los electrodos pasa por un resorte contactor y el tensor, siendo la función de éste último la de conducir la corriente y estabilizar estructuralmente a los electrodos.

La figura N^o 16 muestra los internos de un caso típico de tratadores electrostáticos.

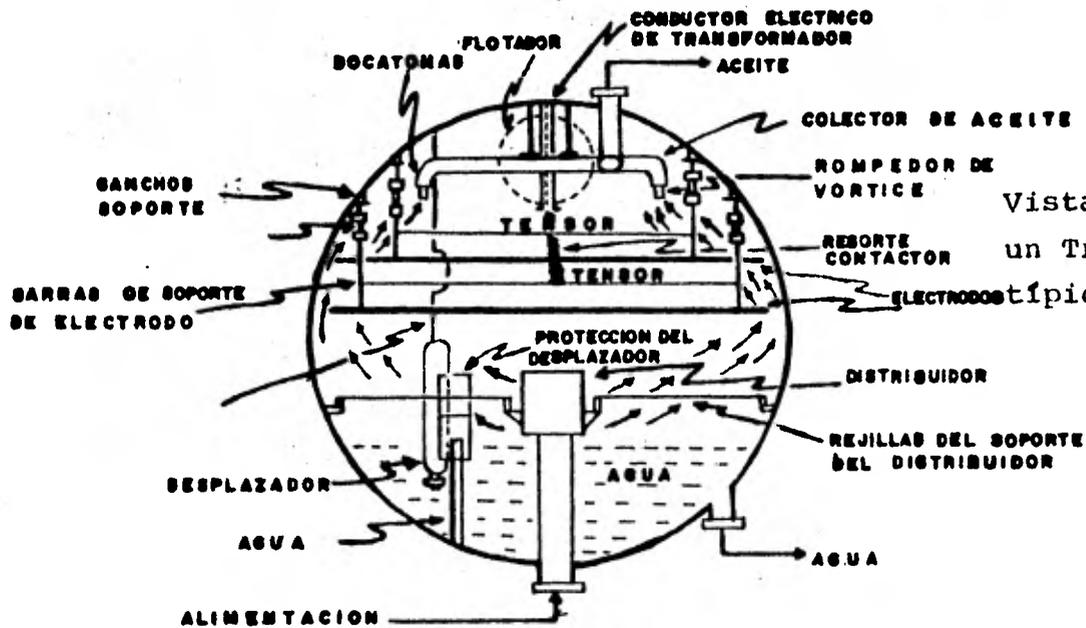
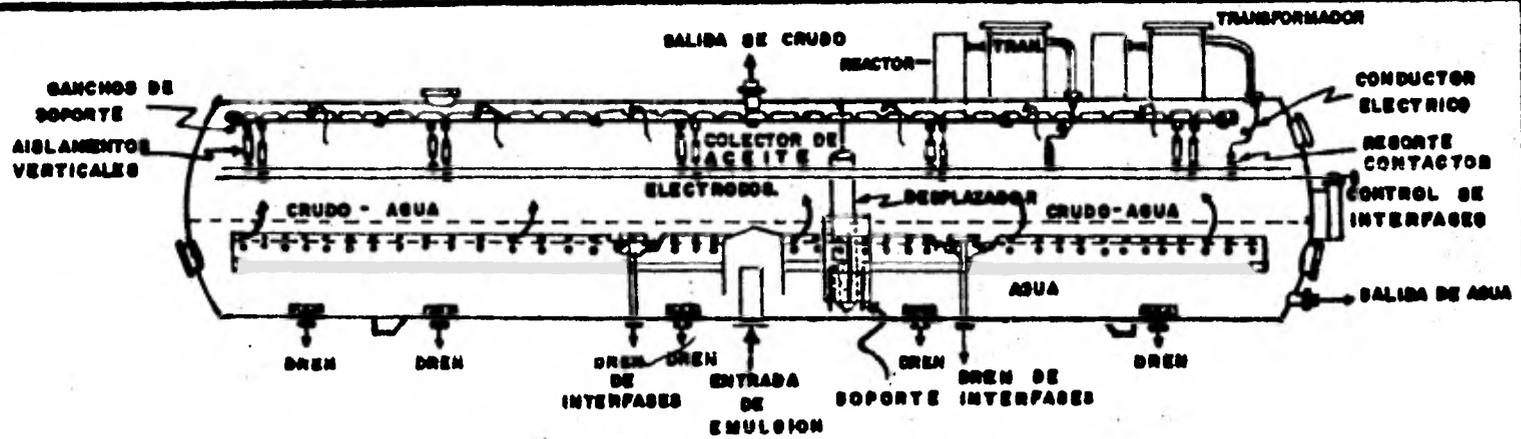


FIGURA N^o 16
 Vista frontal y lateral de
 un Tratador Electrostatico.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

II.6.4.3 Características:

Distribuidores de Emulsión. Su función es repartir adecuadamente la emulsión a través de orificios pequeños localizados arriba y abajo a lo largo del distribuidor (ver figura N^o 16).

Existen dos tipos de distribuidores, los de baja velocidad que pueden ser de tubo perforado o de panel invertido y se encuentran debajo de la sección de los electrodos. El panel invertido (tipo caja igualadora "Box-Like") permite una distribución más uniforme y presenta menos problemas de taponamiento. El otro tipo de distribuidores, de alta velocidad, descargan directamente sobre el campo eléctrico, los volúmenes tratados son mayores, pero disminuye su eficiencia al incrementarse el porcentaje de agua.

El tipo panel invertido es diseñado con perforaciones horizontales a lo largo de las paredes verticales del panel. El distribuidor tiene la caída de presión suficiente para una adecuada distribución del flujo. El crudo entra bajo condiciones bajas de velocidad y este flujo es esencialmente laminar, ya que la turbulencia evitaría el libre asentamiento del agua. Los distribuidores de baja velocidad son recomendados para crudos pesados.

En el caso que se tenga crudo ligero ($> 30^{\circ}$ API) la emulsión aceite-agua se introduce por encima de la interfase; cuando la gravedad sea menor a los 30° API, es recomendado introducir la emulsión un poco debajo de la interfase, y es conveniente equipar el recipiente para distribuir adecuadamente la emulsión y dirigirla hacia los electrodos.

Electródos. La parte más importante de los tratadores electrostáticos es la estructura de los electródos, por medio del cual es aplicado el campo eléctrico a la emulsión.

Los electródos están dispuestos en el recipiente para dar un tiempo máximo en el campo de alto voltaje al ascender el crudo. El tiempo de residencia es maximizado cuando, relativamente sea mantenido un alto nivel de agua para la localización de los electródos.

Existen dos tipos de estructuras de electródos, y normalmente se fabrican de acero al carbón. Uno consiste de varias placas metálicas espaciadas y dispuestas verticalmente, las cuales son usadas en campos producidos por corriente directa (C.D) o de polaridad dual (C.D/C.A). El otro tipo consiste de placas horizontales formadas por varillas espaciadas, las cuales son usadas típicamente en campos producidos por corriente alterna (C.A).

En estos equipos frecuentemente se dispone de dos estructuras de electródos, una inferior y otra superior, que para el caso de recipientes cilíndricos horizontales son rejillas o parrillas.

Electrodo Superior. Está constituido por una rejilla horizontal, usando barras como electródos para formar la estructura y varillas para integrar la rejilla. Se le encuentra localizada generalmente a dos pies arriba del centro de línea (☉) y de 5 a 11 pulgadas arriba del electrodo inferior; aunque el espaciamiento del electrodo inferior puede ser variado según los requerimientos de un crudo en particular o una mezcla de crudos. Normalmente el electrodo superior está fijado a la coraza del recipiente, el cual a su vez está fijado a tierra.

Electrodo Inferior. También es una rejilla horizontal similar al electrodo superior. Está suspendido por materiales aislantes de tal manera que asegure un espaciamiento adecuado entre la pared del recipiente y el electrodo superior, y es energizado por el lado secundario de un transformador.

Por lo general un electródo es energizado, aunque en algunos casos son los dos, y se conecta a tierra el recipiente y el estrato de agua.

El electródo o electrodos pueden ser energizados con voltaje en una o tres fases. Cuando se energizan en una fase la rejilla completa está unida uniformemente para dar un gradiente óptimo de voltaje. En el caso de que se aplica voltaje en tres fases, la rejilla es dividida en tres partes iguales para prover un sistema balanceado. Las figuras N^o 17 y 18 muestran éste arreglo.

El aislamiento eléctrico del recipiente se logra suspendiendo la estructura de los electrodos por material aislante, adheridos a escuadras en la pared del recipiente; manteniendo el aislamiento aún cuando estén sumergidos en crudo húmedo y sucio, y resistiendo las fluctuaciones de voltaje. Los materiales que se han utilizado para éste servicio han sido materiales cerámicos y polímeros lineales, tal como el polipropileno; pero actualmente se usa Teflón sólido 100% virgén (grado eléctrico), cuyas propiedades eléctricas y de superficie son muy adecuadas para éste servicio.

Los tratadores electrostáticos cuyo recipiente es esférico, tienen electrodos con estructuras formadas con anillos concéntricos.

Se fabrican electrodos de baja y alta velocidad; los primeros son utilizados para crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad térmica, y los segundos para crudos pesados de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad térmica.

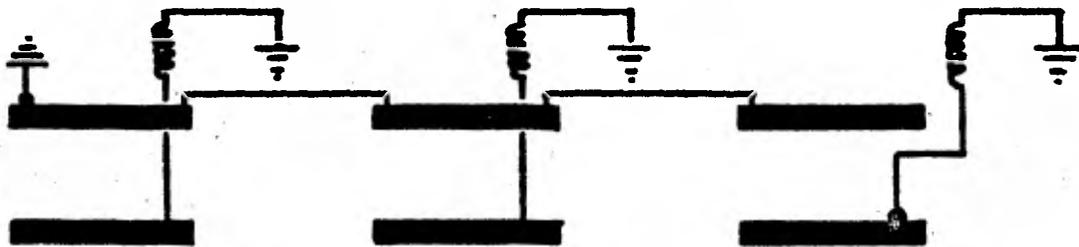


FIGURA N^o 17

Sistéma de electródos de tres fases, cerrado el delta primario secundario.

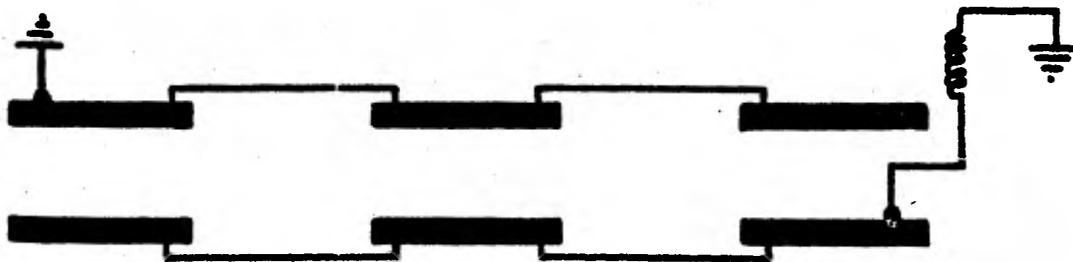


FIGURA N^o 18

Sistéma de electródos de una fase, dos polos primarios y una fase el secundario.

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F 1982

II.6.4 Separación Eléctrica (formación del campo). Los tipos de procesos por separación eléctrica pueden ser de aplicación con corriente directa (C.D), corriente alterna (C.A) y combinación con corriente directa y alterna (C.D/C.A) o polaridad dual.

Las unidades de corriente directa requieren de voltajes mas elevados, no toleran flujos muy grandes de corriente y fluctuaciones de voltaje. Aparte de una fuente de potencia, requieren de rectificadores de alto voltaje por medio de tubos de vacio o rectificadores de estado sólido. Estas mismas características aplican a las unidades que están provistas de polaridad dual, por lo que los hace bastante costosos y por consiguiente son inconvenientes en grandes aplicaciones en los campos de producción.

Las unidades cuyo suministro es a partir de corriente alterna, se emplean: generalmente donde la fase continua es un semiconductor, tal como la emulsión aceite-agua.

Desde el punto de vista técnico la aplicación de C.D tiene dos importantes ventajas. Primero, evita la cataforésis, el derramamiento de liquido a través del cuerpo desde un electródo al otro a lo largo de las intensas líneas de fuerza, las que impiden el rompimiento de las gotas y evitan su formación y coalescencia. Segundo, es la eliminación del peligro de corrosión electrolítica en el equipo.

Por ejemplo, para un caso específico se requirió de 33000 volts de corriente directa y tan solo 13000 de corriente alterna, ambas suministradas por una fuente de potencia.

Las intensidades del campo varían con la aplicación del tipo de corriente, pero normalmente se encuentran entre los 1000 y 5000 volts/pulgada de separación entre los electrodos.

Un incremento en el gradiente eléctrico causará una respuesta mas rápida a la coalescencia, pero el límite de voltaje se encuentra entre los 13000 y 35000 volts, con variaciones que son inversamente proporcionales a la gravedad del

del aceite y a la conductividad eléctrica de la emulsión por tratar.

Las unidades de potencia son transformadores (el abastecimiento de fuerza por corriente alterna tiene variaciones de 5 a 500 KVA de capacidad y emplea transformadores de 5 a 167 KVA de potencia), las cuales suministran el voltaje necesario para los electrodos. Convierten el voltaje de línea, potencial primario o de baja (220-480 volts, una fase y 50-60 Hz), al requerido por el electrodo de carga (potencial secundario o de alta) que varía de 13000 a 35000 volts.

Adicionado al transformador se tiene un "Reactor", el que protege a este de altos amperajes, y controla el voltaje para proveer la fuerza eléctrica de dispersión; además optimiza la diferencia de potencial en el tratamiento de la emulsión.

La carga eléctrica de operación normal es aproximadamente de 8 a 14 KW/100 ft² de área de los electrodos.

Se ha encontrado en la literatura que para 160 ft² de superficie en la cámara de coalescencia se usa un transformador de 25 KV y para 1593 ft² con un volumen de equipo de 5651 ft³ se utiliza uno de 150 KVA de potencia.

II.6.5 Recipientes de los Tratadores Electrostáticos. Es de útil importancia la selección adecuada del recipiente, puesto que debe proporcionar el espacio suficiente para que se efectue el proceso de deshidratación satisfactoriamente.

Existen recipientes cilindricos horizontales, verticales y esféricos; los primeros generalmente son utilizados como deshidratadores, y en los procesos de desalado se han utilizado los tres tipos.

Para los tratadores electrostaticos las dimensiones del recipiente influirán grandemente en el proceso, por lo que se debe proporcionar el tiempo de residencia adecuado (20 a 45 minutos) y así ayudar a que exista una separación satisfactoria del agua que se encuentra emulsionada en el seno del crudo (aceite). La tabla N^o 1 muestra las dimensiones y capacidades diseñadas más comunmente para éste tipo de equipo.

SUMARIO DE LOS EQUIPOS DE DESHIDRATACION ELECTROSTATICA DISEÑADOS.

LOCALIZACIÓN (MEXICO)	CAPACIDAD INSTALADA (BPD)		NUMERO DE UNIDADES	DIMENSIONES D X L (Pc X Pc)
	POR UNIDAD	TOTAL		
CAMPO "AGATA"	9000	18000	2 (DOS ETAPAS)	12 X 32
"LA VENTA"	60000	420000	7	12 X 60
"NANCHITAL"	5000	10000	2 (DOS ETAPAS)	10 X 22
"AGATA"	1500	3000	2	8 X 20
"EL GOLPE"	30000	90000	3	12 X 25
CAMPO "NARANJOS"	12500	12500	1	12 X 30
CAMPO "FAJA DE ORO"	10000	20000	2	12 X 30
"POZA RICA"	24000	48000	2	12 X 40
SAMARIA	60000	600000	10	12 X 60
BAHIA DE CAMPECHE	80403	480418	6	14 X 80
BAHIA DE CAMPECHE	85499	170998	2	14 X 50
DOS BOCAS	110000	1210000	11	14 X 138
DOS BOCAS	12222	110000	9	14 X 138

TABLA N^o 1

II.6.6 Eficiencia, contenido de agua y sales en los deshidratadores. El contenido de sales en el crudo está dado en libras de sal (equivalentes de Cloruro de Sodio) por cada 1000 barriles de crudo (PTB), y el contenido de sales basado en "Sales en agua" es dado en partes por millón (ppm) y el factor de conversión es de 28571.429×10^{-4} PTB de agua.

El crudo debe cumplir con las especificaciones adecuadas para su transportación, exportación o refinación. En la tabla N^o 2 se dan algunas recomendaciones, según el destino que el aceite vaya tener. Aunque el contenido de sal y agua debe reducirse al mínimo posible; se recomienda que sean considerados los valores mencionados en la tabla N^o 2, para evitar el castigo en el precio del crudo en el caso de exportación, evitar caídas de presión excesivas a través de oleoductos con la cantidad adecuada de agua; y enviar el aceite con la cantidad adecuada de sales y agua para su desalado (si es necesario) en la refinería, y minimizar la corrosión en los equipos. Se ha encontrado en la literatura que de 10 a 17 PTB causan problemas de corrosión en los equipos, torres y cambiadores de calor en la destilación primaria.

Algunos autores aseguran eficiencias del 99.9%, pero del 83 al 99% es un intervalo adecuado de eficiencia para éstos equipos.

Uno de los métodos estándar para determinar el contenido de agua en el aceite, y de práctica común en los campos de producción es conocido como B.S & W., o dicho de otra manera sólidos sedimentables y agua (Basic Sediments and Water), el cual se expresa en % en volumen. Es la porción acuosa leída en un tubo, a temperatura de tratamiento, que contiene la muestra de crudo o aceite después de centrifugarse (manual o mecánicamente).

Existen además otros métodos para determinar la cantidad de agua presente en el crudo, como el de Dean Stark (agua total) y el de Karl Fisher, siendo éste último el que se aplica generalmente en las refinerías o complejos petroquímicos.

RECOMENDACIONES SOBRE LAS CARACTERISTICAS DE CRUDO DESHIDRATADO.

		PARA EXPORTACION	PARA REFINACION	MANEJO EN OLEODUCTOS
CONTENIDO DE AGUA.	% EN VOLUMEN (B.S&W.) (3)	0.2	0.2	1.0 MAX.
CONTENIDO DE SALES.	PTB (1)	10 MAX	10	100
	ppm (2)	15000 MAX	15000	28000

-46-

Notas:

- 1) PTB: Libras de sal/1000 Bbl. de aceite.
- 2) ppm: Partes por millón de NaCl equivalentes.
- 3) B.S&W: Sólidos sedimentables y agua.

TABLA N^o 2

II.7 RECOMENDACIONES GENERALES.

En virtud de los equipos anteriormente mencionados, para seleccionar la unidad mas adecuada para la deshidratación o desalado de crudo, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Contenido residual de agua y sal en el crudo tratado.
- Contenido de agua y de sal del crudo a tratamiento.
- Densidad y Viscosidad del crudo.
- Tendencia corrosiva o incrustante del agua emulsificada.
- Conductividad eléctrica del aceite.
- Operabilidad del equipo.
- Inversión inicial.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Valor de rescate.
- Versatilidad de la instalación.
- Tiempo de entrega.
- Tiempo de instalación.
- Eficiencia del equipo.
- Consumo de reactivo desemulsificante.
- Tamaño del recipiente.
- Disposición del agua de desecho.
- Tiempo de proceso (tiempo de residencia).

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

- 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.

- La adición de calor en un sistema de deshidratación es costosa y conviene reducirla o sustituirla por reactivos desemulsificantes, considerando la eficiencia del proceso.

- El empleo de unidades eléctricas en el tratamiento de crudos es el equipo más actualizado, resulta más económico, y es de mayor eficiencia que los métodos convencionales.

- Utilizar deshidratadores electrostáticos cuando se requiere alta eficiencia en tiempos reducidos.

- Usar tratadores electrostáticos en instalaciones de es pacios reducidos, tales como en plataformas maríneas, y se manejen grandes volúmenes de crudo.

- Las unidades de carácter eléctrico presentan escasos problemas de operación, y tienen alto valor de rescate.

- En el proceso de deshidratación es adecuado eliminarle el agua libre al crudo, antes de pasar a calentamiento.

C A P I T U L O

III

CAPITULO III

INGENIERIA BASICA DE 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. Para emitir ésta información se necesita elaborar una serie de documentos en las que intervienen diversas ramas de la Ingeniería, especializadas en Procesos, Transferencia de Calor, Control e Instrumentos principalmente. Las ramas de ingeniería mencionadas y adicionalmente auxiliadas por la Ingeniería especializada en Operación de Plantas, son el soporte de la Ingeniería de Detalle y en consecuencia, del proyecto en sí.

Aunque el contenido y el formato de los documentos emitidos en la etapa de Ingeniería Básica, depende de la política de cada compañía de ingeniería; en esencia y a grandes rasgos, las actividades que se deben efectuar por las diferentes especialidades en ésta etapa, son las siguientes.

Ingeniería de Proceso.

- Elaboración de las Bases de Diseño.
- Análisis y selección del estudio técnico-económico de alternativas.
- Elaboración del esquema del proceso.
- Elaboración de la 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 los Criterios de Diseño de Equipos y del Proceso.
- Cálculo y diseño de los Sistemas de Almacenamiento.
- 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.
- Emisión de Información Complementaria.
- Elaboración de las Hojas de Datos (especificaciones) de los equipos.
- Integración del Libro de Proceso.
- Elaboración preliminar del Diagrama de Localización General de los equipos (Plot Plan).
- Elaboración preliminar de los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI'S).
- Lista de Líneas de Proceso.
- Diseño del Sistema de Desfogue.
- Cálculo de Válvulas.
- Dimensionamiento hidráulico de Bombas y Válvulas.
- Implementación de los Sistemas de Seguridad y Contra--incendio.

Ingeniería de Transferencia de Calor.

- Diseño Termodinámico de las Unidades de Transferencia de Calor.
- Emisión de Hojas de Especificaciones de Equipo.
- Selección y Aplicación de los equipos de transferencia de calor que requiere el proceso.
- Optimización de Sistemas y Esquemas de Intercambio Térmico.

Ingeniería de Control e Instrumentos.

- Elaboración de Índice de Instrumentos.
- Elaboración de 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.

Finalmente, para evitar retrasos (en lo posible) durante el desarrollo del proyecto se requiere de la Administración, Coordinación y Control de las actividades muy rigurosas; así como mantener una comunicación efectiva entre la compañía de ingeniería y la compañía cliente, y un estrecho contacto con los proveedores y fabricantes de equipo.

En el siguiente capítulo se da una introducción al concepto de las actividades mencionadas anteriormente, en el desarrollo de la Ingeniería Básica para un proceso en general, seguida con su respectiva aplicación al Proceso de Deshidratación de Crudo en Plataformas Marinas.

III.1 BASES DE DISEÑO.

En el documento Bases de Diseño 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 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.

Este documento establece los compromisos y garantías entre la compañía de ingeniería y el cliente, al estar en común acuerdo, sobre el contenido de los lineamientos y especificaciones de los requerimientos necesarios para el diseño de la planta.

De acuerdo a lo anteriormente dicho se infiere que, aparte de ser la fuente más importante para el diseño del proceso, y de la planta en sí; es un documento que puede servir desde el punto de vista legal.

La información requerida del documento Bases de Diseño para el proceso de deshidratación de crudo típico marino, se encuentra a continuación,

BASES DE DISEÑO.

Planta: Plataforma de Deshidratación de Crudo Típico Marino.

Localización: Sonda de Campeche, México.

1.0 Generalidades.

1.1 Función de la Planta.

La Planta tendrá como función deshidratar el petróleo crudo procedente de una plataforma de separación Gas-Aceite-agua, donde se le ha preestabilizado y eliminado el agua libre. El crudo provendrá del campo Cantarell en la Sonda de Campeche. El proceso de deshidratación será efectuado con el fin de obtener un producto con especificaciones adecuadas para su transporte en oleoducto.

1.2 Tipo de Proceso.

El proceso consiste en calentar la mezcla aceite-agua (crudo húmedo) a la temperatura óptima de operación de la deshidratadora. La eliminación de agua se efectuará en deshidratadoras electrostáticas. El crudo deshidratado será enfriado para enviarse a través de oleoducto a la costa, y el agua aceitosa se enviará a tratamiento fuera de límites de batería.

2.0 Capacidad y Rendimiento.

2.1 Factor de servicio.

La planta se diseñará para operar los 365 días al año.

2.2 Capacidad.

2.2.1 Diseño. La planta se diseñará para producir 200,000 BPD de crudo deshidratado tipo Akal @ 15.6°C, a partir de una alimentación al sistema con un máximo de agua de 28,776 BPD (12.5% en volumen) @ 15.6°C.

2.2.2 Normal. La capacidad normal será igual a la de diseño.

2.2.3 Mínima. La capacidad mínima será la de operación normal de uno de los trenes de separación.

2.3 Flexibilidad.

2.3.1 La planta será diseñada para procesar la mezcla Aceite-Agua del crudo pesado marino tipo "Akai", cuando se implante el sistema de Recuperación Secundaria (inyección de agua) en el campo Cantarell, de la Sonda de Campeche. El crudo deshidratado se enviará por oleoducto a tierra.

2.3.2 No se prevén fallas de energía eléctrica, ya que la planta contará con dos generadores accionados por turbinas de gas. Uno de ellos en operación y otro de relevo.

2.3.3 No se prevén fallas por aire de Instrumentos, puesto que se contará con un sistema autónomo de compresión de aire

2.3.4 No se prevén aumentos de capacidad, ya que las actuales plantas en plataformas marinas son de 200,000 BPD.

3.0 Especificaciones de las alimentaciones.

Componentes.	Crudo Pesado tipo Akai	
	Base seca. %Mol	Base húmeda. %Mol
Agua	0.000	72.417
Acido Sulfhídrico.	0.109	0.030
Bióxido de Carbono.	0.082	0.023
Nitrógeno.	0.006	0.002
Metano.	0.660	0.182
Etano.	0.678	0.187
Propano.	1.370	0.378

Crudo Pesado tipo Akal.

Base seca. Base húmeda.

	%Mol	%Mol
I-Butano	0.445	0.123
N-Butano	1.790	0.494
I-Pentano	1.022	0.282
N-Pentano	1.260	0.347
N-Hexáno	5.260	1.451
Heptanos	4.799	1.324
Octanos	6.933	1.912
Nonanos	6.822	1.882
Decanos	6.453	1.780
Undecanos	62.311	17.187

°API 22.434

P.M. 95.974

Contenido de

sal. 12.25 Kg/1000 Bbl de aceite (27 PTB)

Flujo BPD

15.6°C. 227,774

Kg Mol/Hr. 14,599

Contenido de

agua. 12.5% en vol.

El crudo alimentado contendrá el tipo de desemulsificante y su dosificación requerida.

4.0 Especificaciones de los productos.

4.1 Crudo deshidratado.

Contenido máximo de agua: 0.5% en Volúmen.

Contenido máximo de sal : 4.5 Kg./1000 Bbl. de aceite.
(10 PTB).

5.0 Condiciones de las alimentaciones en Límite de Bateria.

Origen: Planta de separación Gas-Aceite-Agua.

Alimentación: Hidrocarburo-Agua (Crudo húmedo).

Estado Físico: Líquido-Líquido.

Presión (Kg./Cm² manométricas.): Máxima: 8.8

Normal: 7.4

Mínima: 7.4

Temperatura (°C): Máxima: 100

Normal: 64

Mínima: 64

Forma de Recibo: Por tubería.

6.0 Condiciones de los productos en Límite de Bateria.

Destino: Plataforma de enlace de crudo.

Producto: Crudo deshidratado.

Estado Físico: Líquido.

Presión (Kg./Cm² man.) Máxima: 88.4

Normal: 73.7

Mínima: 63.0

Temperatura (°C) : Máxima: 100

Normal: 66

Mínima: 66

7.0 Eliminación de Desechos.

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

8.0 Instalaciones Requeridas de Almacenamiento.

8.1 Alimentación: No se contará con almacenamiento de crudo húmedo.

8.2 Productos: No se contará con almacenamiento de crudo deshidratado.

8.3 Servicios. Se contará con almacenamiento de diesel y agua potable.

9.0 Servicios Auxiliares.

9.1 Agua de enfriamiento. Se utilizará agua de mar, para el sistema de enfriamiento. El agua será clorada, y filtrada en la succión de las bombas.

9.1.1 Condiciones de suministro.

Presión: 2.8 Kg./Cm² man.

Temperatura: 30°C.

9.1.2 Condiciones de retorno.

Presión: 2.1 Kg./Cm² man.

Temperatura: 35°C máx.

9.2 Agua Potable.

Será generada por una planta potabilizadora.

9.3 Agua de Servicios y Usos Sanitarios.

Este servicio será obtenido de la planta potabilizadora.

9.4 Agua de proceso.

No se requiere.

9.5 Agua contra incendio.

El agua necesaria para abastecer el sistema contra incendio será tomada del mar, previa filtración y clorado.

Presión de suministro: 8.8 Kg./Cm² man.

Temperatura de suministro: 30°C.

Disponibilidad: Ilimitada.

9.6 Aire de instrumentos y de planta.

Se contará con un sistema general que será suministrado por dos compresores accionados por motor eléctrico, uno de ellos estará en operación y el otro de relevo. Este aire se rá filtrado y secado posteriormente, para enviarse a la red de aire de instrumentos.

El paquete de secado contará con dos recipientes de desecate para trabajar en forma continua.

Presión del sistema: 8.8 Kg./Cm². man.

Punto de Rocío : -40°C

Impurezas (Fierro, aceite, etc.) : Libre de impurezas.

9.7 Combustible.

9.7.1 Gas. Se utilizará Gas Combustible Dulce para turbinas, el cuál procederá de una planta de endulzamiento.

Caractrísticas:

Componente	Composición (%Mol).
Bióxido de Carbono.	0.100
Agua.	0.225
Nitrógeno.	2.071
Metano.	62.388
Etano.	17.004
Propano.	11.208
I-Butano.	1.314
N-Butano.	3.681
I-Pentano.	0.659
N-Pentano.	0.587
Hexano(+).	0.763

Peso Molecular: 25.110

Contaminantes : H₂S (4ppm).

Poder Calorífico: 1328 BTU/Ft³.

Presión disponible: 83 Kg/Cm² (1180 Psig).

9.7.2 Líquido. El combustible líquido será Diesel el cual será traído de la costa.

Características:

Viscosidad,SSU 37.8°C	33-45
Peso específico:	0.8
Poder calorífico bajo,BTU/lb:	18000
Presión de suministro,Kg/Cm ² man:	1.0
Temperatura de suministro,°C:	29
Disponibilidad:	La requerida.

Se dispondrá de almacenamiento y centrifugación de Diesel.

9.8 Energía Eléctrica.

Será suministrada por dos generadores accionados por turbinas de gas,uno estará en operación y el otro de relevo.

Características del sistema;

Tensión	480 volts.
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hertz.
Factor potencia mínimo	0.85 mínimo.
Material del conductor	Cobre electrolítico.
Aislamiento del conductor	THWN.
Material del dúcto de transporte	Acero galvanizado cubierto con PVC.

9.9 Sistema de calentamiento.

Se usará aceite de calentamiento DOW-THERM "G-40".

Características:

Composición: Mezcla de compuestos Di y Tri-Aril-Eter.

Color: Líquido café o ambar.

Punto de cristalización: Abajo de 4.5°C (40°F).

Temperatura de autoignición: Arriba de 554.5°C (1030°F)

Peso molecular medio: 215

Intervalo de temperatura de trabajo: -11°C a 343°C (12 a 650°F)

Punto de ebullición: 301.5°C (575°F).

Constantes Pseudocríticas: $T_c = 549^\circ\text{C}$ (1020°F), $P_c = 26$ atm.

$V_c = 0.0030$ m³/Kg: (0.0485 Ft³/lb).

Nota: Este servicio será suministrado a presión y temperatura en límite de batería.

9.10 Desfogue.

Se interconectará con el cabezal de desfogue de las otras plantas.

10.0 Sistema de Seguridad.

Se tendrán sistemas de detección de fuego, gas combustible y Acido Sulfhídrico.

11.0 Condiciones Climatológicas.

11.1 Temperatura.

Mínima extrema:	20°C
Mínima promedio:	38°C

11.2 Precipitación pluvial.

Horaria máxima: 88 mm.

11.3 Vientos.

Vientos dominantes:	Este a Oeste.
Vientos Predominantes:	Sureste a Noroeste.
Vientos Fuertes:	Norte a Sur y Noreste a Suroeste.
Velocidad media:	52 Km/Hr.
Velocidad máxima:	290 Km/Hr.

11.4 Húmedad.

Máxima:	100%
Mínima:	82.7%

11.5 Atmósfera.

Presión Atmosférica:	760 mm. de Hg.
Atmósfera corrosiva:	Sí.

III.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.

El Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) es un documento fundamental en la Ingeniería Básica de un proceso, que consiste en una representación gráfica y objetiva de la información más relevante del mismo. El documento está diseñado para proporcionar información a las distintas especialidades de ingeniería (Básica y de Detalle), Ingenieros de Proyecto, funcionarios de la compañía de Ingeniería y la compañía cliente, personal de operación de la planta, etc. Dicha información consiste en indicar entradas y salidas de materia y energía, características básicas del equipo y los controles principales, de la manera mas clara y sencilla.

Aunque el contenido del DEP depende de la política de la compañía de Ingeniería que lo emite, su contenido típico es el siguiente:

1) Identificación del proyecto y de la planta o sección representada, localización de la planta, edición del diagrama y firmas de aprobación interna de la compañía que lo emite y de la compañía cliente.

2) Representación esquemática de los equipos de proceso, de las corrientes principales que los unen, indicando la dirección del flujo mediante flechas. Es adecuado representar los equipos de izquierda a derecha de acuerdo a su aparición en el proceso.

3) Procedencia de la alimentación y destino del producto del proceso, mostrados en recuadros en la parte inferior o la teral del esquema, de donde parten o llegan las líneas correspondientes. En éstos recuadros debe indicarse la procedencia o destino físico como clave del diagrama (equipo sección o planta) de donde proviene o se dirige la corriente.

4) Balance de materia y energía, indicando para las alimentaciones, productos y corrientes principales del proceso; el flujo, composición, propiedades básicas, y condiciones de temperatura y presión.

5) Características básicas del proceso, indicando para cada equipo la clave, el nombre del servicio, el número de unidades y las dimensiones básicas.

6) Representación esquemática de los controles básicos del proceso.

7) Condiciones de operación en los puntos principales del proceso.

8) Identificación de los servicios auxiliares utilizados en los distintos equipos del proceso.

El requerimiento principal del DFP es que la información contenida antes mencionada se presente en la forma más clara y completa, 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.

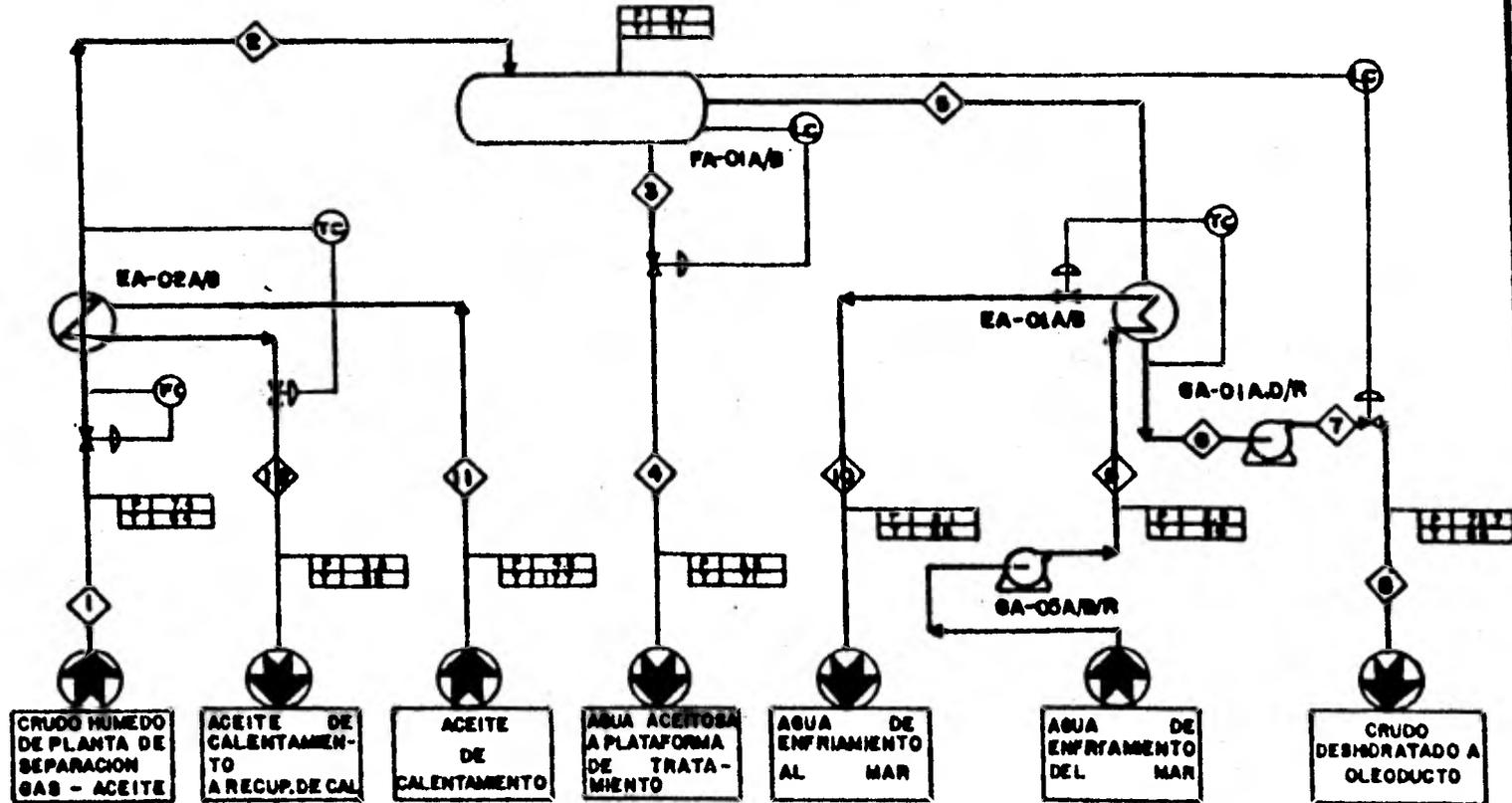
Dado el carácter dinámico del desarrollo de los proyectos, es necesario que el DFP sea emitido en las ediciones: Preliminar, aprobado para diseño y aprobado para construcción.

El DFP para el proceso de deshidratación de crudo mostrado a continuación se "emite" en forma preliminar.

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
EA-01 A/B	ENFRIADOR DE CRUDO DESHIDRATADO	2958 MK CAL/HR
EA-02 A/B	PRECALENTADOR DE CRUDO HUMEDO	5300 MK CAL/HR
FA-01 A/B	DESHIDRATADOR DE CRUDO	4287mmDi x 1982mm T-T
GA-01 A,D/R	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	6877.5LPM; AP=82.4Kg/cm ²
GA-05A/B/R	BOMBA DE AGUA DE MAR	9848.5LPM; AP=7.0 Kg/cm ²



-53-

U.N.E.P.		
U.S.S.R.	P.A.C.	MEXICO
INDIA	CHINA	D.F. 1982
CANADA		

BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

CORRIENTE %MOL COMPONENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AGUA	72.417	72.417 (1)	100	100	8.388 (2)	8.388	8.388	8.388	100	100	—	—
ACIDO SULFURICO	0.030	0.030	—	—	0.100	0.100	0.100	0.100	—	—	—	—
BIOXIDO DE CARBONO	0.023	0.023	—	—	0.078	0.078	0.078	0.078	—	—	—	—
NITROGENO	0.002	0.002	—	—	0.008	0.008	0.008	0.008	—	—	—	—
METANO	0.182	0.182	—	—	0.604	0.604	0.604	0.604	—	—	—	—
ETANO	0.187	0.187	—	—	0.621	0.621	0.621	0.621	—	—	—	—
PROPANO	0.378	0.378	—	—	1.288	1.288	1.288	1.288	—	—	—	—
I. BUTANO	0.123	0.123	—	—	0.408	0.408	0.408	0.408	—	—	—	—
N. BUTANO	0.494	0.494	—	—	1.640	1.640	1.640	1.640	—	—	—	—
I. PENTANO	0.262	0.262	—	—	0.938	0.938	0.938	0.938	—	—	—	—
N. PENTANO	0.347	0.347	—	—	1.184	1.184	1.184	1.184	—	—	—	—
C ₆ (+)	25.838	25.838	—	—	84.808	84.808	84.808	84.808	—	—	—	—
DOW THERM G	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	100	100
FLUJO KgMOL/Hr	14.898	14.898	10203	10203	4398	4398	4398	4398	32815	32815	701	701
FLUJO Kg/Hr	140119	140118	183817	183817	1217301	1217301	1217301	1217301	881002	881002	180778	180778
PESO MOLECULARMED	98.97	98.97	18.01	18.01	278.92	278.92	278.92	278.92	18.01	18.0	218	218
DENSIDAD RELATIVA	0.93	0.93	1.00	1.00	0.92	0.92	0.92	0.92	1.00	1.00	0.984	1.048
BPD@ 15.6°C y 1 ATM	227774	227774	27774	27774	200000	200000	200000	200000	—	—	—	—
PRESION Kg/cm ² man	7.4	8.7	8.7	8.8	8.7	8.9	78.3	73.7	2.8	2.1	4.8	3.8
TEMPERATURA, °C	84	71	71	71	71	88	88	88	30	38	177	88
DENSIDAD A P y T g/cm ³	0.908	0.908	0.977	0.977	0.992	0.994	0.984	0.994	0.892	0.894	0.984	1.048

-19-

III.3 DESCRIPCION DEL PROCESO.

En términos generales éste documento tiene como finalidad permitir un conocimiento de las características fundamentales del proceso para facilitar la interpretación de los diagramas de flujo correspondientes. Debido a que durante el desarrollo de un proyecto en el que se involucra la Ingeniería Básica y de Detalle, participan profesionales de las diversas ramas de la ingeniería, como son: Químicos, electricistas, mecánicos, civiles, petroleros, etc. y aún otro tipo de profesionales; esta situación trae como consecuencia que siendo el DFP, el documento en que se plasma la ingeniería conceptual del proyecto, se requiera de un documento adicional (descripción del proceso) que ayude a su interpretación, y de esta manera los especialistas que lo utilicen logren un total entendimiento del mismo.

En el contenido básico del documento deberá incluirse la información del proceso que sea relevante, haciendo hincapié en aquella que se refiera a características y condiciones de operación de los equipos, así como los aspectos que se consideren de utilidad para anticiparse a posibles problemas operacionales.

Por otra parte, es recomendable que la información incluida en este documento deba permitir un conocimiento de las características del proceso, sin que sea indispensable el recurrir al diagrama correspondiente.

En este documento es conveniente efectuar los siguientes lineamientos generales:

- 1) Secuencia. Es adecuado conservar durante el desarrollo de la descripción del proceso, la secuencia normal del flujo de las corrientes señaladas en el diagrama.

2) Denominación de equipos. El nombre que se utilice para los equipos involucrados deberá coincidir totalmente con la nomenclatura incluida en la lista de equipo. Así mismo, las características de los equipos, señaladas en la descripción del proceso, deberán estar acordes a las mostradas en la lista de equipo correspondiente.

3) Información principal. Al iniciar la elaboración del documento es recomendable mostrar una introducción que incluya los elementos principales como son: Función de la planta, capacidad, número de secciones que conforman el proceso global, alimentaciones y productos (señalando procedencias y destinos), etc.

4) Desarrollo de la descripción. Cada una de las secciones que integran el proceso deberá desarrollarse independientemente, pero indicando claramente la interrelación que existe entre ellos.

En general se puede decir que se deberá señalar para cada una de las corrientes sus características principales, como son presión, temperatura y principales componentes, cuando así se requiera. Por otra parte, para los equipos es conveniente indicar su nombre completo y clave.

Basandose en todo lo anteriormente dicho a continuación se presenta la descripción del proceso de la planta de deshidratación de crudo.

DESCRIPCION DEL PROCESO DE DESHIDRATAACION DE CRUDO.

La función principal de la planta es la de obtener una producción de 200000 BPD de crudo deshidratado, para enviarse a la costa con un 0.5% en volúmen de agua y 4.5 Kg de sal/1000 barriles de crudo.

El crudo húmedo procedente de la planta de separación gas-aceite se recibe a una presión de 7.4 Kg/cm^2 (105 Psig) y una temperatura de 64°C (147°F), en un cabezal que distribuye a dos trenes de separación, cada uno con una capacidad de producción de 100000 BPD de crudo deshidratado.

La alimentación a cada tren es enviada por medio de controladores de flujo a los deshidratadores de crudo (FA-01A/B) de tipo electrostático, que operan a 6.7 Kg/cm^2 (95 Psig) y 71°C (160°F).

Para lograr la temperatura de operación de los deshidratadores de crudo (FA-01A/B), el crudo húmedo es pasado por los precalentadores de crudo (EA-02A/B); cuyo medio de calentamiento es aceite (DOW-THERM "G-40") que se suministra en límites de batería a 4.5 Kg/cm^2 (64 Psig) de presión y 177°C (350°F) de temperatura. El flujo de aceite de calentamiento pasa a través de los precalentadores de crudo (EA-02A/B) a control de temperatura.

En los deshidratadores de crudo (FA-01A/B), por el efecto del campo eléctrico producido internamente, el agua y el crudo se separan formando dos fases, una para el agua y otra para el aceite (crudo deshidratado). El crudo deshidratado es extraído a control de nivel por las bombas de transferencia de crudo (GA-01A, D/R), previa disminución de la temperatura en los enfriadores de crudo (EA-01A/B); los cuales utilizan agua de mar como medio de enfriamiento, y que es suministrado (a control de temperatura a la salida de éstos) por las

bombas de agua de mar, a una presión de 2.8 Kg/cm^2 (40 Psig). El flujo de agua suministrado por las bombas de agua de mar GA-05A/B/R a los enfriadores de crudo (EA-01A/B), entra a una temperatura de 30°C (86°F) y se retorna al mar a 35°C (95°F).

El crudo deshidratado procedente de las bombas de transferencia de crudo (GA-01A,D/R), se entrega en límites de batería a una presión de 73.7 Kg/cm^2 (1048 Psig) y una temperatura de 66°C (151°F); de donde se pasa a través de la plataforma de enlace de crudo, y después se le envía a la costa por medio de oleoducto.

El flujo de agua aceitosa de los deshidratadores de crudo (FA-01A/B), se envía a control de nivel a la planta de tratamiento de aguas aceitosas a una presión de 3.5 Kg/cm^2 (50 Psig), localizada en la misma plataforma de producción.

III.4 FILOSOFIAS BASICAS DE OPERACION.

El documento Filosofías Básicas de Operación es otro de los documentos importantes dentro de la ingeniería básica de un proyecto, ya que contempla los factores controlantes del proceso. Un contenido típico de este documento es el siguiente:

1.0 Variables de operación y control del proceso.

Se describe el efecto de las variables (presiones, flujos, temperaturas, niveles, relaciones de reflujo, etc.), condiciones básicas del proceso y de los equipos principales, de acuerdo al diagrama de flujo de proceso (DFP).

2.0 Operaciones anormales.

Contempla los efectos que se pueden tener en la operación de la planta, al salir un equipo dado fuera de servicio por algún motivo; la acción correctiva que sería necesario adoptar por este efecto, y las condiciones de la planta al prescindir de algún servicio o equipo. Para contemplar todo lo anteriormente dicho, se requiere del uso del documento Bases de Diseño, entre otros.

3.0 Procedimientos de operación especial.

En esta parte se visualiza la descripción de aquellos sistemas, secciones o equipos que sea necesario llevar a cabo en forma cíclica o intermitente, y que por lo general no se representa en el DFP.

4.0 Requerimientos de control analítico.

Describe las recomendaciones de los métodos analíticos mas adecuados, para el control de las especificaciones de productos y alimentaciones de la planta.

Para métodos analíticos poco conocidos por el cliente deben de describirse completamente, aunque en algunos casos se hace referencia al manual del fabricante del equipo para fines de calibración o métodos analíticos de caracter especial.

Enseguida se presentan las Filosofías Básicas de operación consideradas para el proceso en desarrollo.

FILOSOFIAS BASICAS DE OPEPACION DEL PROCESO DE DESHIDRACION DE CRUDO.

La planta de deshidratación de crudo tendrá como función principal deshidratar el crudo procedente del área de Cantarell, en la Sonda de Campeche; para enviarlo a través de oleoducto a la costa para su procesamiento, con un 0.5% en volumen de agua y 4.5 Kg de sal/1000 barriles de crudo.

En este documento se contemplan los siguientes puntos: Variables de operación y control del proceso, requerimientos de control analítico y operaciones anormales.

1.0 Variables de operación y control del proceso.

Flujo: El crudo húmedo proveniente de la planta de separación gas-aceite a través de la plataforma de enlace, es distribuido (dentro de límites de batería) a cada tren de separación mediante controladores de flujo en la línea de alimentación respectiva.

Los flujos con que operará la línea de cada tren de separación es de 113887 BPD 15.6°C de crudo pesado tipo marino.

Es de vital importancia mantener un flujo constante de alimentación a los deshidratadores, ya que normalmente operan llenos.

Nivel: El nivel de los deshidratadores de crudo se mantendrá por controladores de nivel, tanto para el agua como el aceite. El control de nivel para el aceite está situado a la descarga de las bombas de transferencia; y para el agua en la línea cuyo flujo va a la planta de separación de aguas aceitosas.

Temperatura: La temperatura requerida en los deshidratadores de crudo se mantiene por control de temperatura, en la línea de suministro de aceite de calentamiento a los precalentadores de crudo húmedo.

La temperatura del crudo deshidratado a la salida de los enfriadores de crudo, es mantenida a control de temperatura sobre la línea de descarga del medio enfriante (agua de mar).

Presión: La presión en los deshidratadores de crudo se mantendrá indirectamente por la válvula controladora de flujo en la línea de alimentación a cada tren de separación del proceso.

2.0 Requerimientos de control analítico.

Las corrientes de alimentación y producto deberán ser analizadas para tener un control de la carga y descarga de la deshidratadora.

Características:

Alimentación (crudo húmedo).

Contenido de sal: 12.25 Kg/1000 barriles de crudo (27PTB).

Contenido de agua: 12.5% en volumen.

Producto (Crudo deshidratado).

Contenido de sal: 4.5 Kg/1000 barriles de crudo (10 PTB).

Contenido de agua: 0.5% en volumen.

Determinación del contenido de sal. El contenido de sal puede ser determinado por el método A-22-40 de Universal Oil Products (U.O.P) o su equivalente en otras especificaciones. Se recomienda efectuar este análisis con la frecuencia necesaria para evitar mala operación e ineficiencia en los equipos, en particular el deshidratador electrostático; así como cada que se presente variación en el contenido de agua tanto en la alimentación como en el producto.

Determinación del contenido de agua. El contenido de agua en el crudo puede ser determinado por el método B.S&W, Dean Stark, Karl Fisher, o su equivalente en otras especificaciones. Se recomienda llevar a cabo esta determinación con la frecuencia necesaria; ya que para el crudo deshidratado se acepta hasta un 1.0% en volumen de agua, se ha determinado que el 0.5% en volumen es el más óptimo para disminuir la caída de presión en oleoductos por la natural rugosidad de la tubería.

3.0 Operaciones anormales.

En el caso de que alguno de los equipos involucrados en el proceso se tenga que sacar fuera de servicio, ya sea por reparación o mantenimiento, se operara solamente uno de los trenes de separación a una capacidad de 100000 BPD. Mientras se controla esta irregularidad el flujo restante se recirculará al cabezal de distribución de la carga a la planta. Esta operación anormal se corregirá por reguladores de flujo en la línea de alimentación, localizada antes del cabezal de distribución a los trenes de separación.

No se preveen paros por falla de bombas, ya que se cuentan con relevos.

A bajo nivel de aceite (crudo deshidratado) en el deshidratador electrostático se parará automáticamente, ya que se cuenta con interruptores por bajo nivel en el equipo. Esto trae como consecuencia que salga de operación el tren que involucra el desperfecto.

III.5 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO DEL PROCESO.

La finalidad de este documento es la de establecer e informar sobre la aplicación de todos aquellos criterios que deben ser considerados en el diseño de la planta, en lo que concierne al proceso.

Existen ciertos criterios de diseño que son considerados como prácticas usuales para el diseño de equipos, y por consiguiente vienen implícitos en cálculos, hojas de especificaciones, etc. por esta razón no se incluyen en este documento.

Los criterios del proceso, para lograr su objetivo normalmente son integrados por tres aspectos fundamentales:

- Criterios básicos de diseño del proceso.
- Criterios de diseño de los equipos.
- Criterios generales.

El conjunto de estos aspectos permite establecer los lineamientos generales y específicos en que el diseñador se fundamenta para desarrollar la ingeniería básica y aún de detalle.

Los criterios de diseño de los equipos tienen a su vez, la finalidad de establecer los lineamientos fundamentales que servirán de base al diseñador, para la especificación, diseño, compra y operación de los mismos.

Habiendo establecido lo anterior, los criterios del proceso deben mencionar los lineamientos básicos, derivados de los requerimientos específicos que se indican en las Bases de Diseño de la planta.

Enseguida se establecen los criterios de diseño del proceso requeridos para el diseño de la planta en cuestión.

CRITERIOS DE DISEÑO.

PROCESO. La planta de deshidratación de crudo consistirá de dos trenes de separación con capacidad de 100 MBPD de crudo deshidratado cada uno.

Se tendrá la flexibilidad de operar con un solo tren, en caso de falla de alguno de los equipos involucrados en el proceso.

La alimentación procederá de una planta de separación Gas-Aceite-Agua, en donde a la corriente de crudo procedente de los pozos de producción del área de Cantarell, se le elimina el agua libre y el gas (Preestabilización); con el fin de evitar vaporizaciones en la deshidratadora, y un alto consumo de calor en los precalentadores de crudo por el agua libre presente.

El crudo de alimentación es del tipo pesado marino.

El proceso será desarrollado mediante un precalentamiento de la emulsión, eliminación del agua emulsionada en deshidratadores electrostáticos, y posterior enfriamiento del crudo deshidratado.

El crudo húmedo (emulsión) se calentará a 160°F , que es la temperatura óptima de deshidratación, de acuerdo a las recomendaciones para este tipo de equipos (Figura N^o 15).

El crudo deshidratado se enviará a una presión de 73.7 Kg/Cm² (1048 Psig), 66°C (151°F) de temperatura, 4.5 Kg de sal/1000 barriles de crudo (10 PTB), y 0.5 % en volumen de contenido de agua en el crudo en límite de batería. Estas condiciones son las adecuadas para enviarse al oleoducto rumbo a la costa.

EQUIPO.

1.0 Pre calentadores de crudo. Se utilizarán cambiadores de calor de tubos y envolvente, ya que son los más recomendados por las siguientes razones:

- Se dispone de una área de transferencia de calor mayor a los 350 Ft². Por ésta característica se recomienda como alternativa utilizar cambiadores de doble tubo o espiral, pero esto implicaría el usar varias unidades.

- Se dispone de condiciones de presión y temperatura relativamente bajas.

- Mayor seguridad y menor mantenimiento, ya que por la carga térmica (21.4 MMBTU/Hr.) se requeriría un calentador a fuego directo, lo cual no es muy conveniente en plataformas.

Se diseñará en forma preliminar, como cambiador de calor tipo AES para tener facilidad de mantenimiento. Equipo con cabezal flotante de anillo dividido con canal y cubierta re mo bi le.

El medio de calentamiento más eficaz para éste 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:

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

Dentro de los aceites más comunes disponibles en el mercado, se optó por el DOW-THERM "G-40" debido a que presenta presión de vapor moderada a la temperatura máxima de trabajo (343°C), lo cual asegura manejarlo en estado líquido; rela-

tivamente buena estabilidad, y propiedades físicas bastante adecuadas para la transferencia de calor. La experiencia en el campo ha enfatizado su uso.

Es necesario mencionar que el aceite será suministrado en límites de batería.

2.0 Enfriadores de crudo. Se utilizarán unidades de tubos y envolvente tipo AES, por las razones antes mencionadas. 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 Cantarell, y se retornará a 35°C como máximo para evitar la contaminación térmica del mar.

3.0 Deshidratador de crudo. Se incorporará al proceso deshidratadores electrotáticos, por tener las siguientes ventajas sobre los equipos tradicionales:

- Tiempo relativamente bajo en su instalación.
- Alta eficiencia en la deshidratación (separación Aceite - Agua).
- Tiempos de residencia del aceite mínimos.
- Alto valor de rescate.
- Elevada capacidad de tratamiento.
- Flexibilidad en el equipo.
- Mínimos problemas de operación y mantenimiento.
- El espacio requerido para su instalación es mínimo.

Se utilizarán dos unidades por las razones ya descritas.

Las características serán confirmadas por el proveedor, al cerrar el concurso de cotizaciones.

4.0 Potabilizadoras de agua de mar. Los sistemas de potabilización de agua marina más comunes son: Osmosis Inversa, Evaporación y Termocompresión.

El sistema a utilizar será el de Osmosis Inversa, porque comparado con los sistemas antes mencionados, tiene las siguientes ventajas:

- Mínimo mantenimiento y fácil operación.
- El area requerida es mínima.
- Aproximadamente consumen una cuarta parte de energia respecto a las otras.
- Operan a temperatura ambiente.
- Mínima mano de obra por mantenimiento una vez arrancada.
- Limpieza de la unidad, sencilla y económica.
- Costo unitario menor que el de termocompresión (aproximadamente 300% más caro).
- Sólo se requiere que se tenga sumo cuidado con los permeadores, para mantener constante la producción con que fué diseñado.

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 fluctuan entre los 5000 y 11500 GPD (Galones por día), aunque actualmente se dispone de mayores y menores capacidades de éste intervalo, dependiendo de las necesidades y del proveedor de éstos equipos.

5.0 Bombas de transferencia de crudo. Para cumplir con la producción requerida de 200000 BPD de crudo deshidratado se usarán 5 bombas centrífugas* de 5677.5 LPM(1500 GPM) de capacidad, 4 en operación y una de relevo.

La caída de presión total de la bomba (83.4 Kg/cm^2) contempla las pérdidas de presión por tubería y accesorios, para -- que el crudo deshidratado llegue en condiciones adecuadas a la costa para que pueda ser procesado.

Los accionadores de las bombas serán motores eléctricos.

* Son las más empleadas por las características del fluido, altas capacidades, fácil regulación del flujo, simplicidad en el equipo, baja inversión, poco espacio requerido, bajos costos de operación y mantenimiento, facilidad de adaptar un accionador de turbina de gas o de motor eléctrico, etc.

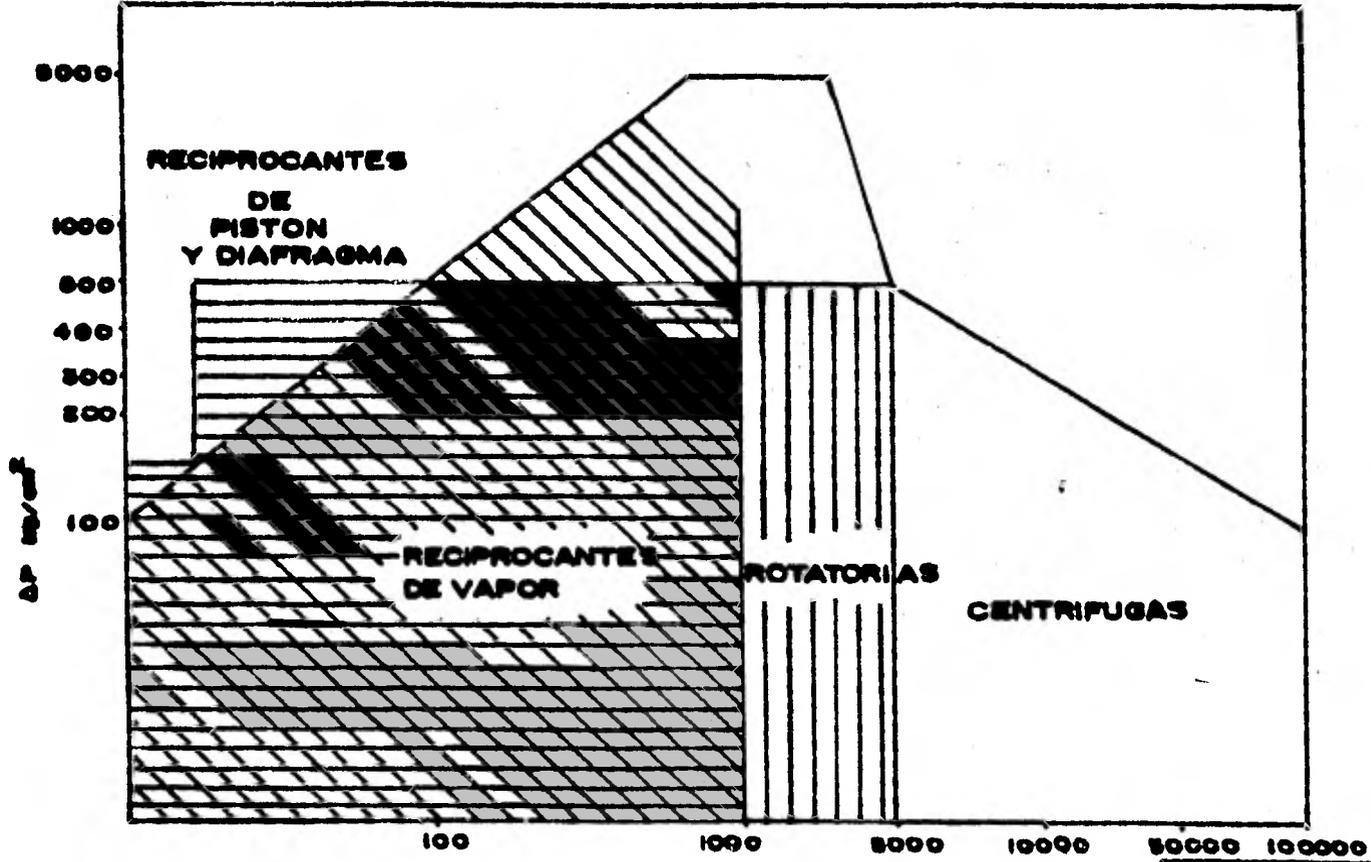
En función del flujo manejado y por la diferencial de presión de la bomba, se pueden seleccionar éstos equipos (ver figura N^o 19).

6.0 Bombas de agua contra incendio. Se utilizarán dos bombas verticales, adecuadas para éste servicio, una accionada por motor eléctrico y otra por motor diesel; la bomba con accionador eléctrico estará en operación y la de combustión interna de relevo. En caso de emergencia se usarán ambas.

Succionarán agua de mar a un flujo de 5677.5 LPM(1500 GPM) y una presión diferencial de 9.6 Kg/cm^2 (137 Psi).

7.0 Compresor de aire de plantas e instrumentos. Estarán interconectados los compresores de aire, para 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.



FLUJO ltr/min.
FIGURA N° 10
CAMPO DE COBERTURA DE BOMBAS

U.N.A.M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

Los compresores tendrán la capacidad de $2.12 \text{ m}^3 \text{ Std./dia}$ ($75 \text{ Ft}^3 \text{ Std./min.}$) con una presión de descarga de 8.8 Kg/cm^2 (125 Psig). La secadora cumplirá con las mismas características de presión y flujo.

8.0 Bombas de agua de mar (para enfriamiento). Para enfriar el crudo deshidratado se usarán 3 bombas centrífugas de 4920.5 LPM (1300 GPM), una por cada tren de separación, y una de relevo. Cada bomba con una presión diferencial de 7.0 Kg/cm^2 (100 Psi), que contempla las pérdidas de presión por tubería y accesorios dentro de la planta.

9.0 Turbogeneradores. Se utilizarán generadores eléctricos accionados por turbinas de gas, uno en operación y otro de relevo. La capacidad disponible por fabricantes de acuerdo a los requerimientos de energía es de 6750 KW/unidad ; cuyas turbinas consumirán $220390 \text{ m}^3 \text{ Std./dia}$ ($7782000 \text{ Ft}^3 \text{ Std./dia}$).

El generar energía eléctrica por medio de accionadores de turbina de gas, es aprovechar el gas producido en los procesos de separación y estabilización, puesto que una gran parte se quema. Aunque la inversión inicial es alta se tienen las siguientes ventajas:

- Autosuficiencia del servicio debido a que el combustible no es necesario suministrarlo en barco desde la costa.
- Poco mantenimiento y alto factor de operabilidad.
- Mayor seguridad de operación por la facilidad de disponer de éste combustible.
- No requiere de almacenamiento.
- El aprovechar el poder calorífico del gas es costeable, quemar el gas es desperdiciar dinero.

10.0 Datos de proceso para diseño de tuberías y especificaciones de instrumentos.

En este documento se indica las condiciones para el diseño de cada línea de interconexión con los equipos o elementos de del proceso. La información que se debe presentar incluye las condiciones de operación de las variables del proceso (temperatura, presión y flujo) máximas, normales y mínimas.

La información contemplada en este documento, se deriva de un análisis detallado del comportamiento del proceso, operando a diferentes cargas y produciendo los diferentes productos especificados en las Bases de Diseño.

La característica básica del documento en cuestión, es la de presentar clara, precisa y concreta la información para el diseño y especificaciones de cada uno de los equipos, líneas, válvulas e instrumentos de la planta.

A continuación se presenta este documento para el proceso de deshidratación de crudo pesado marino, en plataformas marinas.

DATOS PARA DISEÑO DE TUBERIAS Y ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTOS.

CORRIENTE	SERVICIO	FASE	FLUJO (Kg/Hr.)			PRESION (Kg/cm ² MAN)			TEMPERATURA (°C).		
			MAXIMO	NORMAL	MINIMO	MAX.	NOR.	MIN.	MAX.	NOR.	MIN.
1	CRUDO HUMEDO DE PLANTA DE SEPARACION GAS-ACEITE.	L	1401118	1401118	700559	8.8	7.4	7.4	100	64	64
2	CRUDO HUMEDO DE EA-02 A/B.	L	1401118	1401118	700559	7.4	6.7	6.7	100	71	64
3	AGUA ACEITOSA DEL DESHIDRATADOR FA-01 A/B.	L	183817	183817	91593	7.4	6.7	6.7	100	71	64
4	AGUA ACEITOSA A TRATAMIENTO.	L	183817	183817	91593	6.7	3.5	3.5	100	71	64
5	CRUDO DESHIDRATADO DE FA-01 A/B.	L	1217301	1217301	608650	6.7	6.7	6.7	100	71	64
6	CRUDO DESHIDRATADO DE EA-01 A/B.	L	1217301	1217301	608650	6.7	6.0	6.0	100	66	66
7	CRUDO DESHIDRATADO DE GA-01 A,D/R.	L	1217301	1217301	608650	88.4	77	77	100	66	66
8	CRUDO DESHIDRATADO A OLEODUCTO.	L	1217301	1217301	608650	88.4	73.7	63	100	66	66
9	AGUA DE ENFRIAMIENTO DEL MAR A EA-01 A/B.	L	591002	591002	295501	3.3	2.8	2.8	35	30	18
10	AGUA DE ENFRIAMIENTO DEL MAR DE EA-01 A/B.	L	591002	591002	295501	2.8	2.1	2.1	35	35	18
11	ACEITE DE CALENTAMIENTO A EA-02 A/B	L	150779	150779	75389	5.4	4.5	4.5	212	177	177
12	ACEITE DE CALENTAMIENTO A RECUPERACION DE CALOR.	L	150779	150799	75389	4.5	3.8	3.8	212	99	99

III.6 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:

- Agua de enfriamiento.
- Aire como medio de enfriamiento.
- Vapor de calentamiento.
- Aceite de calentamiento.
- Combustible líquido y/o gaseoso.
- Agua de proceso.
- Agua contra incendio.
- Agua para usos sanitarios.
- Agua para servicios generales.
- Energía eléctrica.
- 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:

- Catalizador.
- Inhibidores de corrosión.
- Antiespumantes.
- Compuestos ácidos y/o alcalinos para el control del pH.
- Emulsificantes.
- Desemulsificantes.
- Desecantes.
- Etc.

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 re-

querimiento de cada servicio en cada punto de la planta donde se necesite.

En relación a la disponibilidad de servicios se debe considerar la localización de la planta, la facilidad de producción y economía 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 de balance de servicios, con el fin de proporcionar la información suficiente, esquemáticamente, para el diseño de la red de suministro de los servicios a cada uno de los equipos que integran la planta.

A continuación se establece la información requerida para cada uno de los servicios auxiliares que se necesitan en planta de deshidratación de crudo en plataformas marinas.

REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES. PLANTA DE DESHIDRATACION DE CRUDO.

1.0 Energía Eléctrica(60 ciclos/segundo).

<u>Clave.</u>	<u>Descripción.</u>	<u>Tensión.</u> volts.	<u>Fases.</u>	<u>Potencia.</u> KiloWatts.
GA-01 A,D/R .	Bomba de transf. de crudo.	440	3	5587.50
GA-02 B	Bomba de agua contra incen.	440	3	149.00
GA-03	Bomba de diesel limpio.	440	3	1.11
GA-04	Bomba de diesel sucio.	440	3	1.11
GA-05	Bomba de agua de mar.	440	3	149.00
GB-01/R	Compresor de aire de P. e I.	440	3	37.25
GF-01	Centrifugadora de diesel.	440	3	7.45
PA-01	Potabilizadora de agua mar.	440	3	7.00
PA-02 A/B	Cápsula de salvamento.(2)	440	3	18.65
FA-01 A/B.	Deshidratador de crudo.	440	3	140.00
PA-04	Secadora de aire de instrum.	120	1	0.40
TOTAL				<u>6098.47</u>

NOTAS: 1) La energía eléctrica restante(651.53 KW.) de la capacidad de entrega del Turbogenerador(6750 KW.) será consumido por otras unidades,tales como:

- Polipasto para escaleras retráctiles.
- Equipo de presión positiva del cuarto de control.
- Alumbrado de planta.
- Unidad de aire acondicionado del cuarto de control.
- Tableros de alumbrado e instrumentos.
- Contactos trifásicos,etc.

2) Normalmente fuera de operación.

2.0 Combustible Diesel.

Condiciones de suministro:

Presión: 1.0 Kg/Cm² Manométricas.
 Temperatura: 29°C.
 Poder Calorífico Bajo: 18000 BTU/lb.
 Viscosidad 37.8°C : 33-45 SSU.

<u>Clave.</u>	<u>Descripción.</u>	<u>Consumo.</u>	
		<u>GPM</u>	<u>LPM</u>
GA-03 A	Bomba de agua contra incendio. (1)	0.935	0.242
PA-03	Grúa de pedestal. (1)	0.660	0.174
		<u>1.595</u>	<u>0.416</u>

NOTAS:

1) Normalmente fuera de operación.

3.0 Combustible Gas Dulce.

Condiciones de suministro:

Presión: 72.4 Kg/Cm² man.
 Temperatura: 52°C
 LHV= 11816.7 KCalorias/m³ (1328 BTU/Ft³)

<u>Clave.</u>	<u>Descripción.</u>	<u>Consumo.</u>	
		<u>M m³ Std./día.</u>	<u>M Ft³ Std./día</u>
GE-01/R	Generador eléctrico.	220.39	7782.00

4.0 Aceite de Calentamiento (DOW-THERM "G").

Condiciones de suministro:

Presión: 4.5 Kg/Cm² Manométricas.

Temperatura: 177°C (350°F).

Condiciones de retorno:

Presión: 3.8 Kg/Cm² Manométricas.

Temperatura: 99°C (210°F).

<u>Clave.</u>	<u>Descripción.</u>	<u>Consumo.</u>	
		<u>LPM</u>	<u>GPM</u>
EA-02 A/B	Precalentador de crudo húmedo.	2554.87	675.00

NOTAS:

1) El consumo está dado para calentar
227774 BPD de crudo húmedo.

2) El aceite de calentamiento será su
ministrado en límites de batería.

5.0 Agua de Enfriamiento (Agua de mar).

Condiciones de suministro:

Presión: 2.8 Kg/Cm² Manométricas.

Temperatura: 30°C (86°F).

Condiciones de retorno:

Presión: 2.1 Kg/Cm² Manométricas.

Temperatura: 35°C (95°F).

<u>Clave.</u>	<u>Descripción.</u>	<u>Consumo.</u>	
		<u>LPM</u>	<u>GPM</u>
EA-01 A/B	Enfriador de crudo deshidratado.	9841.00	2600.00

NOTAS:

1) Los consumos están dados para enfriar
200000 BPD de crudo deshidratado.

III.7 LISTA DE EQUIPO.

La lista de equipo es un resumen de los equipos que intervienen en la realización de un proceso. Incluye información suficiente de cada uno de ellos con el fin de evaluar o estimar su costo. Generalmente se establecen los siguientes factores: Tipo específico del equipo, tamaño y/o capacidad y número de equipos iguales.

Los Ingenieros de Proceso elaboran este documento con el fin de dar la información suficiente para la estimación económica del equipo y les permita 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.

Acorde a la secuencia de actividades formativas de la Ingeniería Básica de un proyecto, los documentos necesarios para elaborar la lista de equipo son el DFP y el balance de materia y energía.

Resumiendo lo anteriormente dicho, 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 y operación; y así mismo el acomodo adecuado en el área disponible para la instalación de la planta.

La información presentada en este documento para lograr el objetivo que se persigue sea adecuado, se integrará por medio de tres descriptores: Clave de los equipos, función o servicio que prestará el equipo y las características del mismo.

Clave del equipo: La tendencia de la ingeniería de proyecto es manejar la mayor cantidad de información de manera resumida, por lo que a través del desarrollo de su trabajo, se vale de un gran número de descriptores que le permiten lograr este fin, a nivel técnico, económico y administrativo. Uno de estos descriptores es el denominado como Clave de los equipos.

Esta clave consta esencialmente de dos partes, una alfabética y otra numérica. La parte alfabética tiene como fin primordial, el dar a conocer el diseñador el tipo específico del equipo que se considera para lograr la operación requerida para el proceso; la parte numérica tiene como objetivo señalar el orden secuencial que los equipos tienen dentro del proceso.

En este orden secuencial se sigue tanto para equipos de la misma naturaleza o tipo, como para todos los que en general conforman la planta.

Por otro lado, la clave numérica nos puede llegar a indicar el número que dentro del orden secuencial, tiene una planta en un conjunto de procesos (o secciones), y afecta a la clave específica de los equipos de proceso de referencia.

Respecto a la parte alfabética de los equipos la característica fundamental radica en el hecho de que cada uno de los equipos recibe una asignación de letras, que generalmente son dos, y mediante las cuales se reconoce la clase de equipo específico de que se trata.

La asignación de la clave de los equipos depende de cada compañía de Ingeniería, y aún los diferentes de los libros de texto de esta especialidad, difieren en su criterio. Algunos prefieren denominar la parte alfabética de la clave del equipo con la primera letra del nombre genérico del equipo, en inglés.

Por último, la clave del equipo es recomendable que señale

el número de equipos idénticos que involucre el proceso, así como el indicar si existe relevo (normalmente se utiliza una R).

Función (servicio). Este término tal como su nombre lo indica debe de dar una idea de su función básica, para lo cual se debe de decir la función principal (por ejemplo: bomba, compresor, calentador, etc.), función específica (por ejemplo: bomba de carga de crudo, compresor de aire de instrumentos, precalentador de crudo, etc.). De acuerdo a estas dos características el nombre del equipo debe ser breve y conciso, con el mínimo de palabras que pongan de manifiesto su función o características principales en forma simple.

Característica. Ahora bien, como ya se mencionó, con el fin de evaluar el costo de los equipos que integran el proceso, es necesario tener el conocimiento de las características principales de ellos. Las características principales de un equipo difieren de acuerdo al criterio de los autores, sin embargo estas diferencias generalmente provienen solamente del hecho de que las fuentes bibliográficas para la estimación de costos, utilizan diferentes parámetros base, así por ejemplo algunos textos de ingeniería de costos utilizan la potencia de una bomba para evaluar su costo, otros se basan en la cabeza y el gasto para obtenerlo.

Fundamentado en todo lo anterior se presenta la lista, a continuación, del equipo involucrado en planta del tema en desarrollo.

LISTA DE EQUIPO.

<u>CLAVE</u>	<u>SERVICIO</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>
EA-01 A/B	Enfriador de crudo deshidratado.	1428 MKcal/Hr.
EA-02 A/B	Precalentador de crudo húmedo.	2700 MKcal/Hr.
FA-01 A/B	Deshidratador de crudo.	4267 mm D.I. X 19872 mm T-T.
FA-02	Tanque hidroneumático.	305 mm D.I. X 3200 mm T-T.
FA-03	Separador de gas combustible dulce.	457 mm D.I. X 1829 mm T-T.
FB-01 A	Tanque de almacenamiento de diesel sucio.	1000 mm D.I. X 2000 mm h.
FB-01 B	Tanque de almacenamiento de diesel limpio.	1000 mm D.I. X 2000 mm h.
FD-01 A	Filtro de diesel de recepción.	90 LPM
FD-01 B	Filtro de diesel limpio.	90 LPM
FD-02 A/B	Filtro de agua de mar.	2631 LPM.
GA-01 A/D/R	Bomba de transferencia de crudo.	5677.5 LPM; $\Delta P=83.4 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GA-02 A,B	Bomba de agua contra incendio.	5677.5 LPM; $\Delta P=9.63 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GA-03 A	Bomba de diesel sucio.	83.27 LPM; 1.5 HP.
GA-03 B	Bomba de diesel limpio.	83.27 LPM; 1.5 HP.
GA-05 A/B/R	Bomba de agua de mar.	4920.5 LPM; $\Delta P=7.0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GB-01/R	Compresor de aire de plantas e inst.	$2.12 \text{ m}^3 \text{ Std./min.}; 25 \text{ HP.}$
GE-01/R	Turbogenerador eléctrico.	6750 KW.
GF-01	Centrífugadora de diesel.	90.8 LPM; $\Delta P=1.75 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
PA-01	Paquete de potabilizadora de agua de mar.	4 LPM; 14 personas.
PA-02 A,B	Cápsula de salvamento (Paquete).	14 personas.
PA-03	Grúa de pedestal (Paquete).	
PA-04	Unidad de secado de aire de inst. (Paquete)	$2.5 \text{ m}^3 \text{ Std./min.}; \Delta P=8.8 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$

Nota: Las características del equipo están dadas por unidad.

III.8 MEMORIAS DE CALCULO DEL EQUIPO BASICO REQUERIDO PARA LA PLANTA DE DESHIDRATAACION DE CRUDO.

Deshidratador de crudo. Para la estimación de las dimensiones del deshidratador se considera un recipiente cilíndrico horizontal, por disponibilidad de altura en la plataforma, mayor estabilidad del equipo y son los más comunmente usados para este tipo de servicio.

Los diámetros de los recipientes varían de 8 a 14 Ft, pero los utilizados actualmente para grandes capacidades son de 14 Ft (Posiblemente restringidos por espacio para electrodos), razón por la cual se mantendrá fijo este parámetro.

El tiempo de residencia (θ_R) se tomará de 20 minutos, cuyo valor es bastante adecuado para los deshidratadores electrostáticos.

El volumen del recipiente se determinará por la suma de los volúmenes requeridos para el aceite y el agua, y un 5% del volumen del resultado de la suma de éstos para accesorios, tales como: Estructuras de los electrodos, colectores de aceite (crudo deshidratado), distribuidor de la emulsión, rejillas de soporte del distribuidor de emulsión, barras de soporte de los electrodos, etc.

Se dimensionarán dos recipientes para operar en paralelo, por las siguientes razones: Una, flexibilidad en el proceso para operar con dos trenes de separación; y otra por restricción en la disponibilidad de área, ya que es de esperar que los recipientes sean de grandes dimensiones por la gran cantidad de flujo a manejar. Se disponen de 21.6 m de ancho por 35.2 m de largo por nivel de la plataforma.

1.0 Flujos.

Los subíndices utilizados se refieren a crudo deshidratado (cd) y agua (w).

Flujos máxicos:

$$W_{cd} = 1217301/2 \text{ Kg/Hr.} = 608650.5 \text{ Kg/Hr.} \\ (1341845 \text{ lb/Hr.})$$

$$W_w = 183817/2 \text{ Kg/Hr.} = 91908.5 \text{ Kg/Hr.} \\ (202623.5 \text{ lb/Hr.})$$

Flujos volumétricos:

$$Q_{cd} = \frac{W_{cd}}{60 \rho_{cd}} = \frac{1341845}{60(55.63)} = 402.015 \text{ Ft}^3/\text{min.}$$

$$\rho_{cd} = 0.892 \text{ g/cm}^3 \quad (55.63 \text{ lb/Ft}^3).$$

$$Q_w = \frac{W_w}{60 \rho_w} = \frac{202623.5}{60(60.93)} = 55.425 \text{ Ft}^3/\text{min.}$$

$$\rho_w = 0.977 \text{ g/cm}^3 \quad (60.93 \text{ lb/Ft}^3).$$

Flujo volumétrico total (Q_T) = $Q_{cd} + Q_w$

$$Q_T = 402.015 + 55.425 = 457.44 \text{ Ft}^3/\text{min.}$$

2.0 Volúmen requerido del recipiente (V_R).

$$V_R = V_t + 0.05V_t = 1.05V_t$$

$$V_t = V_{cd} + V_w \quad \text{Con } \theta_{Rcd} = \theta_{Rw} = 20 \text{ minutos.}$$

$$V_{cd} = Q_{cd} \theta_{Rcd} = 402.015(20) = 8040.3 \text{ Ft}^3$$

$$V_w = Q_w \theta_{Rw} = 55.425(20) = 1108.5 \text{ Ft}^3$$

$$V_t = 8040.3 + 1108.5 = 9148.8 \text{ Ft}^3$$

$$V_T = 1.05(9148.8) = 9606.24 \text{ Ft}^3$$

3.0 Longitud del recipiente (L).

El volúmen de un recipiente cilindrico (sin las tapas), está dado por: $V_T = 0.785 D^2 L$

$$D = 14 \text{ Ft.} \quad \implies L = \frac{V_T}{0.785 D^2}$$

$$V_T = V_t \quad \implies L = \frac{9606.24}{0.785 (14)^2} = 63 \text{ Ft}$$

Consideramos $L = 65 \text{ Ft.}$

4.0 Usando un recipiente de 65 X 14 Ft, Recalculamos el tiempo de residencia, volúmen del recipiente, volúmen del agua, volúmen del aceite, y la suma de estos.

$$V_T = 0.785 (14)^2 65 = 10000 \text{ Ft}^3$$

como $V_t = V_{cd} + V_w = Q_{cd} \Theta_{Rcd} + Q_w \Theta_{Rw}$; y $\Theta_{Rcd} = \Theta_{Rw} = \Theta_R$

$$\implies V_t = \Theta_R (Q_{cd} + Q_w) = \Theta_R Q_t$$

$\implies V_R = 1.05 \Theta_R Q_t$; despejamos el tiempo de residencia:

$$\Theta_R = \frac{V_R}{1.05 Q_t} = \frac{10000}{1.05(457.44)} = 21 \text{ minutos.}$$

de aqui que:

$$V_w = 55.425(21) = 1164 \text{ Ft}^3$$

$$V_{cd} = 402.015(21) = 8442 \text{ Ft}^3$$

5.0 Area requerida para el agua (A_w).

$$A_w = V_w/L = 1164/65 = 18 \text{ Ft}^2$$

6.0 Altura requerida para el agua (h_w).

Con la relación de áreas $A_w/A_T = 18/153.86 = 0.1169$

$$A_T = 0.785(14)^2 = 153.86 \text{ Ft}^2$$

y usando tablas de áreas parciales de una circunferencia

$$h_w/D = 0.1745 \implies h_w = 0.1745(14) = 2.5 \text{ Ft.}$$

Los fabricantes recomiendan de 1.3 a 2.6 Ft de altura de agua para no tener contacto con los electrodos y evitar corto circuito. Asi mismo consideran una distancia entre los electrodos de 1 Ft, y 2 Ft arriba del centro de línea (ϕ) del recipiente para el electrodo superior.

7.0 Niveles.

Agua:

$$N_{\min} = 1 \text{ Ft.}$$

$$N_{\max} = 2.5 \text{ Ft}$$

$$N_N = 0.6(N_{\text{máx}} - N_{\text{mín}}) + N_{\text{mín}}$$

$$N_N = 0.6(2.5 - 1) + 1 = 2 \text{ Ft.}$$

$$\text{A.A.N} = 0.8(2.5 - 1) + 1 = 2.2 \text{ Ft.}$$

$$\text{A.B.N} = 0.25(2.5 - 1) + 1 = 1.3 \text{ Ft.}$$

Interfase:

$$N_{\text{mín}} = D/2 + 1 = 7 + 1 = 8 \text{ Ft.}$$

$$N_{\text{máx}} = D/2 + 2 = 7 + 2 = 9 \text{ Ft.}$$

Aceite:

$$N_{\text{mín}} = 9 \text{ Ft.}$$

$$N_{\text{máx}} = 14 - 0.5 = 13.5 \text{ Ft.}$$

Los fabricantes recomiendan de 0.5 pies para la salida de aceite.

$$N_N = 0.6(13.5 - 9) + 9 = 11.7 \text{ Ft.}$$

$$\text{A.A.N} = 0.8(13.5 - 9) + 9 = 12.6 \text{ Ft.}$$

$$\text{A.B.N} = 0.25(13.5 - 9) + 9 = 10 \text{ Ft.}$$

8.0 Cálculo de boquillas.

El subíndice ch, se refiere al crudo húmedo.

Velocidad recomendada 6 Ft/seg. (V).

El diámetro de de boquilla está dado por:

$$D = (0.0509 W / \rho V)^{0.5}$$

El número de Reynolds: $N_{Re} = 6.32 W / \mu d_i$

Y la caída de presión por cada 100 Ft:

$$\Delta P = 3.36 \times 10^{-4} F W^2 / \rho d_i^5$$

Donde:

D: Diámetro de la boquilla [=] in.

W: Flujo másico del fluido [=] lb/Hr.

V: Velocidad del fluido [=] Ft/seg.

ρ : Densidad del fluido [=] lb/Ft³

μ : Viscosidad del fluido [=] Cp.

d_i : Diámetro de la boquilla (interno) [=] in

F: Factor de fricción.

8.1 Boquilla de alimentación.

$$D = \left[0.0509 \frac{1544468.5}{56.32(6)} \right]^{0.5} = 15.25 \text{ in}$$

Se considera 16.0 in, entonces el diámetro nominal es de 18 in, $d_i = 16.8 \text{ in}$

$$d_i^5 = 1368820 \text{ in}^5$$

$$N_{Re} = 6.32 \frac{1544468.5}{16.2(16.8)} = 3.5 \times 10^4$$

$$F_{ch} = 0.023$$

$$\Delta P_{100} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{(0.023)(1544468.5)^2}{56.32(1368820)} = 0.24 \text{ PSI.}$$

Se tiene una caída de presión adecuada, ya que la recomendada es:

$$0.1 \text{ PSI} < \Delta P < 0.6 \text{ PSI}$$

8.2 Boquilla de la salida de crudo deshidratado.

$$D = 0.0509 \left[\frac{1341485}{55.63(6)} \right]^{0.5} = 14.3 \text{ in.}$$

Se considera un diámetro nominal de 16 in; $d_i = 15.0 \text{ in.}$
 $d_i^5 = 759375 \text{ in}^5$

$$N_{Re} = 6.32 \frac{1341845}{18.5(15)} = 3.0 \times 10^4$$

$$F_{cd} = 0.024$$

$$\Delta P_{100} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{(0.024)(1341485)^2}{55.63(759375)} = 0.34 \text{ PSI.}$$

8.3 Boquilla de salida de agua.

$$D = 0.0509 \left[\frac{202623.5}{60.93(6)} \right]^{0.5} = 5.3 \text{ in}$$

Con $d_i = 5.047 \text{ in}$ se dispone de un diámetro nominal de 5.0 in, pero no es comercial, entonces consideramos de 6.0 in.

$$d_i = 6.065 \text{ in; } d_i^5 = 8206 \text{ in}^5$$

$$N_{Re} = 6.32 \frac{202623.5}{1.5(6.065)} = 1.4 \times 10^6 \implies F_w = 0.0154$$

$$\Delta P_{100} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{(0.0154)(202623.5)^2}{60.93(8206)} = 0.42 \text{ PSI.}$$

Tanque de almacenamiento de diesel.

Flujo requerido de diesel para almacenar(Q).

$$Q_L = 0.416 \text{ LPM} = 1.595 \text{ GPM.}$$

$$0.416 \text{ lt/min} \times 60 \text{ min/Hr} \times 24 \text{ Hrs./día} \times \frac{\text{m}^3}{1000 \text{ lt}} = 0.6 \text{ m}^3/\text{día.}$$

Considerando que cada tres días llega a las plataformas de la costa un buque-tanque cargado de diesel para distribución, entonces el tiempo de residencia (θ_R) del diesel en el recipiente será de 3 días.

Volúmen de diesel requerido(V):

$$V_L = \frac{Q_L}{\theta_R} = 0.6 \text{ m}^3/\text{día} \times 3 \text{ días} = 1.8 \text{ m}^3$$

Normalmente estos equipos son cilindricos verticales y atmosfericos, por lo que el volúmen está dado por:

$$V_t = 0.785 D_t^2 L$$

Para los recipientes atmosfericos se recomienda una $L/D = 2$; entonces $L = 2D$, de aqui que sustituyendo en la ecuación anterior:

$$V_t = 1.57 D^3 \quad \text{La cual queda en función del diámetro.}$$

Entonces:

$$D_t = \left[\frac{V_L}{1.57} \right]^{0.33} \quad \text{Haciendo } V_t = V_L$$

$$D_t = \left[\frac{1.8 \text{ m}^3}{1.57} \right]^{0.33} = 1.0 \text{ m.}$$

$$L = 2D = 2 \text{ m.}$$

Separador de Gas Combustible Dulce.

1) Condiciones de operación.

Presión(P). $P = 72.43 \text{ Kg/Cm}^2$ (1030 Psig)

Temperatura(T). $T = 52^\circ\text{C}$ (125°F)

2) Propiedades de los flujos.

Gas:

$$W_g = 9732 \text{ Kg/Hr (21455.4 lb/Hr.)}$$

$$\rho_g = 0.06703 \text{ g/Cm}^3 \text{ (4.185 lb/ft}^3\text{)}$$

$$\mu_g = 0.011 \text{ Cp.}$$

$$P.M_g = 25.11$$

Líquido: Se consideran $534.6 \text{ lt/MMm}^3 \text{ Std./dia}$ (4 Galones/
 $\text{MM Ft}^3 \text{ Std./dia}$) de arrastre de la planta de en-
dulzamiento de gas amargo. El líquido de arras-
tre que se ha contemplado es Dietanolamina (DEA)
pobre, a las condiciones de presión y temperatu-
ra del gas dulce.

$$\rho_L = 1.02 \text{ g/Cm}^3 \text{ (63.62 lb/Ft}^3\text{)}$$

$$\mu_L = 1.34 \text{ Cp.}$$

$$P.M_L = 24.00$$

$$\rho_L = 58.0 \text{ Dinas/Cm.}$$

3) Flujos requeridos.

Gas: Es el flujo requerido en las turbinas de los Genera-
neradores. $220390 \text{ m}^3 \text{ Std./dia}$ (7.782 MMPCSD) equiva-
len 9732 Kg/Hr.

$$Q_g = \frac{W_g}{60 \rho_g} = \frac{9732}{60(67.03)} = 2.42 \text{ m}^3/\text{min} \text{ (85.45 Ft}^3/\text{min).}$$

Volúmen de líquido:

$$V_L = 534.6(0.22039) = 117.82 \text{ lt} = 0.11782 \text{ m}^3$$

Considerando un tiempo de residencia de 3 minutos,
adecuado para este servicio, el flujo volumétrico de
líquido será:

$$Q_L = \frac{V_L}{R} = \frac{0.11782}{3} = 0.03927 \text{ m}^3/\text{min} \text{ (1.386 Ft}^3/\text{min).}$$

$$W_L = 60 Q \rho_L = 0.03927 \text{ m}^3/\text{min.} \times 60 \text{ min}/\text{Hr} \times 102 \text{ Kg}/\text{m}^3 \\ = 240.33 \text{ Kg}/\text{Hr.}$$

4) Velocidad permisible para el gas (V_{pg}).

$$V_{pg} = K \left[\frac{\rho_L \rho_g}{\rho_g} \right]^{0.5}$$

K = 0.35 para el Sistema Ing.
K = 10.7 para el Sistema Me-
trico.

$$= 10.7 \left[\frac{1.02 - 0.06703}{0.06703} \right]^{0.5} = 40.37 \text{ Cm}/\text{seg.}$$

5) Diámetro del tanque (D_t) en función de la velocidad per-
misible del gas.

$$D_t = \left[\frac{Q_g}{0.785 (V_{pg})^2 60} \right]^{0.5}$$

$$D_t = \left[\frac{2.42 \text{ m}^3/\text{min.}}{0.785 (0.4037 \text{ m}/\text{seg})^2 60 \text{ seg}/\text{min.}} \right]^{0.5}$$

= 0.3567 m
= 1.17 Ft.

Consideramos $D_t = 1.5 \text{ Ft} = 0.4572 \text{ m.}$

6) Velocidad real del gas (V_{Rg}).

$$V_{Rg} = \frac{Q_g}{0.785 (60) D_t^2} = \frac{2.42}{0.785 (60) (0.4572)^2}$$

= 0.2458 m/seg.

7) Selección del tipo de recipiente.

Se tiene el siguiente criterio:

Si $W_L/W_g < 1$ =====> Recipiente vertical.

Si $W_L/W_g > 1$ =====> Recipiente horizontal.

$$W_L/W_g = \frac{244.33}{9732} < 1$$

8) Longitud del tanque (L_t).

Para la presión de operación que se dispone se recomienda $L/D = 4$ =====> $L_t = 4D_t$

$$L = 4(0.4572) = 1.8288 \text{ m.}$$

9) Volúmen y área del tanque (V_t y A_t).

$$A_t = 0.785 D_t^2 = 0.785 (0.4572)^2 = 0.1641 \text{ m}^2$$

$$V_t = A_t L_t = 0.1641 (1.8288) = 0.3 \text{ m}^3.$$

10) Altura de líquido requerida (h_L).

$$h_L = \frac{V_t}{A_t} = \frac{0.11782 \text{ m}^3}{0.1641 \text{ m}^2} = 0.718 \text{ m}$$

11) Niveles de operación.

Normalmente se dejan 0.3048 m (1Ft) como nivel mínimo.

Sea nivel normal (N_n) = h_L

$$\begin{aligned} \text{Nivel máximo } (N_{\max}) &= \frac{N_n - N_{\min}}{0.6} + N_{\min} \\ &= \frac{0.718 - 0.3048}{0.6} + 0.3048 = 1.0 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Alarma por alto nivel} &= 0.8(N_{\max} - N_{\min}) + N_{\min} \\ &= 0.8(1.0 - 0.3048) + 0.3048 \\ &= 0.86 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Alarma por bajo nivel} &= 0.25(N_{\max} - N_{\min}) + N_{\min} \\ &= 0.25(1.0 - 0.3048) + 0.3048 \\ &= 0.478 \text{ m} \end{aligned}$$

12) Cálculo de boquillas.

12.1) Alimentación.

Velocidad de erosión (V_e).

$$V_e = \frac{160}{[\rho_M]^{0.5}}$$

$$\rho_M : \text{Densidad de mezcla} = \frac{W_L + W_g}{\frac{W_L}{L} + \frac{W_g}{g}} = \frac{538.65 + 21455.4}{\frac{538.65}{63.62} + \frac{21455.4}{4.185}}$$

$$\rho_M = 4.282 \text{ lb/Ft}^3.$$

$$V_e = \frac{160}{(4.282)^{0.5}} = 77.3 \text{ Ft/Seg.}$$

Diámetro de la boquilla mínimo (D_{Bmin}).

$$D_{Bmin} = \left[\frac{Q_T}{0.785(60)V_e} \right]^{0.5}$$

Q_T : Flujo volumétrico total = $Q_L + Q_g$

$$Q_T = 1.386 + 85.45 = 86.836 \text{ Ft}^3/\text{minuto.}$$

$$D_{Bmin} = \left[\frac{86.836}{0.785(60)77.3} \right]^{0.5} = 0.15 \text{ Ft} = 1.85 \text{ in.}$$

El diámetro comercial que mas se acerca a este valor es el de 2 in (nominal).

Como es el diámetro mínimo, como primera aproximación se toma de 3 in. (nominal), con diámetro interno de 3.068 in., y área de sección transversal de 0.0513 Ft^2 .

Para los cálculos siguientes, se efectúan en base a la referencia bibliográfica N^o

Parámetros de Baker (B_x, B_y).

$$B_x = 531 \frac{W_L}{W_g} \left[\frac{\mu_L^{0.33} \rho_g^{0.5}}{\sigma_L \rho_L^{0.166}} \right]$$

$$B_x = \frac{538.65}{21455.4} \left[\frac{(1.347)^{0.33} (4.185)^{0.5}}{58(63.62)^{0.166}} \right] = 0.26$$

$$B_y = 2.16 \frac{W_g}{A(\rho_L \rho_g)^{0.5}} = \frac{2.16(21455.4)}{(0.0513)[(63.62)4.185]^{0.5}}$$

$$B_y = 55400$$

Con los dos parámetros de Baker, en la figura número 1 de la referencia mencionada, se determina un patrón de flujo Anular, el cual es adecuado. Se debe evitar el tener patrones de flujo tipo Slug y Plug.

Correlación de Baker (x^2).

$$x^2 = \left[\frac{W_L}{W_g} \right]^{1.8} \left[\frac{\rho_g}{\rho_L} \left[\frac{\mu_L}{\mu_g} \right] \right]^{0.2}$$

$$x^2 = \left[\frac{538.65}{21455.4} \right]^{1.8} \left[\frac{4.185}{63.62} \left[\frac{1.347}{0.011} \right] \right]^{0.2} = 0.0022$$

Número de Reynolds (N_{Re}).

$$N_{Re} = 6.31 \frac{W_g}{d_i \mu_g} = 6.31 \frac{21455.4}{3.068(0.011)} = 4 \times 10^6$$

Del diagrama de Moody's se lee el factor de fricción F_g .

$$F_g = 0.0175$$

Caída de presión del gas por cada 100 Ft. (ΔP_{100}).

$$\Delta P_{100} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{F_g W_g^2}{d_i^5 \rho_g} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{(0.0175)(21455.4)^2}{(3.068)^5 (4.185)}$$

$$\Delta P_{100} = 2.3 \text{ PSI.}$$

En la figura número 6 de la referencia, se encuentra una caída de presión para dos fases de 4.5 PSI.

El diámetro nominal de 3 in. es el mas adecuado, ya que utilizando un diámetro de 2 in la caída de presión para el gas y para las dos fases son de 18.6 y 35 PSI, respectivamente. Para un diámetro de 4 in. se presenta patrón de flujo tipo Estratificado y la velocidad se baja bastante.

Velocidad en la boquilla (V_B), para el diámetro de 3 in.

$$V_B = \frac{Q_T}{0.785(60)d_i^2} = \frac{86.836}{0.785(60)(3.068/12)^2} = 28.2 \text{ Ft/Seg.}$$

Velocidad adecuada, puesto que es menor que la velocidad de erosión (77.3 Ft/seg.).

12.2) Boquilla para salida de gases. La boquilla se usará de 3 in. nominal con un $\Delta P = 2.3$ PSI y una velocidad de:

$$V = 0.0509 \frac{21455.4}{4,185(3.068)^2} = 27.72 \text{ Ft/seg. velocidad del gas en la boquilla.}$$

La caída de presión es adecuada. Se recomiendan 2 PSI a presiones mayores a 500 PSIG.

12.3 Boquilla para la salida del liquido.

Se recomienda: $6 \text{ Ft/seg.} < V < 10 \text{ Ft/seg.}$
utilizando la mínima de 6 Ft/seg.

Diámetro requerido.

$$D = \left[0.0509 \frac{W_L}{P_L V} \right]^{0.5} = \left[\frac{0.0509(538.65)}{63.62(6)} \right]^{0.5} = 0.26 \text{ in.}$$

Considerando diámetro nominal de 0.5 in. se tiene un diámetro interno de 0.622 in.

$$\text{Número de Reynolds; } N_{Re} = 6.32 \frac{W_L}{\mu_L d_i} = \frac{6.32(538.65)}{1.341(0.622)} = 4063$$

Al cuál le corresponde un factor de fricción de 0.042, por lectura en el diagfáma de Moody's.

Caída de presión:

$$\Delta P_{100} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{F_L W_L^2}{\rho_L d_i^5} = 3.36 \times 10^{-4} \frac{(0.042)(538.65)^2}{63.62(0.622)^5}$$

$$\Delta P_{100} = 0.6 \text{ PSI. Es adecuada. se recomienda: } 0.1 < \Delta P < 0.6$$

Potabilizadora.

Consumos requeridos:

Agua potable 320 lt/Persona(dia).
Agua de servicios y usos sanitarios 600 lt/dia.

Personal requerido:

PERSONAL	CANTIDAD.	
	POR TREN	POR PLATAFORMA (DOS TRENES)
Ing. de Producción.	-	1
Operador de Planta.	1	2
Ayudante de Operador de P.	2	4
Ayudante General	1	2
Operador de Bombas.	1	2
Ayudante de Operador de B.	-	1
Jefe de Mantenimiento.	-	1
Ayudante de Mantenimiento.	1	2
	TOTAL	14

Capacidad requerida.

Requerimiento normal:

$$\text{Agua Potable} \quad 320 \frac{320 \text{ lt}}{\text{Pers. (día)}} \times 14 \text{ Pers.} = \frac{4480 \text{ lt}}{\text{día}}$$

$$\frac{4480 \text{ lt}}{\text{día}} = 1184 \frac{\text{Galones}}{\text{día}} \text{ (GPD).}$$

$$\text{Agua de Serv. y U. Sanit.} \quad 600 \frac{\text{lt}}{\text{día}} = 158.5 \text{ GPD.}$$

$$\text{Agua total requerida} = 1184 \text{ GPD} + 158.5 \text{ GPD} = 1342.5 \text{ GPD.}$$

Requerimiento Máximo:

$$1342.5(1.1) = 1477 \text{ GPD.}$$

Capacidad disponible.

Se dispone de capacidades por proveedores de 1300, 1500, 3000, 5000 y hasta 30000 GPD (Ver figura N^o 20).

Se dispondra de una potabilizadora de 1500 GPD, ya que reune la capacidad requerida.

Dimensiones;

Longitud = 7 Ft, 0 pulg. = 2134 mm.

Ancho = 4 Ft, 10 pulg. = 1473 mm.

Altura = 6 Ft, 5 pulg. = 1951 mm.

Características:

Peso aprox.

Seco = 1000 lb.

Húmedo = 1800 lb.

Flujo de agua de mar = 5.8 GPM (8352 GPD).

Flujo de agua de rechazo = 8352 - 1500 = 6852 GPD.

Poder específico de consumo:

48 KW-Hr/1000 Galones de
Producto.

Bomba 5 Hp.

Potencia requerida:

$$48 \frac{\text{KW-Hr.}}{1000 \text{ Gal.}} \times \frac{1500 \text{ Gal.}}{\text{día}} \times \frac{\text{día}}{24 \text{ Hrs.}} = 3 \text{ KW.}$$

$$5 \text{ HP (0.745 KW/HP)} = 3.725 \text{ KW.}$$

$$\text{Potencia total} = 3 + 3.725 = 6.725 \text{ KW.}$$

Se consideran 7.0 KW.

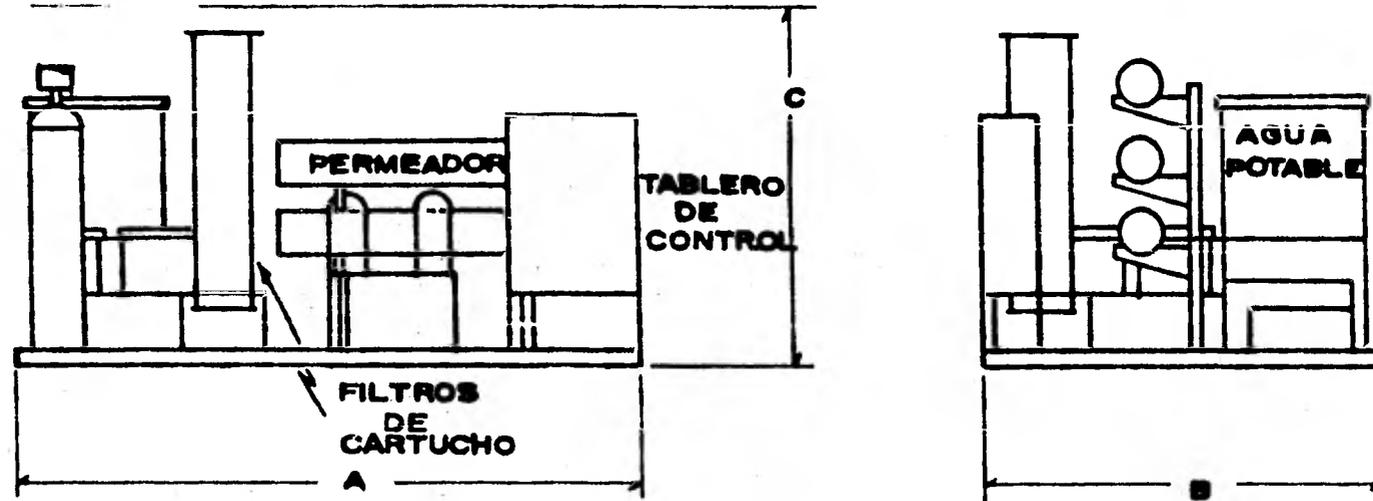


FIGURA N.º 20
 POTABILIZADORAS
 CARACTERÍSTICAS DE OPERACION, PESOS Y DIMENSIONES.

CAPACIDAD (GPD)		1300	1500	3000	5000	8000	10000	15000	20000	30000
DIMENSION	A	7'-0"	7'-0"	7'-0"	9'-6"	9'-6"	10'-6"	10'-6"	13'-0"	
	B	4'-10"	4'-10"	5'-3"	6'-0"	6'-0"	6'-0"	6'-6"	6'-6"	6'-0"
	C	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-6"	6'-6"	6'-5"	6'-5"	6'-5"
PESO (lb)	SECO	1000	1000	1540	2825	3100	3450	4900	4960	5770
	HUMED	1800	1800	2560	4440	4720	5300	7200	7300	8500
AGUA DE MAR (GPM)		5.0	6.8	11.6	19.0	30.0	35.0	53.0	65.0	80.0
RETROLAV. (GPM)		20.0	20.0	20.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
MOTOR BOMBA (HP)		5	5	10	15	20	25	40	50	60
PERDIDAS KW-Hr/Hr		2.6	3.0	5.6	9.0	13.6	15.8	24.0	28.8	39.0
PODER ESP. CONS. KW-Hr/1000 Gd.Prod		48	48	45	43	41	38	38	34	33

U.N.A.M.		
JESUS PAMPEZ GARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1982

Bombas de transferencia de crudo.

Capacidad requerida:

22695 lt/min = 5996 Gal/min. @ P y T.
equivalentes a 200 MBPD de crudo des-
hidratado.

Se considera una caída de presión de 83.4 Kg/Cm² (1186 Psi) para la bomba, involucra las pérdidas de presión por tubería y accesorios estimadas para llegar a la costa.

Utilizando 5 bombas de 5677.5 LPM (1500 GPM) por unidad, 4 en operación y una de relevo; se cumple con el flujo requerido y se tiene la flexibilidad de operar con dos trenes de separación.

Potencia hidráulica de la bomba (BHP).

$$BHP = \frac{\Delta P Q_L}{1714 \eta} = \frac{1500(1186)}{1714(0.7)} = 1483$$

ΔP : Caída de presión Psi.

Q_L : Flujo del líquido Gal/min (GPM)

η : Eficiencia de la bomba

La potencia comercial es de 1500 Hp

Se utilizarán accionadores de motor eléctrico, y la bomba y el accionador están acoplados en un patín de 6 m de longitud por 1.5 m de ancho.

Consumo de energía eléctrica:

$$1500 \text{ HP/Bomba} \times 0.745 \text{ KW/HP} \times 5 \text{ Bombas} = 5587.5 \text{ KW}_{\text{totales.}}$$

Características.

Motor eléctrico

Potencia	1500 HP
Velocidad	3570 RPM
Voltaje	440 volts
Corriente	178/323 amp.
Fases	3
Polos	2
Factor Potencia	0.86 min.
Frecuencia	60 ciclos/seg
Peso aprox.	8528 Kg.

Bomba centrífuga

Capacidad	5677.5 LPM
Velocidad	3560 RPM
Carga	922 m
Pasos	7
Maxima aspira ción a la suc ción	4.6 m

Bombas de agua contra incendio.

Se considera dos bombas verticales, adecuadas para este servicio, de 5677.5 LPM (1500 GPM) y una diferencial de presión de la bomba de 9.63 Kg/Cm² (137 Psi).

Potencia hidráulica de la bomba (bHP):

$bHP = \frac{1500(137)}{1714(0.7)} = 171$; pero la potencia comercial es de 200 HP; por lo cual sera usada.

Los accionadores de las bombas se contemplan el operar una con motor diesel y otra con motor electrico.

Consumo de Energia;
Electricidad.

$$200 \text{ HP} \times 0.745 \text{ KW/HP} = 149 \text{ KW.}$$

Diesel.

Los motores consumen 0.45 lb/HP.Hr.

Densidad del diesel: 49.94 lb/Ft³

$$200 \text{ HP} \times 0.45 \text{ lb/HP.Hr.} = 90 \text{ lb/Hr.}$$

$$90 \text{ lb/Hr} \times 1 \text{ Ft}^3 / 49.94 \text{ lb} \times 1 \text{ Hr} / 60 \text{ min} \times 28.32 \text{ lt/Ft}^3 = 0.85 \text{ LPM}$$

Caracteristicas.

Motor eléctrico.

Potencia 200 HP
Voltaje 440 volts
Corriente 25 ampers
Fases 3
Velocidad 1780 RPM
Frecuencia 60 ciclos/seg.

Motor diesel.

Velocidad 2275 RPM
Tamaño 1.8 m X 0.825 m

Bomba vertical.

Potencia 200 HP
Capacidad 5677.5 LPM
Pasos 6
Carga 105 m
Velocidad 1770 RPM
Tamaño 0.6 m de diam.

Bomba vertical.

Potencia 200 HP
Velocidad 1760 RPM
Tamaño 0.6 m de diam.

Pre calentador de crudo.

1.0 Determinación del fluido por tubos y envolvente.

El crudo se enviará por tubos ya que contiene ácido sulfúrico y agua que lo hacen corrosivo, y es bastante sucio; por la envolvente se introducirá el aceite de calentamiento.

Generalmente es más económico introducir este tipo de fluidos por los tubos, puesto que en ésta forma se requiere menor cantidad de material resistente a la corrosión, además de que la limpieza mecánica es más eficiente y efectiva.

2.0 Propiedades de los fluidos y parámetros requeridos.

Flujos.

Envolvente: $W_e = 332410 \text{ lb/Hr} = 150779 \text{ Kg/Hr.}$

Tubos: $W_t = 3088937 \text{ lb/Hr} = 1401118 \text{ Kg/Hr.}$

Temperaturas.

Envolvente:	Entrada: $T_1 = 350^\circ\text{F} = 177^\circ\text{C}$
	Salida: $T_2 = 210^\circ\text{F} = 99^\circ\text{C}$
Tubos:	Entrada: $t_1 = 147^\circ\text{F} = 64^\circ\text{C}$
	Salida: $t_2 = 160^\circ\text{F} = 71^\circ\text{C}$

Caidas de presión permisible.

Envolvente: $\Delta P = 10 \text{ PSI (máx.)}$

Tubos: $\Delta P = 10 \text{ PSI (máx.)}$

Presión.

Entrada por envolvente: $7.4 \text{ Kg/Cm}^2 (105 \text{ Psig}).$

Entrada por tubos: $4.5 \text{ Kg/Cm}^2 (64 \text{ Psig}).$

Factores de ensuciamiento.

Crudo: $R_{d_i} = 0.005 \text{ Hr-Ft}^2\text{-}^\circ\text{F/BTU.}$

A. de calentamiento: $R_{d_o} = 0.001 \text{ Hr-Ft}^2\text{-}^\circ\text{F/BTU.}$

Propiedades.

Calor específico (Cp [=] BTU/lb^oF).

Entrada: Cp = 0.4675
Envolvente: Salida: Cp = 0.4350
Entrada: Cp = 0.5310
Tubos: Salida: Cp = 0.5360

Densidad relativa.

Entrada: $\rho_r = 0.984$
Envolvente: Salida: $\rho_r = 1.048$
Tubos: Entrada: $\rho_r = 0.907$
Salida: $\rho_r = 0.904$

Conductividad térmica (K [=] BTU/HrFt²°F).

Entrada: K = 0.0725
Envolvente: Salida: K = 0.0740
Tubos: Entrada: K = 0.1100
Salida: K = 0.1140

Viscosidad (μ [=] Centipoise).

Entrada: $\mu = 0.82$
Envolvente: Salida: $\mu = 2.60$
Tubos: Entrada: $\mu = 20.50$
Salida: $\mu = 16.20$

Pesos moleculares (P.M).

Crudo: 95.97

Aceite de calentamiento: 215.00

3.0 Carga térmica (Q_t [=] BTU/Hr).

$$Q_t = W\bar{C}_p\Delta T = 30889371 \text{ lb/Hr} \times 0.5335 \text{ BTU/lb}^\circ\text{F} \times 13^\circ\text{F} \\ = 21.4 \text{ MM BTU/Hr.}$$

$$\bar{C}_p = 0.5335 \text{ BTU/lb}^\circ\text{F.}$$

$$\Delta T = T_2 - T_1 = 160 - 147 = 13^\circ\text{F}$$

4.0 Potencial térmico.

4.1 Factor de corrección por temperaturas (Ft).

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1} = \frac{350 - 210}{160 - 147} = 10.76$$

Se considera un paso por la envolvente y dos pasos por los

$$P = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1} = \frac{160 - 147}{350 - 147} = 0.064 \text{ tubos (1-2).}$$

$$F_t = \frac{\left[\frac{R^2 - 1}{R - 1} \right]^{0.5} \ln \left[\frac{1 - P}{1 - PR} \right]}{\ln \left[\frac{\frac{2}{P} - 1 - R + \left[R^2 + 1 \right]^{0.5}}{\frac{2}{P} - 1 - R - \left[R^2 + 1 \right]^{0.5}} \right]} = 0.9754 \quad (1)$$

Como $F_t = 0.8$ (mínimo recomendable) es suficiente con un cuerpo en serie (no hay cruce de temperaturas).

4.2 Diferencia media de temperaturas corregida (LMTD).

$$\text{LMTD} = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \left[\frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)} \right]} (\text{Ft}) = \frac{(350 - 160) - (210 - 147)}{\ln \left[\frac{(350 - 160)}{(210 - 147)} \right]} (0.9754)$$

$$\text{LMTD} = 112.21^\circ\text{F.}$$

Nota: (1) Ecuaciones para cambiadores 1-2, 1-4, 1-6, 1-8 con un error del 2%.

6.0 Area de transferencia de calor(A).

$$A = \frac{Q_t}{U_d \text{ LMTD}}$$

Después de varias iteraciones, el coeficiente global de transferencia de calor (U_d) converge en el valor de 18 BTU/HrFt²°F.

$$A = \frac{21.4 \times 10^6}{18(112.21)} = 10595 \text{ Ft}^2$$

Considerando dos unidades de transferencia de calor operando en paralelo, ya que el área es grande y se tiene la flexibilidad de operar con dos trenes de separación, desde el punto de vista del proceso. $A/\text{coraza} = 5297 \text{ Ft}^2$.

7.0 Número de tubos por la coraza(NTE).

$$\text{NTE} = \frac{A}{a_e L_t} = \frac{5297}{0.2618(24)} = 844$$

Se utilizaran tubos de 24 Ft de longitud.

El diámetro del tubo será de 1 in. (d_o) puesto que es el más comercial y permite fácil limpieza mecánica

El calibre recomendado*(BWG) es de 12. * Por TEMA.

a_e : Area exterior por unidad de longitud = 0.2618 Ft²/Ft.

Dentro de los diámetros de corazas standares, en la de 44 in caben los 844 tubos, y se tiene un diámetro límite de los tubos(Dot1) de 42 in. Entonces:

844 tubos/coraza

422 tubos/paso.

$D_s = 44 \text{ in.}$

$L_t = 24 \text{ Ft.}$

BWG = 12

Dot1 = 42 in.

8.0 Coeficiente individual de transferencia de calor por el lado de los tubos.

8.1 Area de flujo por los tubos (a_f).

$$a_f = \frac{N_t a'_f}{144 n} = \frac{844(0.479)}{144(2)} = 1.403 \text{ Ft}^2$$

a'_f : Area de flujo por tubo.
= 0.479 in².

n : Número de pasos = 2

8.2 Masa velocidad (G_t).

$$G_t = \frac{W_t}{a_f \text{NCP}} = \frac{3088937}{1.403(2)} = 1100833 \text{ lb/HrFt}^2$$

NCP: Número de cambiadores en paralelo = 2

8.3 Velocidad del fluido (V_t).

$$V_t = \frac{G_t}{\rho 3600} = \frac{1100833}{3600(56.51)} = 5.41 \text{ Ft/seg.}$$

ρ : densidad promedio = 0.9055 g/Cm³ = 56.51 lb/Ft³
Velocidad recomendada: 3 a 6 Ft/seg.

8.4 Número de Reynolds (N_{Re}).

$$N_{Re} = \frac{d_i G_t}{\mu} = \frac{0.06517(1100833)}{18.35(2.42)} = 1615 \text{ (Régimen laminar).}$$

d_i : Diámetro interno del tubo = 0.06517 Ft

μ : Viscosidad promedio = 18.35 Cp.

8.5 Coeficiente individual de transferencia de calor (h_{io}).
Para régimen laminar, se tiene la correlación:

$$\frac{h_{io}}{\phi_t} = 1.86 \frac{K}{d_i} \left[N_{Re} P_r \left[\frac{d_i}{L} \right] \right]^{0.33}$$

L : Longitud de trayectoria.

$L = L_t(n)$

$$Pr : \text{Número de Prandtl} = \frac{\bar{C}_p \mu}{k} = \frac{0.5335(18.35)2.42}{0.112} = 211.52$$

\bar{k} : Conductividad térmica promedio = 0.112 Btu/HrFt^oF.

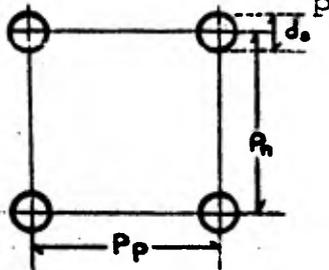
\bar{C}_p : Calor específico promedio = 0.5335 BTU/lb^oF.

$$\frac{h_{io}}{\phi_t} = 1.86 \frac{0.112}{0.06517} \left[1615(211.52) \frac{0.06517}{24(2)} \right]^{0.33} = 25.0 \text{ BTU/HrFt}^2\text{oF}$$

9.0 Coeficiente individual de transferencia de calor externo.

9.1 Arreglo de los tubos, paralelo (P_p) y normal (P_n) al flujo.

Arreglo cuadrado normal: $P_p = P_n = 1.25$ in.



Este arreglo permite la limpieza mecánica externa de los tubos.

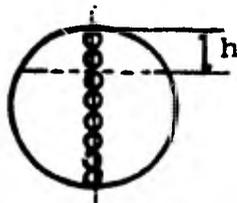
9.2 Número de hileras de tubos en la sección de flujo cruzado (N_c).

Considerando un % de corte en la mampara (CUT) del 16%, es decir:

$$CUT = \frac{h}{D_s} = 0.16 ; h = 0.16 D_s = 0.16(44) = 7.04 \text{ in.}$$

h: Longitud de corte de la mampara.

$$N_c = D_s \frac{(1 - 2CUT)}{P_p} = 44 \frac{(1 - 2(0.16))}{1.25} = 24 \text{ tubos.}$$



9.3 Fracción de tubos totales en la zona de flujo cruzado

(F_c). $F_c = f(CUT, D_s)$

$F_c = 0.82$ de gráfica N^o 10-16 del Perry (40).

9.4 Número de hileras efectivas de tubos, sometidas a flujo cruzado en cada ventana (N_{cw}).

$$N_{cw} = \frac{0.8 h}{P_p} = \frac{0.8(7.04)}{1.25} = 4.5$$

9.5 Area de la zona de flujo cruzado (S_m).

$$S_m = B \left[D_s - Dot1 + \frac{Dot1 - d_o}{P_n} (P_n - d_o) \right]$$

$$S_m = 9.31 \left[44 - 42 + \frac{42 - 1}{1.25} (1.25 - 1.0) \right] = 94.96 \text{ in}^2$$

B: Separación entre baffles (mamparas) = 9.31 in.

Se considera este valor (9.31 in), ya que se verificó con la igualación de S_w y S_m , como se verá más adelante.

9.6 Fracción del área de la zona de flujo cruzado disponible para flujo desviado (By-Pass) F_{bp} .

$$F_{bp} = \frac{(D_s - Dot1) B}{S_m} = \frac{9.31(44 - 42)}{94.96} = 0.1960$$

9.7 Area de fuga entre tubos y mamparas, para una mampara (S_{tb}).

$$S_{tb} = 0.3926 (2TOL d_o + TOL^2) NTE (1 + F_c)$$

$$S_{tb} = 0.3926 (2(1/32)1 + (1/32)^2) (844) (1.0 + 0.82) = 38.2 \text{ in}^2$$

TOL: Claro entre mamparas = 1/32 in (según TEMA).

NTE: Número de tubos por envolvente.

9.8 Area de fuga entre la mampara y la envolvente (S_{sb}), para una mampara,

$$S_{sb} = 18 \text{ in}^2 \quad S_{sb} = f(\text{CUT}, D_s) \quad \text{figura 10-17 del Perry (40)}$$

9.9 Area de flujo a través de la ventana (S_w).

$$S_{wt} = \frac{\text{NTE}}{8} (1 - F_c) d_o^2 \pi = \frac{844}{8} (1 - 0.82) 3.1416 (1)^2 = 59 \text{ in}^2$$

$$S_{wg} = 152 \text{ in}^2 \quad \text{figura 10-18 del Perry (40).}$$

$$S_{wg} = f(\text{CUT}, D_s).$$

$$S_w = S_{wg} - S_{wt} = 152 - 59 = 97 \text{ in}^2.$$

Como $S_w \geq S_m$; entonces el corte de la mampara y su separación son adecuados.

9.10 Número de Reynolds por el lado de la envolvente (N_{Re}).

$$N_{Re} = \frac{12 d_o W_e}{\mu S_m \text{NCP} (2.42)} = \frac{12 (1) 332410}{1.71 (94.96) 2.42 (2)} = 5075$$

μ : Viscosidad promedio = 1.71 Cp.

9.11 Factor J_k para un banco ideal de tubos.

$$J_k = 0.0105 \quad \text{figura 10-19 del Perry.}$$

$$J_k = f(N_{Re}, \text{arreglo}).$$

9.12 Coeficiente individual (h_k).

$$\frac{h_k}{\phi_e} = \frac{J_k C_p (144) W_e}{S_m \text{NCP}} \left[\frac{K}{2.42 C_p \mu} \right]^{0.66}$$

$$\frac{h_k}{\phi_e} = 0.01015 \frac{(1.016) (144) 332410}{94.96 (2)} \left[\frac{0.07325}{2.42 (1.71) 1.016} \right]^{0.66} = 180 \text{ BTU/HrFt}^{2\circ\text{F}}$$

C_p : Calor específico promedio = 1.016 BTU/lb $^{\circ}$ F.

K : Conductividad térmica promedio = 0.07325 BTU/HrFt $^{\circ}$ F

9.13 Factor de corrección J_c por el efecto de la configuración de la mampara.

$$J_c = 1.10 \text{ figura 10-20 del Perry.}$$

$$J_c = f(F_c).$$

9.14 Factor de corrección J_t por el efecto de fuga en las mamparas.

$$Y = \frac{S_{tb} + S_{sb}}{S_m} = \frac{38.2 + 18.0}{94.96} = 0.6$$

$$X = \frac{S_{sb}}{S_{sb} + S_{tb}} = \frac{18.0}{18.0 + 38.2} = 0.32$$

$$J_t = f(X, Y).$$

$$J_t = 0.50 \text{ figura 10-21 Perry.}$$

9.15 Factor de corrección por el efecto producido por flujo desviado (By-Pass), J_b . Como práctica de diseño se recomienda usar un par de fajas de sello por cada 5 hiléras.*

$$\frac{N_{ss}}{N_c} = \frac{5}{24} = 0.21 \quad N_{ss} = \frac{N_c}{24} = 5 \text{ pares de fajas de sello.}$$

$$J_b = 0.94 \text{ figura 10-22 Perry. } J_b = f(N_{ss}, F_{bp}).$$

* de la sección de flujo cruzado.

9.16 Número de mamparas o baffles (N_b).

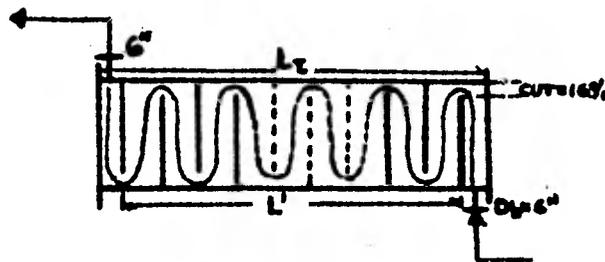
$$N_b = \frac{12 L'}{B} + 1 = \frac{12(22.5)}{9.31} + 1 = 29 \text{ mamparas. deben de ser 28 pares.}$$

L' : Longitud efectiva de los tubos.

La longitud efectiva de los tubos la podemos estimar con:

$$L' \approx L_t - 3D_b = 24 - \frac{3(6)}{12} = 22.5 \text{ Ft.}$$

D_b : Diametro de la boquilla = 6.0 in.



9.17 Factor de corrección J_r debido al gradiente adverso de temperatura.

$$\text{Para } N_{Re} > 100 \quad J_r = 1.0$$

9.18 Coeficiente individual de transferencia de calor (h_o).

$$\frac{h_o}{\phi_e} = h_k J_c J_t J_b J_r = 180 (1.1) (0.5) (0.94) (1.0) = 93.0 \text{ BTU/HrFt}^2 \text{ } ^\circ\text{F.}$$

10.0 Coeficientes individuales de transferencia de calor co arregidos con el factor de corrección por viscosidades (ϕ).

Cuando el fluido caliente está por los tubos, como en este caso, la temperatura de pared (T_w) está dada por:

$$T_w = t_m + \frac{h_o}{h_{io} + h_o} (T_m - t_m)$$

$$T_m : \text{Temperatura promedio del fluido caliente} = \frac{350 + 210}{2}$$

$$T_m = 280^\circ\text{F.}$$

$$t_m : \text{Temperatura promedio del fluido frio} = \frac{160 + 147}{2}$$

$$t_m = 153.5^\circ\text{F.}$$

$$T_w = 153.5 + \frac{93}{25 + 93} (280 - 153.5) = 253.0^\circ\text{F}$$

Con la temperatura de pared evaluamos las viscosidades del crudo y el aceite de calentamiento, y calculamos el factor de corrección por variación de viscosidades para obtener el Coeficiente individual de transferencia de calor por el lado de tubos y la envolvente.

$$\text{a } 253^\circ\text{F} \quad \mu_e = 1.9 \text{ Cp} \quad \mu_t = 8.0 \text{ Cp}$$

$$\phi_t = \left[\frac{M}{M_t} \right]^{0.14} = \left[\frac{18.35}{8.0} \right]^{0.14} = 1.123$$

$$\phi_e = \left[\frac{M}{M_e} \right]^{0.14} = \left[\frac{1.71}{1.9} \right]^{0.14} = 0.985$$

$$h_{i0} = 25(1.123) = 28.0$$

$$h_o = 93(0.985) = 91.6$$

11.0 Coeficiente global de transferencia de calor (U_D).

$$U_D = \frac{1}{\frac{1}{h_{i0}} + \frac{1}{h_o} + R_d + R_w}$$

R_w : Resistencia a la transferencia de calor del material de los tubos. $= \frac{e(A)}{K_w(A_{ml})}$. Se considera despreciable.

R_d : Factor de ensuciamiento total $= R_{dio} + R_{do}$

$$R_{dio} = R_{di} \frac{d_o}{d_i} = 0.005 \left(\frac{1.0}{0.782} \right) = 0.0064 \text{ HrFt}^{20} \text{ F/BTU}$$

$$R_d = 0.00064 + 0.001 = 0.0074 \text{ HrFt}^{20} \text{ F/BTU}$$

$$U_D = \frac{1}{\frac{1}{28} + \frac{1}{91.6} + 0.0074} = 18.5 \text{ BTU/HrFt}^{20} \text{ F}$$

Entonces el coeficiente total calculado es 18.5 y el coeficiente limpio es de 21.4, que para su cálculo se usa la misma ecuación anterior, pero sin tomar en cuenta el factor de ensuciamiento.

Comparando el coeficiente calculado contra el supuesto (18.0) se tiene el 2.7% de diferencia, la cual es una aproximación aceptable.

12.0 Caída de presión por el lado de la envolvente

12.1 Factor de fricción F_k para un banco ideal de tubos.

$$F_k = 0.12 \text{ figura 10-25 Perry. } F_k = f(N_{Re}, \text{arreglo}).$$

12.2 Caída de presión para una sección ideal, de flujo cruzado (ΔP_{bk}).

$$\Delta P_{bk} = 0.69 \times 10^{-6} \frac{F_k (W_e / NCP)^2 N_c}{\rho S_m^2} \left[\frac{M_w}{M} \right]^{0.14}$$

$$\Delta P_{bk} = 0.69 \times 10^{-6} \frac{0.12 (332410/2)^2 (24)}{63.4 (94.96)^2} \left[\frac{1.90}{1.71} \right]^{0.14}$$

$$\Delta P_{bk} = 0.0974 \text{ PSI.}$$

12.3 Caída de presión ideal para la sección de la ventana, (ΔP_{wk}).

$$\Delta P_{wk} = 1.73 \times 10^{-7} \frac{(W / NCP)^2 (2 + 0.6 N_{cw})}{S_m S_w}$$

$$\Delta P_{wk} = 1.73 \times 10^{-7} \frac{(332410/2)^2 (2 + 0.6 (4.5))}{94.96 (97) 63.4} = 0.0384 \text{ PSI.}$$

12.4 Factor de corrección R_L por efecto de fugas en las

mamparas. Con $\frac{S_{sb} + S_{tb}}{S_m} = \frac{18 + 38.2}{94.96} = 0.6$ figura 10-26 Perry.
 $R_L = 0.17$

$$\frac{S_{sb}}{S_{sb} + S_{tb}} = \frac{18}{18 + 38.2} = 0.32$$

12.5 Factor de corrección R_b debido a las corrientes de flujo desviado (By-Pass). Con $N_{ss}/N_c = 0.21$; $R_b = 0.84$

$$R_b = f(N_{ss}/N_c, N_{Re}). \text{ figura 10-27 Perry.}$$

10.6 Caída de presión total por el lado de la envolvente,

(ΔP_s).

$$\Delta P_s = \left[(N_b - 1) (P_{bk}) R_b + N_b (P_{wk}) \right] R_L + 2 (P_{bk}) R_b \left(1 + N_{cw}/N_c \right)$$

$$\Delta P_s = \left[(28-1) (0.0974) 0.84 + 28 (0.0384) \right] 0.17 + 2 (0.0974) (0.84) \left(1 + \frac{4.5}{24} \right)$$

$$\Delta P_s = 0.752 \text{ PSI. } < \Delta P_{\text{máx.}}$$

El número de mamparas y su separación es adecuado, ya que la caída de presión calculada no sobrepasa a la máxima permisible (10 PSI); Sin embargo la ΔP calculada es pequeña, pero ya no se puede tirar más presión, debido a que se tiene el mínimo corte de mampara recomendado (CUT=16%).

11.0 Caída de presión por el lado de los tubos (ΔP_t).

11.1 Factor de fricción (F).

Para $N_{Re} > 1000$ se tiene la siguiente ecuación:

$$F = 0.003113(N_{Re})^{-0.2636}$$

$$\text{Para } N_{Re} = 1615 \implies F = 0.003113(1615)^{-0.2636} = 0.00048$$

11.2 Caída de presión en tramos rectos (ΔP_{tr}).

$$\Delta P_{tr} = \frac{F G_t^2 L n}{5.22 \times 10^{10} d_i (\text{Sp.Gr.}) \phi_t}$$

ϕ_t : Factor de corrección por viscosidades, que para flujo laminar está dado por:

$$\phi_t = \left[\frac{\mu}{\mu_w} \right]^{0.25}$$

$$\phi_t = \left[\frac{18.35}{8.0} \right]^{0.25} = 1.231$$

Sp.Gr. : gravedad específica del crudo = 0.905

$$\Delta P_{tr} = \frac{0.00048 (1100833)^2 (24)^2}{5.22 \times 10^{10} (0.06517) 0.905 (1.231)} = 7.37 \text{ PSI.}$$

11.3 Caída de presión por retornos (ΔP_R).

$$\Delta P_R = \frac{4n V^2 (62.4)}{144 \text{ Sp.Gr. } (2g)}$$

g: aceleración de la gravedad = 32.2 Ft/seg²

$$\Delta P_R = \frac{4(2)(5.41)^2 (62.4)}{144(0.905)2(32.2)} = 1.42 \text{ PSI.}$$

11.4 Caída de presión total (ΔP_t).

$$\Delta P_t = \Delta P_{tr} + \Delta P_R = 7.37 + 1.42 = 8.8 \text{ PSI.}$$

lo cual está bien, ya que la $\Delta P_{max} = 10.0 \text{ PSI.}$

III.9 ESPECIFICACION DE LOS EQUIPOS DE PROCESO.

En general se considera que las denominadas "hojas de datos" son los documentos en los cuales se establecen o especifican los requerimientos y características de los equipos, para que cumplan con la función que se les ha dado, en relación con el DFP y al balance de materia y energía.

Las hojas de datos pueden ser de dos tipos, en las que se hace el diseño de proceso del equipo y en las que únicamente se indican o especifican los requisitos de proceso y condiciones de operación para el equipo. En general equipos para los cuales las compañías de ingeniería tienen métodos de cálculo confiables, aplican para el primer tipo. Para el segundo tipo las unidades las diseñan compañías especializadas en la manufactura de una o más de éstas; la teoría para el diseño de estos equipos o es muy compleja, o bien muy difusa y la experiencia desde el punto de vista práctico es la única guía.

Como se ha mencionado, el ingeniero de proceso no diseña algunos de estos equipos, solo los especifica; sin embargo es adecuado tener un conocimiento de ellos para poder, por una parte transmitir convenientemente la información requerida por el fabricante y por la otra tanto efectuar una buena selección de las unidades como los comentarios que sean necesarios.

Uno de los aspectos más importantes en la elaboración de las hojas de datos, junto con las condiciones operacionales y de diseño, es la selección de los materiales de construcción o la indicación de los componentes corrosivos.

Las hojas de datos mostrando diseño y/o especificaciones del equipo deben indicar la información en forma ordenada.

Muchas firmas de ingeniería han desarrollado formas para especificar las diferentes características de los equipos; estas formas aseguran nitidez en la presentación y también evitan que se pasen por alto algunos datos importantes de la información una vez llena, las formas pueden ser reproducidas y distribuidas a los diferentes departamentos que conforman la compañía de ingeniería, para ser integrados dentro del diseño completo de la planta.

Las formas de las hojas de datos de los equipos, generalmente están divididas en tres partes: La primera tiene en la parte superior (normalmente) el nombre de la compañía de ingeniería y el logotipo de ésta; nombre de la planta, localización, número del contrato, clave del equipo y el número de unidades o equipos iguales. Así mismo puede indicar espacios para escribir las ediciones o revisiones de que se trata, y las indicaciones por quien fué elaborado y quien la aprobó. En la segunda parte se limita el espacio para especificaciones del equipo, descripción, esquema, diseño, condiciones de operación, etc.; y la última parte consta de un espacio para notas en la parte inferior.

Las hojas de datos pueden emitirse en varias ocasiones durante el desarrollo de un proyecto; para evitar confusión se utilizan las llamadas ediciones y revisiones.

Enseguida se presentan las Hojas de Datos para los equipos de proceso de la planta de deshidratación de crudo, cuyos formatos son típicos del contenido de éstos documentos.

PLANTA	PLATAFORMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO.		
LOCALIZACION	SONDA DE CAMPECHE, MEXICO.		
CLAVE	EA-01A/B		
NO. UNIDADES	UNA	EDICION PRELIMINAR	

CAMBIADORES DE CALOR
HOJA DE DATOS

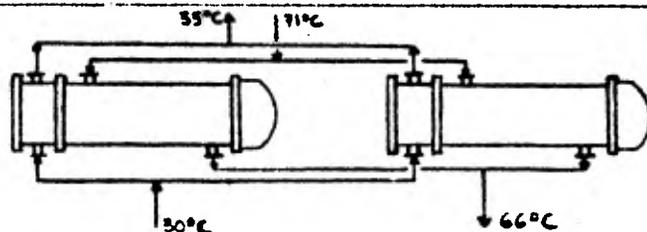
SERVICIO DE LA UNIDAD	ENFRIADOR DE CRUDO DESHIDRATADO.		
TAMANO	965 - 4877 mm.	TIPO	AES
SUPERFICIE POR UNIDAD (TOTAL, EFECT.)	450	M ² ENVOLVENTE POR UNIDAD	DOS
SUPERFICIE POR ENVOLVENTE (TOTAL, EFECT.)	225	M ² ARREGLO DE LAS ENVOLVENTES	15-2P

CONDICIONES DE OPERACION POR UNIDAD

FLUIDO CIRCULADO	LAADO DE LA ENVOLVENTE				LAADO DE LOS TUBOS	
	CRUDO DESHIDRATADO				AGUA DE MAR	
CANTIDAD TOTAL	LB/HR	KG/HR	ENTRADA	SALIDA	ENTRADA	SALIDA
			1213.300	1213.300	532.460	222.160
LIQUIDO	LB/HR	KG/HR	1213.300	1213.300	532.460	222.160
DENSIDAD RELATIVA			0.8925	0.8948	1.022	1.013
CONDUCTIVIDAD TERMICA	BTU/HR-FT ²	KCAL/HR-M ²	0.1055	0.1058	0.5129	0.2252
CALOR ESPECIFICO	B.TU/LB-°F	KCAL/KG-°C	0.4640	0.4590	0.9660	0.5670
VISCOSIDAD	CP	CP	18.3163	21.4580	2.1000	1.2000
PESO MOLECULAR			236.32	236.32	18.02	18.02
VAPOR	LB/HR	KG/HR				
CALOR LATENTE	BTU/LB	KCAL/KG				
PESO MOLECULAR						
CONDUCTIVIDAD TERMICA	BTU/HR-FT ²	KCAL/HR-M ²				
CALOR ESPECIFICO	BTU/LB-°F	KCAL/KG-°C				
VISCOSIDAD	CP	CP				
DENSIDAD	LB/FT ³	G/CM ³				
TEMPERATURA	°F	°C	31.0	66.0	50.0	55.0
PRESION (ATM 14.7 PSIA)	PSIG	KG/CM ² MAN	6.7		2.6	
NUMERO DE PASOS POR ENVOLV.			UNO		CUATRO	
VELOCIDAD	FT/SEC	M/SEC	1.30		1.57	
CAIDA DE PRESION	PSI	KG/CM ²	0.70 PERM.	0.78 CALC.	1.0 PERM.	0.60 CALC.
FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	HR-FT ² /BTU	HR-M ² /KCAL	0.001		0.0024	
CALOR INTERCAMBIADO	KCAL/HR		2556.067		110.000	35.74
COEFIC. TOTAL DE TRANSF. DE CALOR	KCAL/HR-M ² -°C		251.7	UNO	177.6	SERVICIO

CONSTRUCCION POR ENVOLVENTE

PRESION DE DISEÑO	KG/CM ² MAN	5.0	5.0
PRESION DE PRUEBA	KG/CM ² MAN	15.2	15.2
TEMP. DE DISEÑO	°C	AS	50
TUBOS	MONEL	Nº 580	P EXT. 25.4 mm
ENVOLVENTE	A.C.	D.J.	965 mm
TAPA DE LA ENVOLVENTE	A.C.	TAPA DE CABEZAL	FLOTANTE
CANAL	A.C.	TAPA DEL CANAL	FLOTANTE
ESPEJOS: PUO	A.C.	FLOTANTE	A.C.
MAMPARAS	A.C.	M/ ESPACIAMIENTO	5/210 mm
MAMPARA LONGITUDINAL			5 CORTES
TIPO DE UNION: ENVOLV		TUBO	
ENPAQUES: ENVOLV A TAPA		ENVOLV A ESPEJO	
CABEZAL FLOTANTE		CANAL A TAPA	
BOQUILLAS: ENVOLV-ENTR.	356 mm	INTERCONEXION	
CANAL-ENTR.	254 mm	INTERCONEXION	
CORROSION PERMITIDA-LADO DE LA ENVOLVENTE	3 mm		
CODIGOS REQUERIDOS	ASME VIII DIV. I TEMA "R"		
PESOS: ENVOLV Y HAZ DE TUBOS	LB, KG, MAX DE TUBOS		
NOTAS			



U.N.A.M.
JESUS RAMIREZ FACULTAD DE QUIMICA MEXICO D.F. 1982
GARCIA

PLANTA	PLATAFORMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO
LOCALIZACION	SONDA DE CAMPECHE, MEXICO
CLAVE	EA-02 A/B
NR UNIDADES	UNA

CAMBIADORES DE CALOR
HOJA DE DATOS

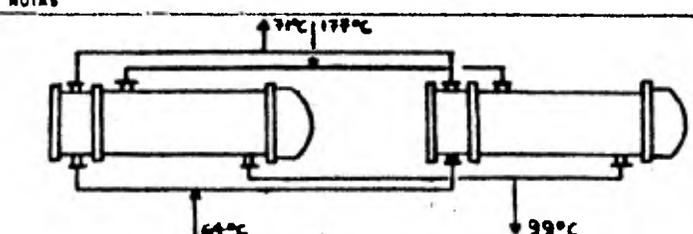
SERVICIO DE LA UNIDAD	CALENTADOR DE CRUDO HUMEDO.		POSICION	HORIZONTAL
TAMANO	1118 - 7315 mm.	TIPO	AES	
SUPERFICIE POR UNIDAD (TOTAL, EFECT.)	984	M ²	ENVOLVENTE POR UNIDAD	DOS
SUPERFICIE POR ENVOLVENTE (TOTAL, EFECT.)	492	M ²	ARREGLO DE LAS ENVOLVENTES	1S-2P

CONDICIONES DE OPERACION POR UNIDAD

FLUIDO CIRCULADO	LADO DE LA ENVOLVENTE		LADO DE LOS TUBOS	
	LB/HR	KG/HR	ACEITE DE CAL. OOW-THERM "64"	CRUDO HUMEDO
CANTIDAD TOTAL			ENTRADA 152780	ENTRADA 1401120
LIQUIDO	LB/HR	KG/HR	ENTRADA 150780	ENTRADA 1401120
DENSIDAD RELATIVA			0.9840	0.9070
CONDUCTIVIDAD TERMICA	BTU/IN-FT/HR-KCAL/HR-M ² -C		0.1078	0.1101
CALOR ESPECIFICO	BTU/LB-F KCAL/KG-C		0.4675	0.5350
VISCOSIDAD	CP		0.8200	2.6000
PESO MOLECULAR			215	215
VAPOR	LB/HR	KG/HR		95.970
CALOR LATENTE	BTU/LB KCAL/KG			95.970
PESO MOLECULAR				
CONDUCTIVIDAD TERMICA	BTU/IN-FT/HR-KCAL/HR-M ² -C			
CALOR ESPECIFICO	BTU/LB-F KCAL/KG-C			
VISCOSIDAD	CP			
DENSIDAD	LB/CM ³	KG/CM ³		
TEMPERATURA		°C	177.0	99.0
PRESION (ATM 14.7 PSIA)	PSIB	KG/CM ² MAN	4.5	7.4
NUMERO DE PASOS POR ENVOLV.				
VELOCIDAD	FT/SEC	M/SEC	0.78	0.78
CAIDA DE PRESION	PSI	KG/CM ²	0.05	0.05
FACTOR DE PRESIONAMIENTO	HR-FT ² /IN ² HR-M ² SEC/KCAL		0.002	0.002
CALOR INTERCAMBIADO	KCAL/HR		5.4 X 10 ⁶	
COEF. TOTAL DE TRANSP. DE CALOR		KCAL/HR-M ² -C	104.5	87.8

CONSTRUCCION POR ENVOLVENTE

PRESION DE DISEÑO	KG/CM ² MAN	6.6	3.8
PRESION DE PRUEBA	KG/CM ² MAN	10.2	6.3
TEMP. DE DISEÑO	°C	192	112
TUBOS	A.C.	Ø EXT. 25.4 mm	Ø INT. 12 mm
ENVOLVENTE	A.C.	Ø INT. 118 mm	Ø EXT. 118 mm
TAPA DE LA ENVOLVENTE	A.C.	TAPA DE CABEZAL FLOTANTE	A.C.
CANAL	A.C.	TAPA DEL CANAL FLOTANTE	A.C.
ESPEJOS: FLUO	A.C.	FLUO	A.C.
MAMPARAS/	A.C.	MAMPARAS DE CHOQUE	A.C.
MAMPARA LONGITUDINAL	A.C.	MAMPARA DE CHOQUE	A.C.
TIPO DE UNION: ENVOLV.		TUBO	TUBOS A ESPEJO
EMPAQUE: ENVOLV. A TAPA		ENVOLV. A ESPEJO	ESPEJO A CANAL
CABEZAL FLOTANTE		CANAL A TAPA	PLAS DE BELLO CINCO PARES
BOQUILLAS: ENVOLV.-ENTR.	153 mm	INTERCONEXION	SALIDA 153 mm CLASE -
CANAL-ENTR.	356 mm	INTERCONEXION	SALIDA 356 mm CLASE -
CORROSION PERMITIDA- LADO DE LA ENVOLVENTE	3 mm		LADO DE LOS TUBOS 2 mm
CODIGOS REQUERIDOS	ASME VIII DIV. 1 TEMA "R"		
PESOS ENVOLV. Y HAZ DE TUBOS	LB	RELLENO DE TUBOS	LB: RELLENO DE AGUA LB: KG



U.N.A.M.
FACULTAD DE QUIMICA
MEXICO D.F.
1982
JESUS RAMIREZ GARCIA

PLANTA PLAT. DE DESHIDRATACION DE CRUDO.
LOCALIZACION SONDA DE CAMPECHE.
MEXICO.
CLAVE FA-01A/B
NO DE UNIDADES DOS

RECIPIENTES
(HOJA DE DATOS DE PROCESO)

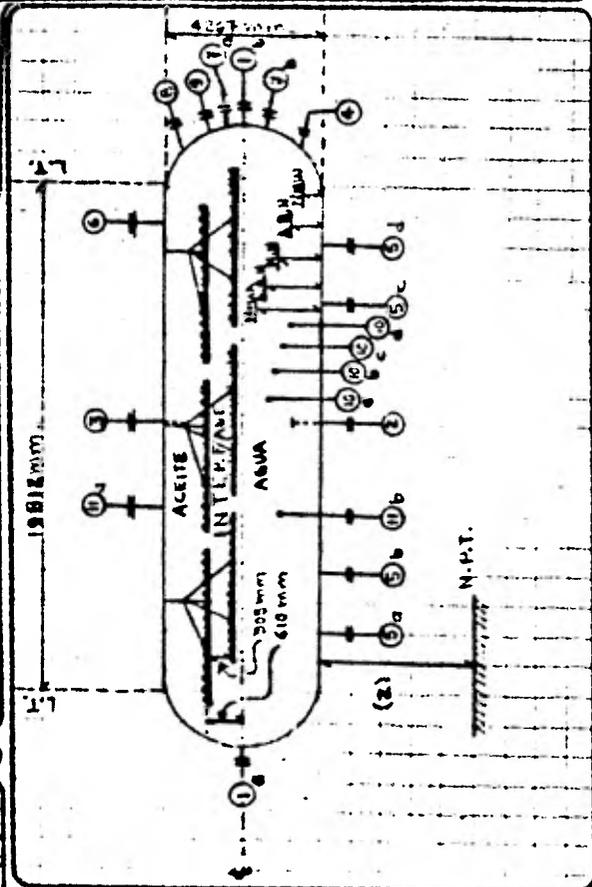
SERVICIO DESHIDRATORIA DE CRUDO.	POSICION: HORIZONTAL
TIPO DE FLUIDO: LIQUIDO CRUDO DESHIDRATADO (1)	PLUJO: 11385 lpm; DENSIDAD 0.832 g/cm ³
AQUA ACEITOSA	PLUJO: 1570 lpm; DENSIDAD 0.977 g/cm ³
TEMPERATURA: OPERACION 71.0 °C; MAXIMA 100.0 °C; DISEÑO — °C	
PRESION: OPERACION 6.7 kg/cm ² abs; MAXIMA 8.8 kg/cm ² abs; DISEÑO — kg/cm ² abs	
DIMENSIONES: LONGITUD 19812 mm; DIAMETRO 4267 mm; CAP. TOTAL 315856 l	
NIVEL: NORMAL AGUA 510 mm; MAXIMO 952 mm; MINIMO 505 mm	
ALARMA ALTO NIVEL AGUA 3540 mm; ALARMA BAJO NIVEL 3040 mm; NIVEL DE PISO — mm	
MATERIALES: CARCASON A.C. CABEZAS A.C.	
MALLA SEPARADORA: ESPESOR — mm; MATERIAL —	
TIPO CIRCULAR: DIAMETRO — mm	
TIPO RECTANGULAR: LONGITUD — mm; ANCHO — mm	
CONEXION PERIF: CARCASON — mm; CABEZAS — mm	
ASELAMIENTO: NO, SI.	
RECUBRIMIENTO INTERNO: NO, SI RESEA EPOXICA	

BOQUILLAS

NO	NO RES.	DTE. NOMINAL	SERVICIO
1	2	610	REGISTRO DE NOMBRE.
2	1	455	ALIMENTACION (EMISION AGUA ACEITADA)
3	1	405	SALIDA DE ACEITE.
4	1	152	SALIDA DE AGUA ACEITOSA.
5	4	152	PRESION.
6	1	102	VALVULA DE SEGURIDAD.
7	2	51	CONTROL DE INTERFASE.
8	1	25	INDICACION DE PRESION.
9	1	25	INDICACION DE TEMPERATURA.
10	4	19	TOCA DE MUESTRA.
11	2	51	CONTROL DE NIVEL.

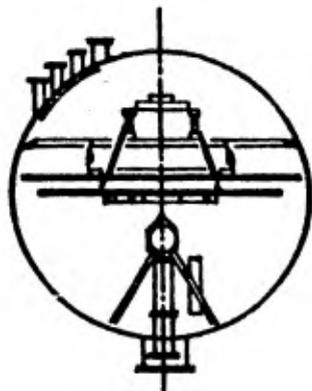
NOTAS:

- 1) CRUDO CON 2.5% VOL. DE AGUA Y 4.5 KG/CM³ / 10% FOL. DE CRUDA (10PTS).
- 2) AGUA MINIMA POR NEGR. DE LAS BOMBAS DE TRANSFERENCIA (GA-01A/B C/S/H).
- 3) LOS DATOS INSCRITOS A VERIFICAR POR FABRICAN TR. LOS RESERVILLA A REVISAR POR EL MISMO.
- 4) EDICION POR: MEX.
- 5) EL NIVEL DE INTERFASE ESTA ENTRE 2438 - 2748 mm.

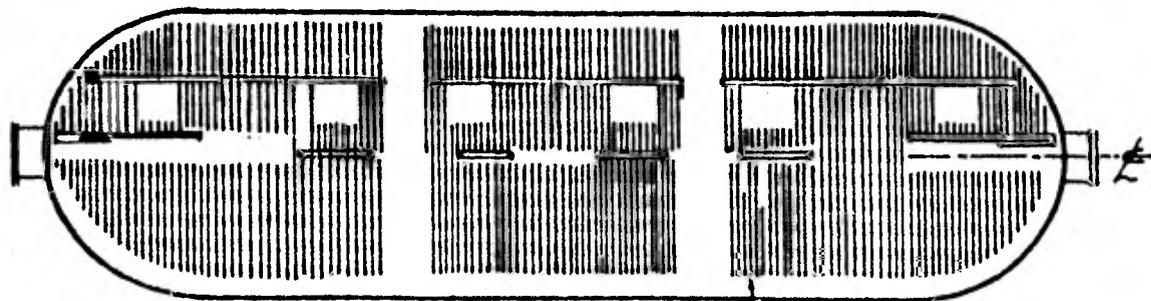
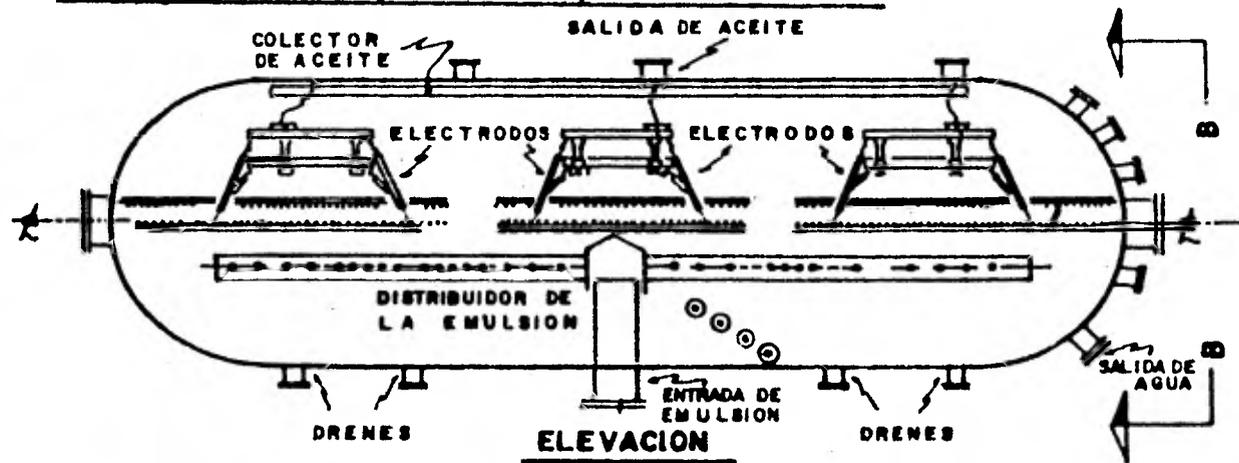


U. N. A. M.		
JESUS RAMIREZ GARCIA	FACULTAD DE QUIMICA.	MEXICO D.F. 1982

**DETALLES DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTATICO
(FA-01 A/B)**



CORTE B-B



PLANTA

REJILLAS DE ELECTRODOS

III.10 DIAGRAMA DE LOCALIZACION GENERAL DEL EQUIPO (PLOT-PLAN) .

El plano general de localización del equipo es un documento crítico en el diseño y construcción de una planta de proceso. Es un dibujo de la Unidad, en planta, en el cual se encuentran distribuidos adecuadamente todos y cada uno de los equipos; además se representa en él la localización de las áreas funcionales para el personal que va a laborar, adaptadas a las dimensiones y el sitio elegido para instalar la planta.

La economía en la producción de estos dibujos es proporcional a la adecuada distribución y localización de los equipos, su interdependencia y su libertad para combinarse.

El desarrollo de un diagrama de localización general del equipo es un "Arte" más que una Ciencia, ya que los requerimientos reales del proceso deben combinarse con la experiencia, para prever problemas o altos costos en el diseño mecánico, y más aún para proteger al elemento humano que se encargará de la operación y mantenimiento de la planta.

La selección óptima de un arreglo de planta no es una cosa sencilla de conseguir. El plano final resulta de la experiencia y destreza del personal de Ingeniería de Proyecto, Proceso y Tuberías. De hecho es una operación complicada, frecuentemente tediosa y muy costosa. El trabajo en este campo es complicado, debido a que los criterios de diseño de proceso establecidos y la tecnología están en constante cambio hacia nuevos conocimientos y experiencia.

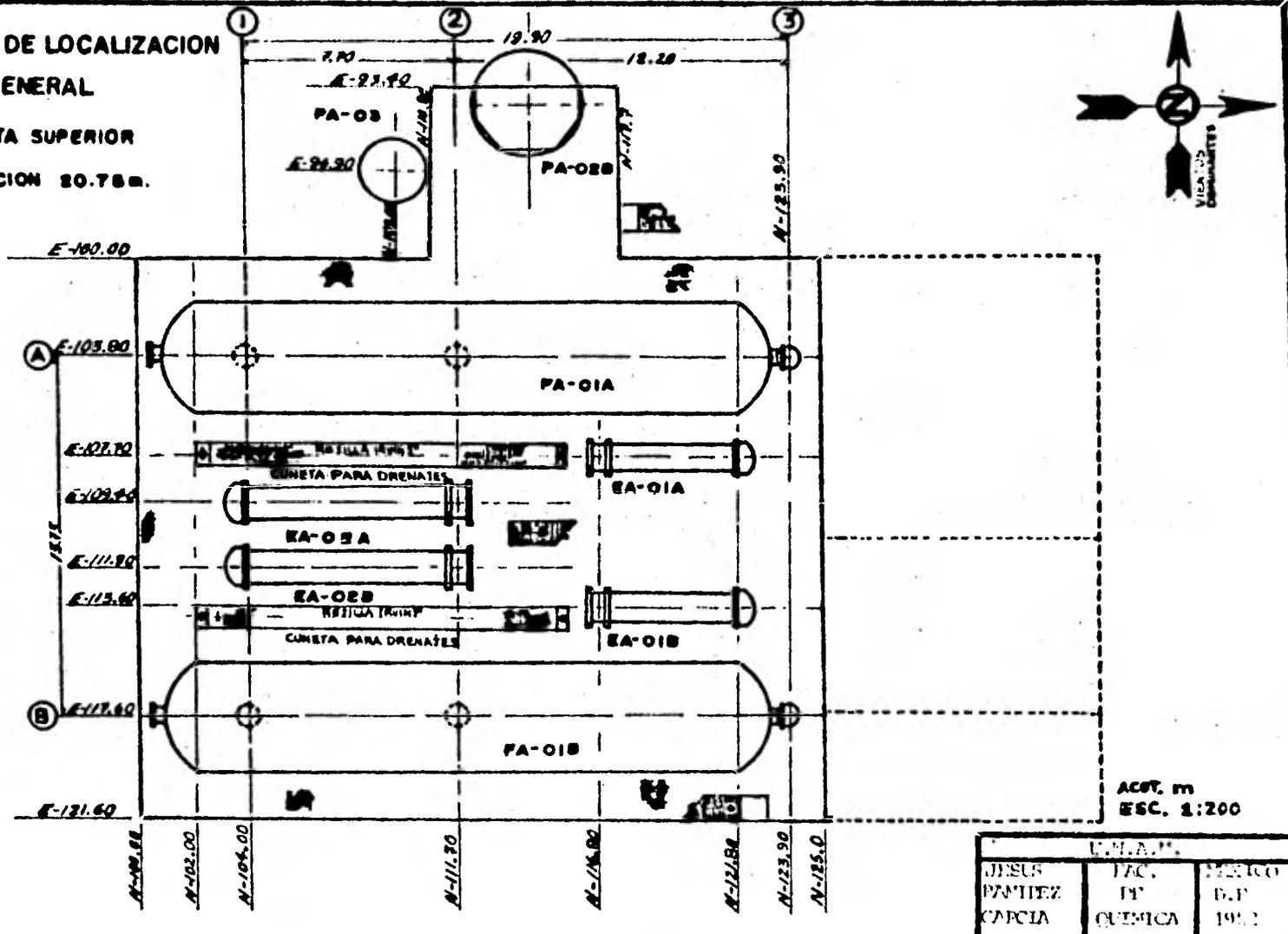
Aunque la distribución del equipo puede efectuarse en combinación con los arreglos de tubería (Plant-Layout), estas actividades normalmente se trabajan en forma separada.

En el diseño del plano de localización general del equipo se dispone del Diagrama de Flujo de Proceso, Hojas de Datos de los equipos, información de equipo por catálogos de fabricante, y Bases de Diseño.

Enseguida se presenta el plano de localización general del equipo (Preeliminar) de la planta de deshidratación de crudo tipo marino. Todo el equipo necesario se integra en una plataforma de 8 patas, con dos niveles y una área disponible de 764 m^2 por nivel.

**DIAGRAMA DE LOCALIZACION
GENERAL**

**CUBIERTA SUPERIOR
ELEVACION 20.78 m.**



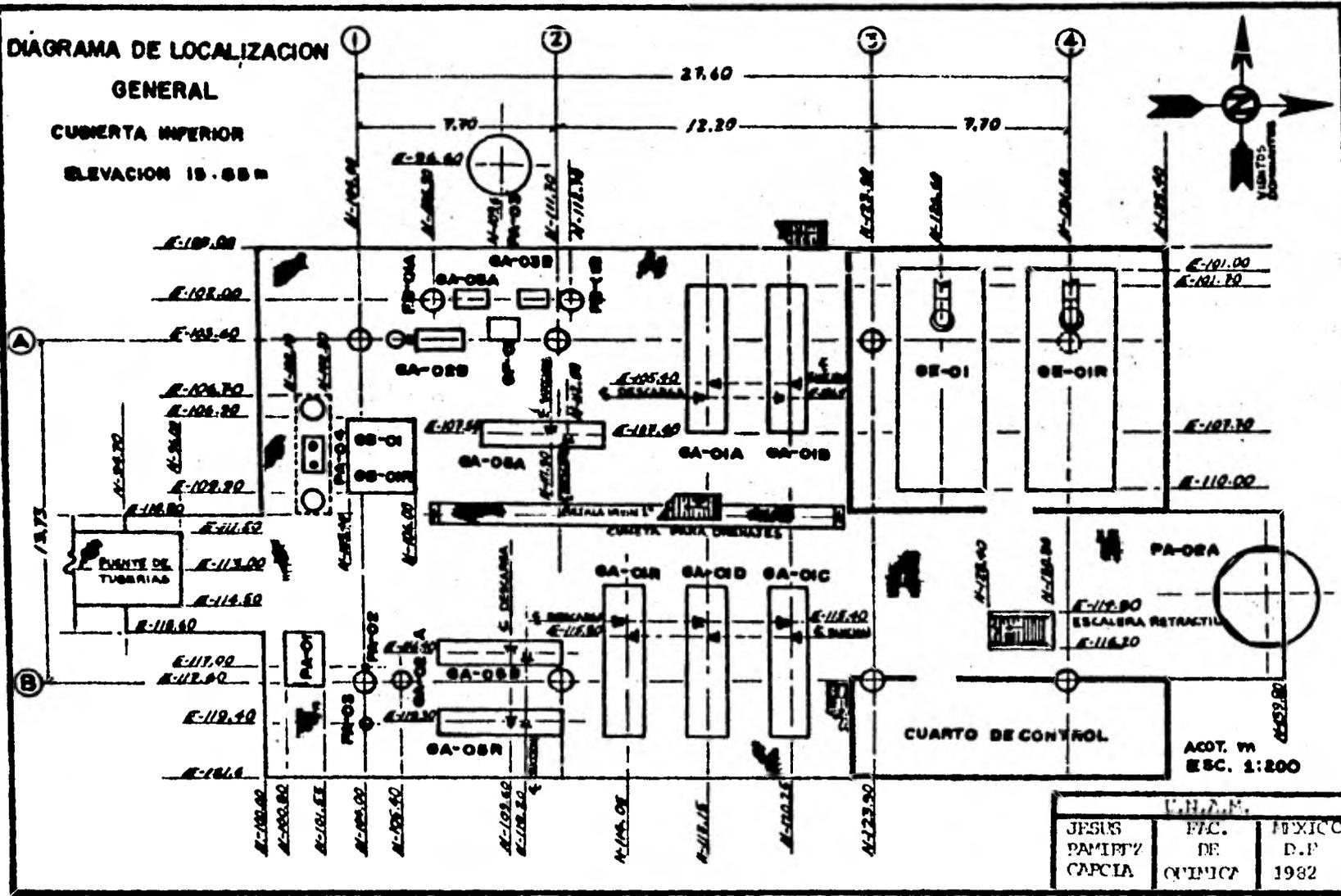
-127-

U.E.A.P.		
JESUS PANTEZ CARCIA	FAC. DE QUIMICA	MEXICO D.F. 1952

DIAGRAMA DE LOCALIZACION GENERAL

CUBIERTA INFERIOR

ELEVACION 15.85 m



-138-

C.H.A.M.		
JESUS PARRIZO CANCIA	ENC. DE CONSTR	MEXICO D.F. 1982

C A P I T U L O

IV

Capítulo IV
C O N C L U S I O N E S .

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

Incorporar un deshidratador electrostático a los procesos de deshidratación y desalado de crudos, en lugar de los tratadores convencionales, da como resultado el tener: Alto valor de rescate de la inversión, aumento de la eficiencia en el proceso a tiempos reducidos, y una área requerida de instalación adecuada a la disponible en plataformas.

Se han presentado los equipos básicos para que la planta de deshidratación de crudo sea autosuficiente; las características, dimensiones y condiciones de operación de los equipos requeridos por el proceso, en función de las Bases de Diseño, Balance de Materia y Energía realizado, y de acuerdo a los Criterios de Diseño establecidos. Siendo éstos últimos los que determinan la Ingeniería Básica para la capacidad de producción que se requiere.

Asimismo, se distribuyó estratégicamente todo el equipo en la plataforma, de tal manera que, se pueda dar mantenimiento y reparación al equipo, y tener acceso para el personal que va operar la planta.

Mediante un estudio más a fondo de la ingeniería básica desarrollada en la presente tesis, se podrá confirmar que los cálculos preliminares que en ésta se representan son los adecuados. En la segunda etapa de éste proyecto se realizará la ingeniería de detalle, la adquisición del equipo y posteriormente la instalación de la planta de deshidratación de

crudo, la cual se integrará a las plataformas de producción de crudo en la Sonda de Campeche, donde se ha empezado a requerir de éste proceso.

Finalmente, siendo el deshidratador electrostático de crudo el equipo más relevante del proceso, se logró obtener una metodología para su diseño, a partir de la información encontrada en la literatura abierta. Para obtener las dimensiones finales se requiere de estudios de laboratorio y pruebas de campo para el crudo que se va a procesar; razón por la cual los fabricantes de éstos equipos mencionan que los métodos de diseño son casi empíricos, y todo lo reducen a unas cuantas palabras: "Diseñar un tratador electrostático es un ARTE mas que una CIENCIA".

C A P I T U L O

V

B I B L I O G R A F I A.

1. Rauman, C.J. ; Neu, J.M.
Desalage du Petrolé Brut sur Champ de Production.
Petrole et Techniques. N^o 273, Agosto-Sept. 1980.
2. Burris, D.R.
Field Desalting: A Growing Producer Petroleum World--
wide,
Petroleum Engineer. Junio 1974.
3. Lowd, D.J.; Maher, J.L.
Considerations in the Field Removal of Salt Contami--
nants from Crude Oil.
Journal of Institute of Petroleum. Vol. 51, N^o 498,
Junio 1965.
4. Burris, D.R.
Dual Polarity Oil Dehidration.
Petroleum Engineer. Agosto 1977.
5. Schwartz, M.
Contamination des Bruts due au Transport Maritime.
Revue de L'A.F.T.P. N^o 209, Sept.- Oct. 1971.
6. Roy, N.L.
Electrical Dehydration and Desalting of Crude Oils.
Procedings Indonesian Petroleum Association.
Annual Convencion, Junio 1976.
7. Burris, D.R.
How to Design and Efficient Crude Desalting System.
Ce. Natco Inc. Junio 1978.

8. Electric Dehydration/Desalting of Crude Oils in Oil--
field Production.
Petrolite Corp., Petreco Division. Marzo 1975.
9. Crude Oil Desalting.
Petrolite Corp. Petreco Division. Agosto 1981.
10. Pinkovskii, Y.I.; Pavlov, N.I.
Horizontal Electrodehydrators for Built-in Electric
Desalting Plants.
11. Suter Ralph.
Cañadon Seco: Inovadora Planta Deshidratadora de Crudo.
Petróleo Internacional, Octubre 1980.
12. Estudio de Deshidratación de Crudos en la Zona sur.
Planta "EL Golpe".
Instituto Mexicano del Petróleo. Septiembre 1976.
13. Fisher, L.E.; Hall, G.C.; Stenzel, R.W.
Crude Oil Desalting.
14. Olivera, M.J.
Problemas de Tecnologia.
Petróleo Internacional, Septiembre 1979.
15. Noticias Petroleras Nacionales. Participación del Ins-
tituto Mexicano del Petróleo en la Explotación del
Mar.
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Vol. XII
N^o 3, Julio 1980.
16. Waterman, L.C.
Crude Desalting: Why and How.
Hydrocarbon Processing. Vol. 44, N^o 2, Febrero 1965.

17. Téllez, R.J.I.
Aplicación de Surfactantes en la Deshidratación y Desalado de Crudos.
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Oct. 1976.
18. Martin, R.B.
Process for Desalting Petroleum Oils.
Petrolite Corp. Patente 4,188,277. Febrero 1980.
19. Waterman, L.C.; Winslow, J.D.
Desemulsificación Eléctrica.
Petróleo Mexicano, Abril-Mayo 1967.
20. Davies, J.T.; Rideal, E.K.
Interfacial Phenomena.
Academic Press, New York 1961.
21. Harvey, R.R.
The Theoretical Approach to the Investigation of Films Occurring at Crude Oil-Water Interfaces.
Trans. AIME, 1960.
22. Reisberg, J.; Doshier, T.M.
Interfacial Phenomena in Crude Oil Water Systems.
Producers Monthly, Noviembre 1956.
23. Physical Characteristics of Natural Films Formed at Crude Oil-Water Interfaces.
SPE of AIME. 1201.
24. J.P.T.
Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions.

25. Theory and Industrial Applications.
Surface Chemistry, Osipow.
26. Crude Oil Processing with Electrostatic units.
C.E. Natco.
27. Apuntes del 1^{er} Curso de Ingeniería Básica de Proceso.
Del 8 de Junio al 14 de Agosto, 1981.
Instituto Mexicano del Petróleo.
28. Kern, R.; Hoffman-La Roche Inc. Nutley, N.J.
How to size Process Piping for Two-Phase Flow.
Hydrocarbon Processing, Octubre 1969.
29. Ortega, G.H.
Poza Rica: 29 Años de Recuperación Secundaria.
Asistencia Recíproca Petrolera Estatal (A.R.P.E.L.).
Boletín Técnico N^o 10, Marzo 1981.
30. La Búsqueda de Petróleo y Gas en México, para el desarrollo Industrial del País.
Revista Mexicana del Petróleo. N^o 274, Mayo-Junio 1981.
31. Franco, A.
Inician Deshidratación Costa-afuera en Bloque del Lago Maracaibo.
Petróleo Interamericano, Enero 1969.
32. Pascual, R.
Instalan Plantas Desaladoras.
Petróleo Internacional, Agosto 1976.
33. Barnett, J.W.
Aspectos Económicos Ocultos de la Efectiva Desalación de Crudos.
Petróleo Internacional, Octubre 1980.

34. Rase, H.F.; Barrow, M.H.
Ingenieria de Proyectos para Plantas de Proceso.
C.E.C.S.A 1979.
35. Ortíz, R.J.A.
Diseño Térmico de Cambiadores de Calor.
Curso sobre Termodinámica, Transmisión de Calor e Instrumentos. Instituto Mexicano del Petróleo.
36. Flow of Fluids.
CRANE, Co.: Engineering Division.
37. Magaña, G.E.
Estudio del Diseño para Desalado de Petróleo Crudo en una Planta de destilación Primaria.
Tesis Profesional, 1975. Facultad de Química. U.N.A.M.
38. Technical Data Book (Sea Water).
M.W. Kellogg Co.
39. Fried, R.J.
Heat-Transfer for High-Temperature Systems.
Chemical Engineer. Mayo 28, 1973.
40. Perry and Chilton.
Chemical Engineers Handbook. 5^o Ed.
41. Dow-Therm Heat Transfer Fluids for Low Pressure Systems.
Dow Chemical Engineering.
42. Reverse Osmosis.
Aqua Chem. Inc. Boletín Técnico 750-1015S.
43. Reverse Osmosis Desalinator.
Riley-Beaird Co. Boletín Técnico 151481.

44. Normas y Estadares de Ingenieria para Instalaciones Costa Afuera. Instituto Mexicano del Petr6leo.
45. Manual de Dise1o de Recipientes de Proceso. Instituto Mexicano del Petr6leo.
46. Gas Turbine World Performance Specifications. 1981.