



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

APLICACION DEL PROCESO DE
PRECIPITACION ELECTROSTATICA A LA
DESHIDRATACION DE CRUDOS EN
PLATAFORMAS MARINAS

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A

GERMAN RAMIREZ CAMPOS

ASESOR; ING. RENE DE LA MORA MEDINA

UNAM
FES

ZARAGOZA



Lo Humano eje
de nuestra reflexion

MEXICO, D. F

1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

22
2ej-



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES "ZARAGOZA"
DIRECCION DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OF/082/008/97

C. Germán Ramírez Campos
Presente.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado para el Examen Profesional, le comunico que la Jefatura a mi cargo ha propuesto la siguiente designación:

Presidente: *Ing. René de la Mora Medina*

Vocal: *Ing. Alejandro Rogel Ramírez*

Secretario: *Ing. Hugo Héctor Martínez Rojas*

Suplente: *Ing. Salvador Gallegos Ramales*

Suplente: *Ing. Ismael Bautista López*

ATENTAMENTE
"LO HUMANO ES DE NUESTRA REFLEXION"
México, D.F., 17 de Abril de 1997

Ing. Magín Enrique Juárez Villar
Director de la Carrera

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres

A mis bondadosos y apreciables padres, Raquel y Alvaro, por su cariño, ternura y apoyo en todos los momentos de mi vida.

Esposa

A mi linda y querida esposa por su paciencia, prudencia, comprensión y por el amor que me ha brindado en todos los años.

A mis Hermanos

Por su estímulo, compañerismo, honradez y perseverancia que me han inculcado con su ejemplo y especialmente a Eloy.

A mi Asesor Ing. Rene de la Mora M.

Por su insistencia en que terminara con esta etapa, por sus consejos y comentarios.

A mis Amigos

Por que han sido como una piedra clavada en el alma que permanentemente me han ayudado a superarme social, emocional e intelectualmente.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por darme los conocimientos y llenar una etapa de mi vida en la fuente de la sabiduría.

A mis Compañeros

Que han puesto un granito de arroz con su pluma, con sus dedos , con su información, con sus conocimientos y con su amistad.

Al Instituto Mexicano del Petroleo

Que ha sido mi segundo hogar y en el que he moldeado y forjado mi carácter, así como conquistado grandes metas.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es aplicar el proceso de precipitación electrostática a la deshidratación de crudo en plataformas marinas.

Se desarrolla un capítulo donde se proporcionan las características generales de las plataformas marinas de acuerdo a su estructura y se clasifican en sistemas de explotación fijo, semifijo y flotante, como ejemplo de ellas tenemos el tipo jacket, concreto, torre atrantada, articulada, semisumergible y anclada verticalmente.

Tomando como base el tipo de servicio que proporcionan existen plataformas habitacionales, de compresión, de enalce, de producción y de perforación.

También se abordan aspectos teóricos de los fenómenos que intervienen en los sistemas líquido líquido (agua-crudo) como la formación de emulsiones, tensión superficial, campo eléctrico, polarización y eléctrica, con objeto de explicar el proceso de formación de gotas de agua emulsionadas en el crudo y que al aplicar un campo eléctrico tienden a unirse y formar gotas mas grandes que por densidad se depositan en el fondo del recipiente.

Se describen los materiales contaminantes del crudo, sus posibles consecuencias en el equipo y tubería, la forma de eliminar la corrosión, erosión e incrustación.

Históricamente la deshidratación de crudo se inicio con el asentamiento por gravedad, luego al aplicarle calor disminuye la viscosidad de la fase continua y aumenta la velocidad de asentamiento del agua e igualmente sucede cuando se adicionan productos quimicos que disminuyen la tensión interfacial y por último al hacer pasar a la fase continua y la emulsión a través de un campo eléctrico se propicia la formación de gotas cada vez mas grandes de agua y la velocidad de asentamiento aumenta.

Existen en el mercado recipientes acondicionados con los accesorios para controlar las sales, arenas, agua y crudo así como sistema eléctrico, sistema de calentamiento interno, mamparas y rejillas electrostáticas horizontales o verticales.

En base a las instalaciones existentes y características del crudo, se selecciona el campo, la plataforma y proceso de deshidratación de crudo en plataformas marinas, así como el equipo, requerimientos de servicios auxiliares y se propone la distribución de equipo.

INDICE

1.0 INTRODUCCION

2.0 CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE PLATAFORMAS DE EXPLOTACION MARINA.

2.1 Clasificación del tipo de plataforma.

2.2 Características de las plataformas de acuerdo a su estructura:

- 2.2.1 Sistema de explotación fijo.
- 2.2.2 Sistema de explotación semifijo.
- 2.2.3 Sistema de explotación flotante.

2.3 Componentes Estructurales de una plataforma:

- 2.3.1 Superestructura.
- 2.3.2 Subestructura.
- 2.3.3 Pilotes.

2.4 Características de las Plataformas de acuerdo a su servicio.

- 2.4.1 Plataforma habitacional.
- 2.4.2 Plataformas de perforación.
- 2.4.3 Plataformas de enlace.
- 2.4.4 Plataformas de producción.
 - 2.4.4.1 Descripción del proceso de producción.
- 2.4.5 Plataformas de compresión.
 - 2.4.5.1 Descripción del proceso de compresión

3.0 SEPARACIÓN ELECTROSTÁTICA CRUDO-AGUA.

3.1 Historia.

3.2 Aspectos teóricos:

- 3.2.1 Formación de la emulsión

- 3.2.2 Estabilidad de la emulsión
- 3.2.3 Desemulsificación.
- 3.2.4 Surfactantes.

3.3 Principios básicos de los fenómenos que intervienen en el proceso de deshidratación:

- 3.3.1 Energía superficial y tensión superficial
- 3.3.2 Elevación capilar y depresión capilar.
- 3.3.3 Tensión superficial y absorción.
- 3.3.4 Interacción de partículas cargadas con un campo eléctrico.
- 3.3.5 Polarización en un dieléctrico.
- 3.3.6 Polarización dieléctrica y estructura.
- 3.3.7 Polarización de orientación.
- 3.3.8 Fuerzas intermoleculares.
- 3.3.9 Energía de dispersión.

3.4 Análisis de variables de la ley de Stoke y determinación del tamaño de partícula:

- 3.4.1 Diferencia de densidad.
- 3.4.2 Gravedad.
- 3.4.3 Viscosidad.
- 3.4.4 Tamaño de partícula.

3.5 Materiales contaminantes del crudo:

- 3.5.1 Agua
- 3.5.2 Sales solubles
- 3.5.3 Sales insolubles.
- 3.5.4 Materiales sólidos.
- 3.5.5 Compuestos organometálicos.
- 3.5.6 Corrosión.
- 3.5.7 Incrustación.

3.6 Procesos de deshidratación más utilizados.

3.6.1 Clasificación de los procesos.

3.6.2 Descripción de procesos.

3.6.2.1 Asentamiento por gravedad

3.6.2.2 Calentamiento.

3.6.2.3 Coalescencia química

3.6.2.4 Coalescencia mecánica

3.6.2.5 Deshidratación centrífuga

3.6.2.6 Coalescencia eléctrica.

4.0 APLICACION DEL PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDO.

4.1 Selección del campo para la deshidratación.

4.1.2 Instalaciones marinas

4.1.3 Producción de cada complejo.

4.1.4 Composición del crudo.

4.1.5 Contenido de agua.

4.1.6 Análisis de información

4.2 Selección del tipo de plataforma.

6.0.1 Análisis de información

4.3 Selección de Proceso de deshidratación.

4.3.1 Descripción del proceso de la deshidratación electrostática

4.3.1.1 Descripción del proceso

4.3.1.2 Descripción de equipo

4.3.2 Alternativas propuestas

4.3.3 Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas

4.4 Aplicación de la alternativa seleccionada a plataformas marinas

4.4.1 Criterios generales de diseño

4.4.2 Descripción del proceso

4.4.3 Diagrama de flujo de proceso

4.4.4 Plano de localización general de equipo

4.4.5 Requerimientos de equipo y servicios auxiliares

5.0 CONCLUSIONES

6.0 BIBLIOGRAFIA.

INTRODUCCION.

La importancia socioeconómica que representa el petróleo en el mundo ha obligado a los países productores a buscarlo en todos los rincones, desde el desierto, las selvas y las zonas polares hasta las profundidades del mar.

Es en el mar donde el hombre se ha ido introduciendo después de haber explorado las zonas terrestres disponibles y también al percatarse que algunos mantos petroleros descubiertos en tierra continuaban mar adentro.

En el mar empezó con pequeñas estructuras de madera en las playas y fue perforando cada vez a mayores profundidades y con estructuras más complejas hasta llegar a los actuales complejos petroleros en el mar.

El objetivo de este trabajo es desarrollar el tema de la precipitación electrostática y aplicarlo a la deshidratación de crudo en plataformas marinas.

Considerando los adelantos técnicos que se han implementado a nivel mundial en el diseño y construcción de estructuras marinas, así como en el tipo de servicio que se debe proporcionar, se clasifican, describen características y se determina que estructura es apropiada para la deshidratación.

En base a los principios físico químicos que se presentan en la interfase líquido-líquido se describen los fenómenos que intervienen en la formación de una emulsión crudo-agua y su desemulsificación.

La precipitación electrostática se ha utilizado con mucho éxito en la industria minera para separar sólidos utilizando la propiedad de la polarización que tienen todas las sustancias.

En la industria petrolera la separación de agua emulsionada en crudo se utiliza un recipiente al cual se le adapta un sistema de electrodos para polarizar y coalescer las gotas de agua con ayuda de agentes desemulsificantes y calentamiento.

Finalmente se seleccionó un equipo y se aplicó a la deshidratación de crudo, tomando en cuenta las limitaciones de espacio en las plataformas de producción de la Sonda de Campeche.

2.0 CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS DE PLATAFORMAS DE EXPLOTACION.

En las plataformas marinas , el tirante de agua, las condiciones ambientales, el equipo de proceso , la geología y la geofísica de la región definen las características estructurales, por el tipo de proceso las instalaciones se clasifican como de compresión, habitacional, de perforación, de producción o enlace, mismas que pueden ser fija, semisumergible o flotante.

2.1 Clasificación del tipo de plataforma.

Los sistemas de explotación marinos, pueden clasificarse en forma general de acuerdo a su estructura, en tres grupos principales:

- Sistema de explotación fijo.
- Sistema de explotación semifijo
- Sistema de explotación flotantes.

De acuerdo a su tipo de proceso y servicio en:

- Plataformas de perforación
- Plataformas de enlace
- Plataforma habitacional
- Plataformas de compresión
- Plataformas de producción.

2.2 Características de las plataformas de acuerdo a su estructura.

2.2.1 Sistema de explotación fijo

Estos sistemas se caracterizan por encontrarse asentados sobre el suelo marino y consisten en estructuras metálicas y/o de concreto, que se extienden hasta la superficie. Estas estructuras son estables con relación al fondo marino

En los últimos años, las plataformas fijas han representado la solución estructural más común para conjuntos de producción y perforación. Sin embargo, la experiencia en trabajos de perforación en profundidades marinas de más de 300 m, indica que las plataformas semifijas o flotantes, por razones económicas, esfuerzos mecánicos en el izaje pudieran ser una mejor alternativa

Los principales sistemas fijos hasta ahora desarrollados a nivel mundial son los siguientes:

2.2.1.1 Plataforma convencional o tipo "jacket".

Esta estructura es el tipo convencional que se utiliza tanto para perforaciones como para producción y procesamiento de gas y de crudo. En ella se pueden perforar desde 10 a 60 pozos (Fig 2.1)

Consiste en una estructura metálica de forma piramidal sujeta permanentemente al fondo marino, usualmente con pilotes hincados por dentro de las patas de la estructura a través de los sedimentos del fondo y están diseñadas para resistir las cargas de oleaje y viento por su propia rigidez. Las plataformas de acero presentan las siguientes ventajas:

- La tecnología empleada es conocida y ha sido probada muchas veces.

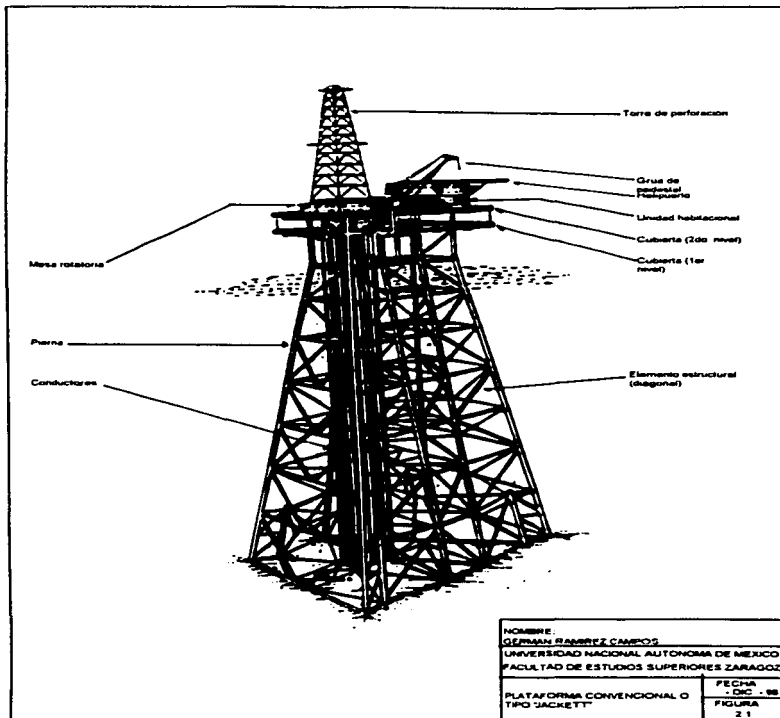
- Las plataformas de acero presentan movimiento insignificantes en la cubierta, lo que permite condiciones de operación más cómodas y pocas interrupciones en la producción
- Prácticamente no hay límite de carga útil en la cubierta. No tienen restricciones en cuanto al equipo que pueden soportar.

Actualmente la mayoría de las plataformas que se construyen están a varios kilómetros de la costa y se han instalado estructuras en tirantes de agua hasta de 300 m.

Aunque existe la tecnología para instalar plataformas en profundidades mayores de 300 m., se están buscando alternativas que sean más económicas, pues el costo de una estructura rígida se incrementa mucho con la profundidad. Además, por el aumento de la respuesta dinámica de la estructura, pueden aparecer grietas por fatiga del acero en las juntas de la estructura.

Las plataformas de acero muy altas presentan también problemas en la instalación. Si se emplea el método convencional de lanzamiento, los esfuerzos generados durante el lanzamiento y transporte son mucho mayores a los de trabajo y el diseño de la estructura puede quedar gobernado por estas cargas.

En nuestro país, en la Sonda de Campeche existen plataformas de este tipo, mismos que pueden ser dodecápodos (12 piernas), octápodos (8 piernas), tetrápodos (4 piernas) y tripodes (3 piernas), teniendo las de perforación hasta 12 pozos de producción.



2.2.1.2 Plataforma de concreto

Estas plataformas manejan de 50 a 60 pozos y se utilizan para perforación y producción. Actualmente se emplean para producción permanente, además de ser utilizadas en perforación y transporte de gas - aceite.

Este tipo de estructura es de concreto reforzado y preesforzado formada por dos secciones, la base y la superestructura y sobre ésta la cubierta de servicios, construida de acero (Fig 2 2)

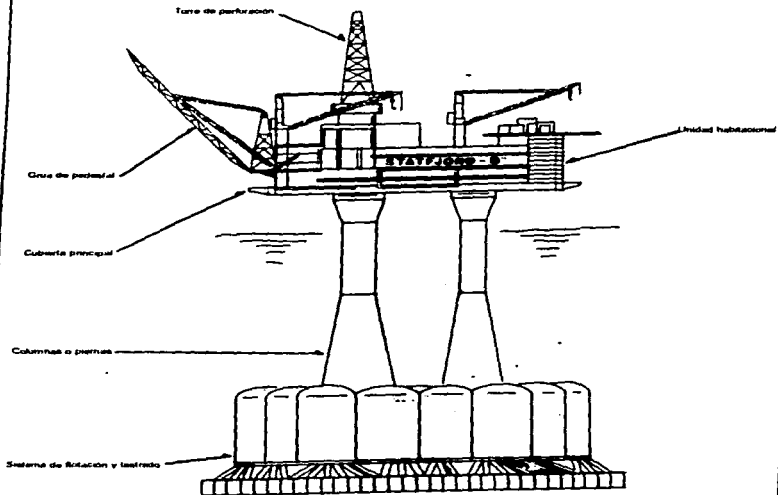
Hay varias plataformas de concreto funcionando con éxito en el Mar del Norte en profundidades hasta de 150 m

En la Sonda de Campeche no se tiene este tipo de plataforma y la exploración y explotación se encuentra en tirantes menor de 100 metros.

2.2.2 Sistemas de explotación semifijos.

2.2.2.1 Plataformas de torres atirantadas.

Las torres atirantadas son una alternativa de los jackets convencionales que pueden resistir las fuerzas del oleaje con mucho menor peso estructural aplicables a profundidades de 300 m en adelante.



NOMBRE:	
GERMAN RAMIREZ CAMPOS	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO	
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA	
PLATAFORMA DE CONCRETO	FECHA - DIC - 98
	FIGURA 22

Están formadas por una estructura de acero, de piernas rectas (y no con pendientes como los jackets) y un sistema de cables o tirantes en la parte superior de la torre que se anclan en el fondo marino (Fig 2 3).

Los cables incrementan el periodo fundamental de la estructura, lo que reduce su respuesta dinámica con el oleaje

La superestructura soporta las cargas verticales y las horizontales son resistidas por los tirantes y las fuerzas de inercia. Este sistema permite que la capacidad de carga útil de la cubierta sea semejante a la de una plataforma fija convencional, con la ventaja de tener mucho menor peso estructural.

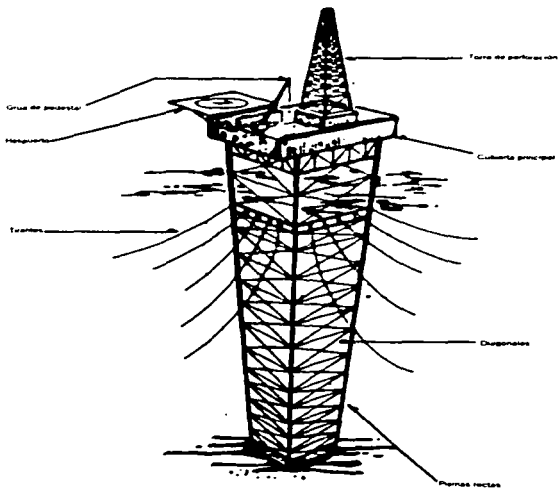
Sin embargo, los tirantes presentan dos problemas serios:

- La instalación de los tirantes es difícil, se requieren muchas operaciones marinas y submarinas para su colocación.
- Los tirantes imponen restricciones a la navegación en un área muy grande. Por ejemplo, alrededor de la torre de Exxon, U.S.A., que está a 300 m de profundidad, se tuvo que restringir la navegación y anclado de barcos en un radio de un kilómetro alrededor de la torre

La estructura de acero de la torre atriantada presenta problemas semejantes a las plataformas de acero convencionales, aunque de menor magnitud. Estos son principalmente fatiga del metal y problemas de transporte y lanzamiento.

Los tirantes también son susceptibles al daño por fatiga. Por lo que periódicamente se deben quitar e inspeccionar.

Las torres atriantadas son un sistema que tiene mayores probabilidades de éxito en zonas de clima benigno como el Golfo de México porque las instalaciones de la torre y los tirantes requiere de periodos largos con oleajes pequeños y vientos



INGENIERO CERRASO RAMIREZ CASARDO UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA	
TORRE ATRANTADA	ESCALA DMC 98
	FIGURA 2.7

moderados, factores que en zonas como el Mar del Norte son difíciles de conjuntarse.

2.2.2.2 Plataformas articuladas.

Este tipo de plataformas se han usado como estructuras auxiliares tales como: depósitos, soportes de quemadores, terminales de embarque, plataformas habitacionales, plataformas para estación de inyección de agua, etc.

Lo que le da el nombre a este tipo de plataformas es la articulación que tienen en la base. La estructura se mantiene en posición vertical gracias a que tiene tanques de flotación en la parte superior (Fig. 2.4)

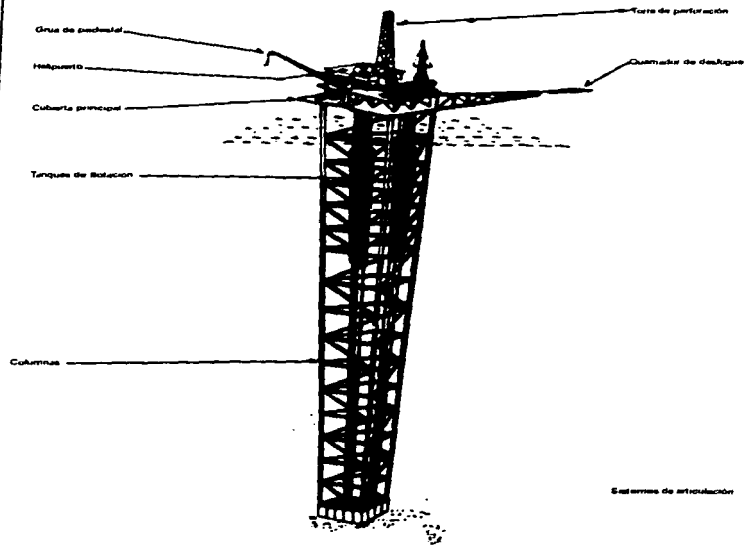
Extrapolar la tecnología que se ha usado en estructuras principales y aguas más profundas presenta problemas. Debido al incremento de carga en la cubierta y a la mayor altura de la torre, la respuesta dinámica de la plataforma aumenta considerablemente.

El problema más serio de este tipo de plataformas es la falta de redundancia: si falla la articulación, la integridad de la estructura entera se pone en peligro.

Otro problema importante que presentan las plataformas articuladas es la gran cantidad de líneas de flujo que pasan cerca de la articulación y por lo tanto deben ser flexibles.

2.2.3 Sistemas de explotación flotantes.

Las características principales de este tipo de sistemas es que flotan, se encuentran adheridos al suelo marino por cables (a tensión o en catenaria), y normalmente están asociados a árboles submarinos de producción.



NOMBRE GERMAN RAMIREZ CAMPOS	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA	
PLATAFORMA ARTICULADA	FECHA Dic 98 FIGURA 24

Los sistemas de explotación flotante, han sido desarrollados por varios años como alternativa técnica y económicamente viable para sustituir estructuras fijas profundas de acero o concreto. Son particularmente aplicables para reservas pequeñas descubiertas en el Mar del Norte en la última década y proveen de soluciones potenciales en el futuro para descubrimiento de hidrocarburos en aguas profundas y medio ambiente hostil.

Hay dos tipos básicos de plataformas flotantes, las cuales serán descritas a continuación:

2.2.3.1 Plataforma semisumergible

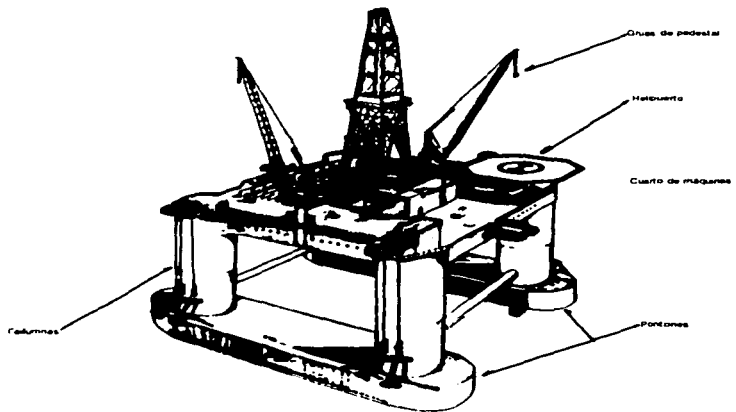
Una semisumergible es una plataforma móvil que por sus características de operación está limitada por el sistema de anclado para grandes profundidades. Esta limitación puede eliminarse usando posicionamiento dinámico. Una semisumergible posicionada dinámicamente puede operar en aguas muy profundas, pero el yacimiento tendría que ser muy productivo para justificar los gastos de combustible. (Fig. 2 5)

Otra de las limitantes es la carga útil que puede llevar un semisumergible sobre la cubierta, ya que a veces no es suficiente para los pesados equipos de procesamiento.

Este tipo de plataformas existen en la Sonda de Campeche y son utilizadas como plataformas habitacionales y de servicios.

2.2.3.2 Plataformas ancladas verticalmente (TLP)

Las plataformas ancladas verticalmente, o de piernas tensionadas (conocidas como TLP), son estructuras flotantes que están fijas en el fondo marino por medio de cables de tensión.



NOMBRE GERMAN RAMIREZ CAMPOS UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA	
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	FECHA - - - - FIGURA 23

La plataforma es semejante a un semisumergible con gran capacidad de carga útil y puede ser utilizada para desarrollar y explotar los campos de crudo y gas costa afuera. Aunque es importante señalar que es riesgoso el utilizar la TLP para la explotación de yacimientos donde existen grandes cantidades de gas, ya que si se presentara una fuga de gas importante, la densidad del agua disminuiría y la estructura flotante perdería estabilidad y se voltearía (Fig. 2.6)

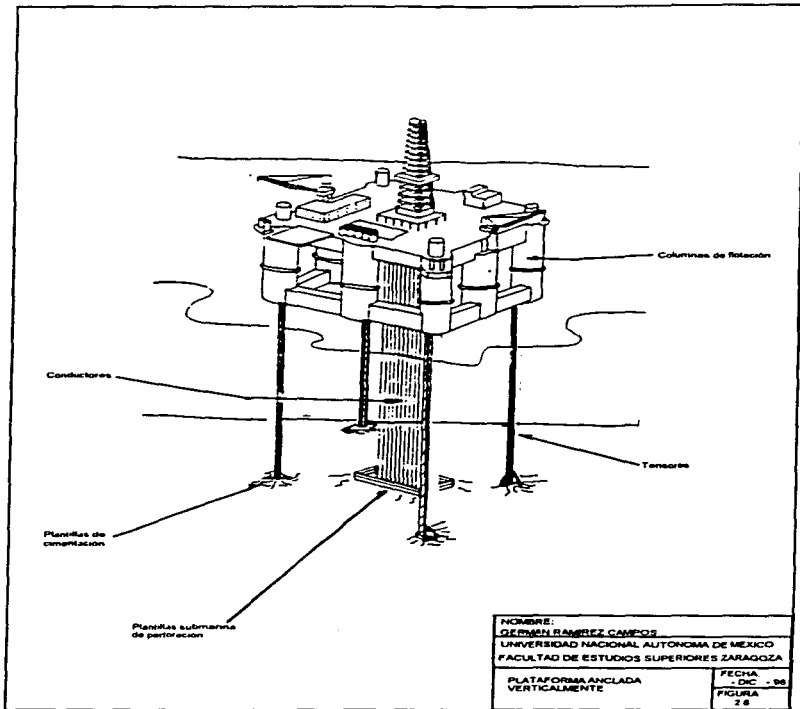
Las líneas de anclado están a tensión bajo cualquier condición de carga u oleaje debido a que la flotación propia de la plataforma siempre excede su masa.

Las TLP tienen dos grandes ventajas económicas que las hace atractivas para aguas profundas: 1) su costo es prácticamente independiente de la profundidad 2) la plataforma es reutilizable, por lo que su costo puede amortizarse en varios campos.

Los tensores se anclan al fondo marino por medio de una estructura, hecha a base de acero estructural y cimentada mediante pilotes.

Una parte esencial de las TLP son las juntas flexibles. Estas juntas (llamadas Flex-Joints) hechas a base de acero y material elastomérico permiten a la estructura desplazarse horizontalmente sin provocar flexión en los tensores. El desvío angular máximo que permiten estas juntas es de 16.6 grados.

Parte de los pozos de la TLP Hutton fueron perforados previamente a la colocación de la plataforma mediante una unidad semisumergible, a través de una plantilla submarina.



2.3 Componentes estructurales de una plataforma.

El concepto moderno, después del desarrollo estructural de casi 100 años, de una plataforma marina fija consta de tres componentes principales Superestructura, Subestructura y Pilotes (Fig 2.7)

2.3.1 Superestructura

Una superestructura es la parte de la plataforma que sobresale del agua, normalmente incluye dos cubiertas, aunque puede tener solo una, esto depende de la función que cumpla la plataforma. Si se trata de una de perforación tendrá dos cubiertas, la superior será la de "perforación" y la inferior será la de "producción". Cada cubierta se compone de un sistema de vigas y rejilla que se denomina "Sistema de Piso", el cual tiene por objeto distribuir las cargas de equipo, abastecimientos, peso propio, etc. a las traveses de los marcos que a su vez las transmitirán a las columnas, que se cuentan normalmente en un número de 8, 6 y 4, mismas que transmiten las cargas directamente a los pilotes.

Los principales tipos de carga, que gobiernan el diseño de una superestructura son los del peso del equipo cuando está en operación, el peso propio de la estructura y las fuerzas del viento. En los análisis para diseño estructural los factores más significativos son el de operación y tormenta en sitio y el de izaje durante la instalación.

Existen dos filosofías aplicables al diseño de la superestructura de una plataforma: Diseño integrado y diseño modular. En el primer caso, la mayor parte del equipo se distribuye uniformemente sobre las cubiertas, mientras que en el segundo el equipo se aloja en un cierto número de módulos, los cuales transmiten las cargas a la cubierta por medio de 4 ó 6 puntos de apoyo. Existe también la

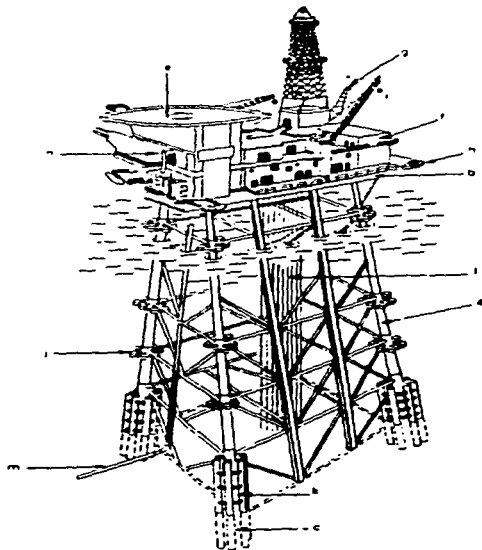
alternativa de usar un diseño mixto para la superestructura, es decir, parcialmente integrada, tal es el caso de las plataformas de perforación.

La construcción de sistemas integrados depende del programa de entrega del equipo a instalar y la posibilidad de modificar el arreglo de equipo después de su instalación muy limitada. Cuando la construcción es a base de sistemas modulares, no es necesario que los módulos se fabriquen en el mismo patio; se pueden fabricar en varios de ellos pero planear cuidadosamente la secuencia de montaje sobre la cubierta de la superestructura. El sistema modular si bien es más flexible que el integrado, es también más costoso.

2.3.2 Subestructura.

Una subestructura, es la parte de la plataforma que queda sumergida en el agua y sirve para dar apoyo lateral a los pilotes desde la línea de lodos hasta la conexión de ellos con las piernas de la superestructura.

Una subestructura normalmente se compone de 12, 8, 6 o 4 piernas y como tal se denominan dodecápodo, octápodo, hexápodo y tetrápodo. Tienen además, en forma casi igualmente espaciada, entre 3 y 9 plantas estructurales que sirven para la transmisión y distribución de las cargas horizontales a los pilotes de la cimentación; el número de plantas depende lógicamente de la profundidad del sitio de instalación.



Superestructura

- b - Cubierta principal
- d - Torre de perforación
- e - Helipuerto
- f - Cuarto de vigas
- n - Base tablas
- l - Cruz de perforación
- m - Unidad habitacional

Subestructura

- a - Perno
- c - Pilotes
- j - Protección anclaje
- k - Pile tapon
- i - Conductores
- m - Ducto estante

NOMBRE:
GERMAN RAMIREZ CAMPOS
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
 FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

COMPONENTES DE UNA PLATAFORMA

FECHA:
 - DIC - 86
 FIGURA:
 - 27

Algunas de las funciones más importantes que cumple una subestructura son: dar guía y apoyo lateral a los conductores de los pozos, sumideros y camisas para bombas; soportar y proteger la tubería ascendente, dar soporte a los atracaderos, defensas, sistema de protección catódica, etc.

La estructura de la subestructura se lleva a cabo interconectando las piernas por medio de diagonales horizontales y verticales y elementos tubulares horizontales. La forma de estructura depende en gran medida de la experiencia del diseñador, sin embargo, hay algunas recomendaciones dadas en los reglamentos (como el API-RP-2A) para este fin. También cabe mencionar que en términos generales, la elección de la estructuración debe ofrecer la máxima resistencia horizontal y torsional a las fuerzas de oleaje, corriente o sismo involucradas.

Es necesario mencionar también que la subestructura tiene una zona especialmente rigidizada en los marcos intermedios y que tiene la finalidad de resistir las fuerzas internas de la estructura, originadas durante la operación de lanzamiento. La subestructura se transporta "acostada" en una barcaza de lanzamiento desde el patio de fabricación hasta el sitio de instalación. Los marcos transversales denominados 2 y 3 (interiores), son los que normalmente se rigidizan para los efectos de lanzamiento, además que se les instala una "corredera" de deslizamiento para cargar a estructura del patio a la barcaza.

2.3.3 Pilotes.

Los pilotes son elementos tubulares enterrados en el suelo, que se prolongan a lo largo de la parte interior de las piernas de la subestructura, hasta hacer contacto con la subestructura.

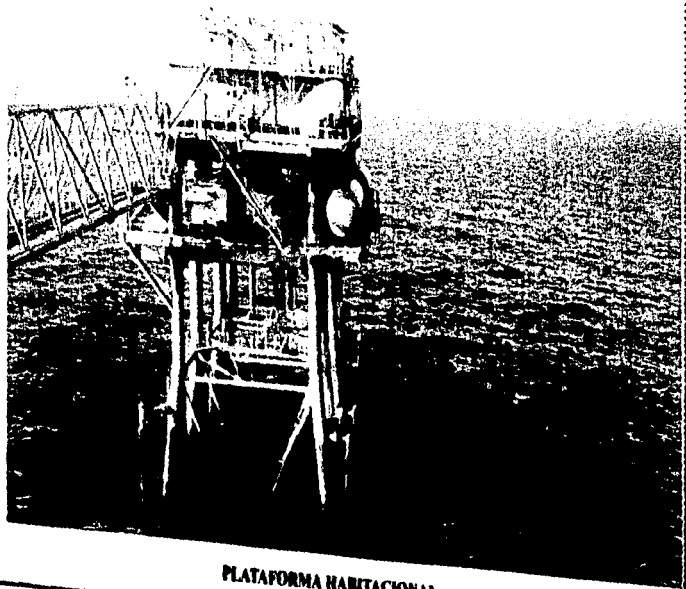
Como ya se ha mencionado, las primeras plataformas fueron hechas de madera y se diseñaron principalmente para resistir cargas verticales, sin embargo, las plataformas costa-fuera modernas que se instalan en mar abierto deben resistir, por medio de sus pilotes, fuerzas laterales de considerable magnitud

- Los pilotes deben diseñarse para resistir cargas axiales y laterales. Las cargas axiales se distribuyen a lo largo del pilote y en esa forma son transferidas al suelo, por lo tanto en la medida que mayor sea la carga axial será la longitud que el pilote penetre en el suelo. Las cargas laterales deforman lateralmente al pilote y originan grandes esfuerzos de flexión, el suelo aporta muy poca resistencia lateral al pilote sobre todo en los primeros estratos bajo la línea de lodos, por lo tanto, en la medida que mayor sea la carga lateral en una plataforma mayor será el número de pilotes, el diámetro, espesor y tipo de material de ellos.

2.4 Características y descripción de las plataformas de acuerdo a su servicio.

2.4.1 Plataforma habitacional.

Son las plataformas diseñadas para hospedar a todo el personal que labora en el complejo y tiene los servicios necesarios para satisfacer las necesidades de vivienda, fisiológicas, de recreación y de trabajo, como son lavanderías, gimnasios, sala de juegos, proyección de cine y televisión, servicios médicos, biblioteca, comedor, que cuenta incluso con panadería, nevera, cocina y equipo para lavar trastos. Asimismo existen oficinas administrativas y salas de control de comunicaciones. En la primera cubierta se encuentra normalmente, la potabilizadora que provee de agua desalada a todo el complejo, así como el sistema de tratamiento de aguas negras, incinerador de desperdicios y en el último nivel está el helipuerto, el cuarto de control de vuelos y el equipo del



PLATAFORMA HABITACIONAL

sistema de aire acondicionado. Toda la plataforma cuenta con sistemas contra incendio. Existen habitaciones para los supervisores y operarios de la plataforma de perforación, grupos de especialistas en mantenimiento, seguridad, electricidad, electrónica, químicos, mecánicos y petroleros que laboran en las plataformas de compresión, producción y enlace que integran un complejo de producción así como para el personal del área de servicios. Se trabajan normalmente turnos de 12 horas diarias durante 15 días con pago de 30 días y son transportados hasta el complejo por lancha o helicóptero. La plataforma cuenta con botes salvavidas, llamadas comúnmente "mandarinas", localizadas estratégicamente

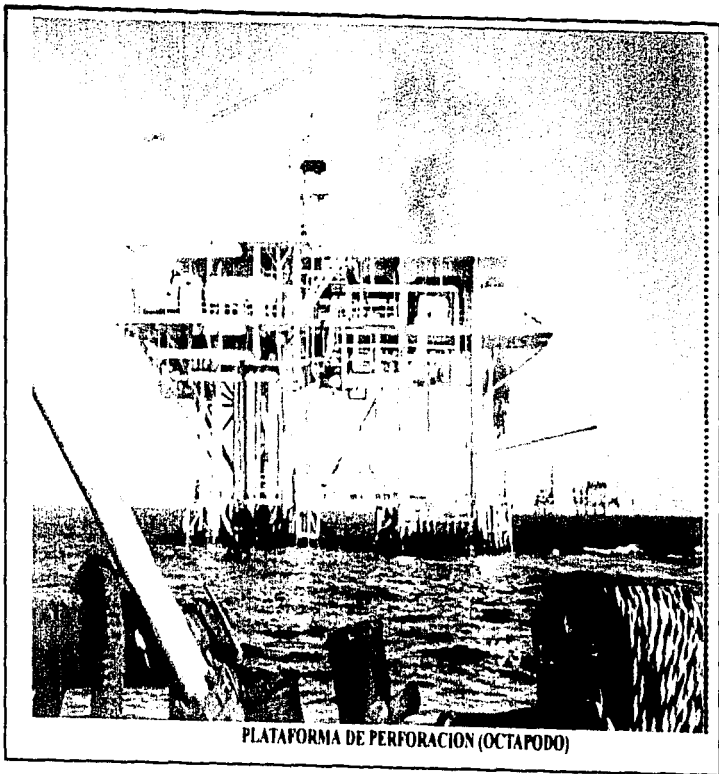
En aguas no tan profundas, como es el caso de la Sonda de Campeche, la plataforma habitacional se separa de las otras por razones de seguridad, pero unidas por un puente de 50 metros para mantener la comunicación.

Cuando la explotación del petróleo se está realizando en aguas profundas, arriba de los 100 metros, solo existe una plataforma en la cual están integrados y distribuidos adecuadamente todos los servicios y las plantas de proceso.

2.4.2 Plataforma de perforación.

La función primordial, que se efectúa en la plataforma es la de realizar actividades para la perforación de pozos submarinos productores de petróleo, contando para ello con el equipo y servicios necesarios.

En base a las características del yacimiento se construye un tripode, cuando es un solo pozo productor, un tetrápodo para cuatro pozos y un octápodo para doce pozos productores en los cuales se instala el equipo que proporcione los servicios requeridos, como agua potable, aire de planta, aire de instrumentos, recipientes para separar aceite y gas, instrumentos para medir el flujo de cada pozo, las conexiones y espacios adecuadas para la instalación del equipo de perforación,



PLATAFORMA DE PERFORACION (OCTAPODO)

que incluye a la mesa rotaria, tanques de lodos y líquidos, módulos de bombas y habitacionales, así como el tablero de control de pozos.

Para llevar a cabo la perforación se requiere de dos tuberías concéntricas, una llamada de revestimiento y otra interna llamada de producción.

La perforación se realiza en varias etapas dependiendo de la estratificación del subsuelo, en cada una de ellas se barrena y posteriormente se introduce la tubería de revestimiento para evitar el derrumbe del mismo.

Una vez terminada la perforación de cada pozo se conectan a las válvulas que los controlan, llamado comúnmente, árbol de navidad

La segunda etapa de la plataforma de perforación es la de producción. Al retirarse la paquetería de perforación, se conectan los cabezales y líneas de proceso principales a la línea submarina, si la plataforma es periférica, o a la plataforma de producción, si es que es parte de un complejo, y se instala, en cualquiera de los dos casos, una trampa lanzadora de diablos. La etapa de producción consiste en la recolección, por el cabezal de producción, de la mezcla gas-aceite que sale del "árbol de navidad", mismo que controla la presión y el flujo de cada uno de los pozos y también se selecciona el envío de crudo, ya sea, al cabezal de producción que lo envía para su procesamiento a la plataforma de producción o bien al cabezal de prueba, si se desea saber cual es la relación gas - aceite (RGA). Los trenes de válvulas se encuentran gobernados por el tablero de control de pozos. La forma de como se lleva a cabo la medición de la relación gas - aceite de los pozos es mediante el empleo del tanque separador de gas-aceite al cual se envía el caudal del pozo. La separación de la mezcla se realiza debido a la diferencia de densidades, una vez que se logra la separación se efectúa la medición del flujo saliente del tanque, tanto del gas como del líquido. Siendo un valor normal del RGA, de entre 73 y 100 m³ de gas / m³ de aceite. Si se obtiene una relación mayor significa que se está explotando en demasia y por tanto se

esta quedando aceite sin extraer, si por el contrario el valor es menor, implica que los trenes de válvulas están muy extranguladas y no se está aprovechando el manto a su máxima capacidad. La figura 2.8 muestra el esquema típico en la etapa de producción y en la cual ya no existe la paquetería de perforación.

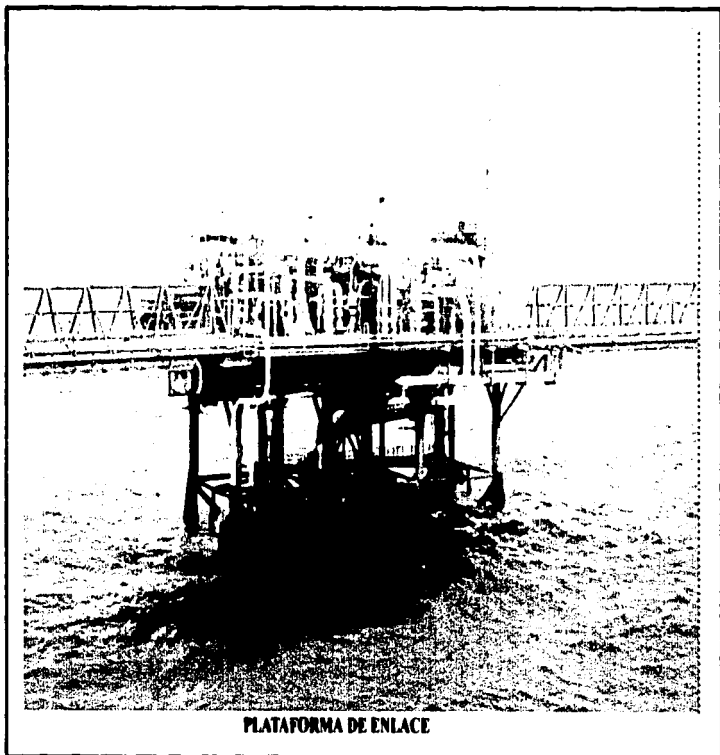
Las plataformas están diseñadas para operar los 365 días del año, ya que de no ser así, el pozo puede perder presión y trae como consecuencia pérdida de producción.

2.4.3 Plataformas de enlace.

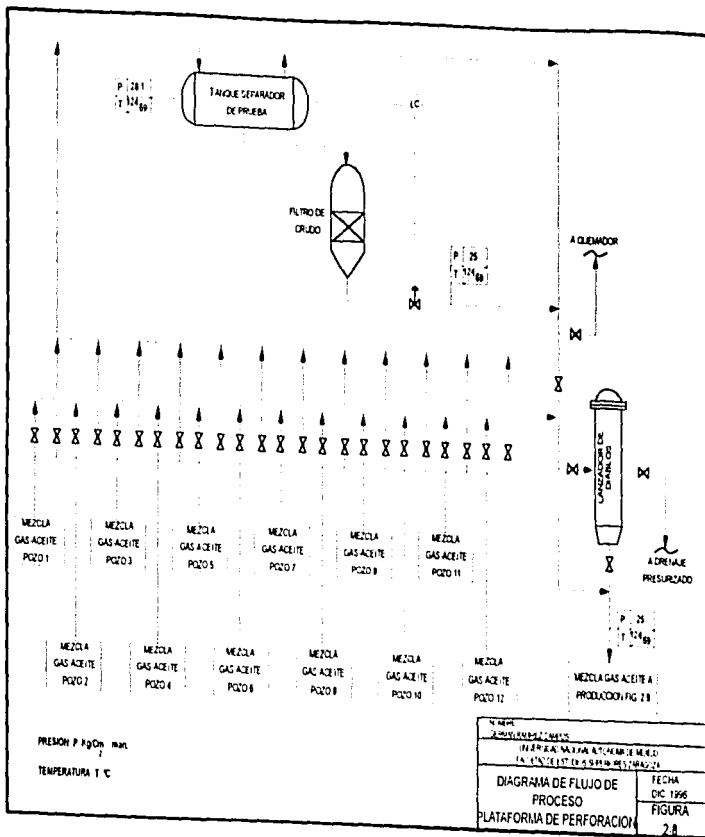
Las plataformas de enlace como su nombre lo indica son las plataformas que sirven como medios de unión entre las plataformas de perforación y producción y siempre forman parte de un complejo, además que a ella llegan los ductos con mezcla gas-aceite que provienen de otras plataformas de perforación llamadas periféricas para posteriormente enviarla a procesamiento a las plataformas de producción.

Una vez separada la mezcla y eliminados las sustancias indeseables, como agua y ácido, se le da presión tanto al líquido como al gas en la plataforma de producción y compresión, regresando a la plataforma de enlace para enviar el crudo a terminales de exportación o hacia la costa donde se les aplica otros tratamientos como de refinación.

En las plataformas de enlace se encuentran las trampas de diablos - receptoras, enviadoras y receptoras - enviadoras - (los diablos son cilindros o esferas que se envían y/o llegan a través de la tubería para hacer labores de limpieza.)



PLATAFORMA DE ENLACE



2.4.4 Plataforma de producción.

La función principal que tiene esta plataforma es recibir y separar la mezcla gas aceite, estabilizar, deshidratar y bombear el aceite proveniente de la plataforma de perforación.

Se entiende por estabilización a la separación de gases y vapores presentes hasta obtener un aceite libre de desprendimiento de vapores en el sistema de almacenamiento y buques tanque (condiciones atmosféricas).

Para esta plataforma se tienen contempladas dos etapas de operación:

- Estabilización de crudo: En esta primera etapa se estabilizará el crudo presente y se enviará por medio de turbobombas hacia los centros de aprovechamiento.
- Deshidratación: En esta etapa la plataforma lleva a cabo la deshidratación del crudo previamente estabilizado.

La capacidad de producción nominal de la plataforma es de 200 MBPD de crudo estabilizado, con una relación gas-aceite de $73 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ aceite}$, teniendo un flujo volumétrico aproximado a la entrada del separador de la etapa de 250 MBPD aproximadamente.

2.4.4.1 Descripción del proceso de producción.

La mezcla proveniente de la plataforma de perforación se recibe en el tanque separador de la primera etapa, donde la separación de la mezcla es debida a la diferencia de densidades. El gas sale húmedo y se introduce en el tanque rectificador de la primera etapa, el cual tiene por objeto realizar la separación del

gas y condensados arrastrados, los cuales son enviados al tanque separador de la segunda etapa, figura 2.9.

El gas saliente del rectificador es denominado gas de primera etapa o gas de alta presión (6.1 Kg/cm^2) y por tanto, se va directamente al sistema de compresión.

Ahora bien, como se mencionó anteriormente, los productos tanto del tanque separador como del rectificador son recolectados en el tanque separador de segunda etapa donde vuelve a llevarse a cabo la separación de la mezcla gas-aceite-agua por medio de sus diferencias de densidades, de aquí que el gas separado es enviado al tanque rectificador de segunda etapa y la mezcla aceite-agua, es conducida hacia el sistema de deshidratación de crudo

En el tanque rectificador de segunda etapa se lleva a cabo la separación de los posibles arrastres de gas, los cuales se integran a la línea que va al sistema de deshidratación y el gas es enviado al sistema de compresión siendo este gas denominado gas de segunda etapa de estabilización o gas de baja presión (1.1 Kg/cm^2)

El sistema de deshidratación es del tipo electrostático y básicamente consiste de un recipiente que contiene los internos necesarios para recibir y distribuir uniformemente la emulsión, formación de un campo eléctrico, área para recolección de agua, sales y arena

Posteriormente el crudo deshidratado es enviado a diversos centros de distribución y/o almacenamiento, mientras que el agua es enviada a la planta de tratamiento de agua amarga aceitosa, la cual se encuentra localizada en la plataforma de compresión.

Esta plataforma cuenta además con los siguientes servicios auxiliares necesarios para su funcionamiento:

- Generación de energía eléctrica En esta plataforma está centralizada la generación de energía eléctrica para ser suministrada a todo el complejo.
- Sistema de diesel Se cuenta con el diesel requerido para accionadores de bombas y de generadores de energía eléctrica de emergencia a falla de suministro de gas combustible

En la figura 2 9 se muestra el diagrama de proceso de esta plataforma, como puede observarse corresponde a la fase de estabilización y deshidratación de crudo.

2.4 5 Plataforma de compresión

El objetivo fundamental de esta plataforma es la compresión del gas recibido de la plataforma de producción para su posterior envío a los diferentes centros de consumo

Las funciones esenciales de la plataforma de compresión son

- 1) La compresión de gas húmedo saturado provenientes de la plataforma de producción
- 2) La deshidratación del gas con la finalidad de evitar la formación de hidratos, así como la acumulación de agua líquida que ante la presencia de H₂S y CO₂ forman soluciones ácidas muy corrosivas De esta manera se prolonga la vida útil del gasoducto.
- 3) El endulzamiento de gas amargo necesario para cubrir los requerimientos de gas combustible tanto de la plataforma de compresión como la del complejo.
- 4) El tratamiento de agua amarga-aceitosa proviene del sistema de compresión de gas, así como del sistema de deshidratación de crudo ya que ésta no se puede tirar directamente al mar sin antes eliminarle los componentes ácidos y residuos de hidrocarburos.

La compresión se lleva a cabo en dos etapas: una de baja presión de 1.1 a 5.3 kg/cm² man, y otra de alta presión de 5.3 a 84.4 kg/cm² man, por medio de compresores centrífugos accionados por turbina de gas.

El proceso de deshidratación de gas se lleva a cabo mediante el empleo de dietilenglicol (DEG) como agente deshidratante en una torre absorbidora con una capacidad de 5.1 MMm³SD a 20° C y 1.033 kg/cm²

Para el proceso de endulzamiento se utiliza el sistema Girbotol, empleando dietilonaamina (DEA) como medio para la absorción de H₂S y CO₂ disueltos en el gas proveniente del sistema de compresión, dado que la DEA posee una alta reactividad y su costo es bajo, así como la comprobación de resultados satisfactorios en el proceso de endulzamiento de gas natural.

El tratamiento de agua amarga-aceitosa se realiza mediante el uso de una torre agotadora de gas ácido, empleando para esto, ya sea gas inerte o bien gas combustible.

La plataforma está diseñada para operar los 365 días del año, con una capacidad normal de compresión de 2.5 MMm³ S/D a 20 °C y 1.033 kg/ cm² (90 MMPCSD@ 68 °F y 1 atm) valor correspondiente a un módulo de compresión. Sin embargo, de no cumplirse con esta capacidad, entonces, podrá trabajar con el 78% de la capacidad del diseño de un módulo de compresión. Se dispondrá de dos módulos (1 en operación y 1 de relevo) para el caso de que a futuro se pueda operar en paralelo simultáneamente.

Ahora bien, como se reciben dos corrientes de gas de la plataforma de producción correspondientes a la primera y segunda etapa de separación de crudo, se tiene que estas son de especificación diferente.

Dentro del equipo mayor o principal con que cuenta la plataforma se tiene lo siguiente:

1. Dos módulos de compresión, los cuales contiene cada uno el siguiente equipo.
 - 1.1 Tanque de succión de los compresores.
 - 1.2 Turbo - compresores.
 - 1.3 Enfriadores interetapas tipo soloaire.
 - 1.4 Tanque separador de gas amargo.
2. Tanque de recepción y manejo de condensados.
3. Pre - enfriadores de gas de alimentación.
4. Bombas para manejo de condensados.
5. Una planta deshidratadora con una cap máx. de 5 1 MMm³ SD (180 MM PCSD).
6. Dos plantas endulzadoras de gas amargo
7. Una planta de tratamiento de agua amarga.
8. Sistema de desfogue.

2.4.5.1 Descripción del proceso de compresión

De la plataforma de producción se reciben dos corrientes de gas: una denominada de primera etapa de separación o de alta presión (6.1 kg/cm² man.), y otra de segunda etapa de separación o de baja presión (1.1 kg/ cm² .man.)

La corriente de gas de baja presión va directamente al tanque receptor de líquido, V-102 (Fig. 2-10) en la que se elimina los condensados tanto el aceite como los condensados se desalojan del tanque mediante válvulas controladoras de nivel, siendo una de ellas intermitente para el caso de que llegara un flujo relativamente grande de aceite al tanque., Estas dos corrientes son enviadas al tanque de desfogue líquido.

Asimismo, por la parte de arriba (V-102) sale el gas para pasar a un preenfriador (E-106); de aquí llega al tanque separador de alimentación de baja presión (V-104) el cual tiene en la parte superior una malla eliminadora de niebla, cuya finalidad de dicho tanque es minimizar los posibles arrastres de condensados formados del gas, como producto del previo enfriamiento. Los condensados son drenados de este tanque mediante el uso de una válvula controladora de nivel y son enviados por medio de la bomba (P-101) hacia el tanque separador de condensados de baja presión (V-112).

El gas separado es enviado al tanque de succión del compresor de baja presión (V-106) de donde pasará al compresor de baja presión (K-101) donde ésta es aumentada de 1.1 kg/cm^2 a 5.3 kg/cm^2 para conducirla al enfriador (E-101) y posteriormente unir esta corriente al cabezal de gas de alta presión 6.1 kg/cm^2 , es decir, a la corriente de gas antes de comprimirlo.

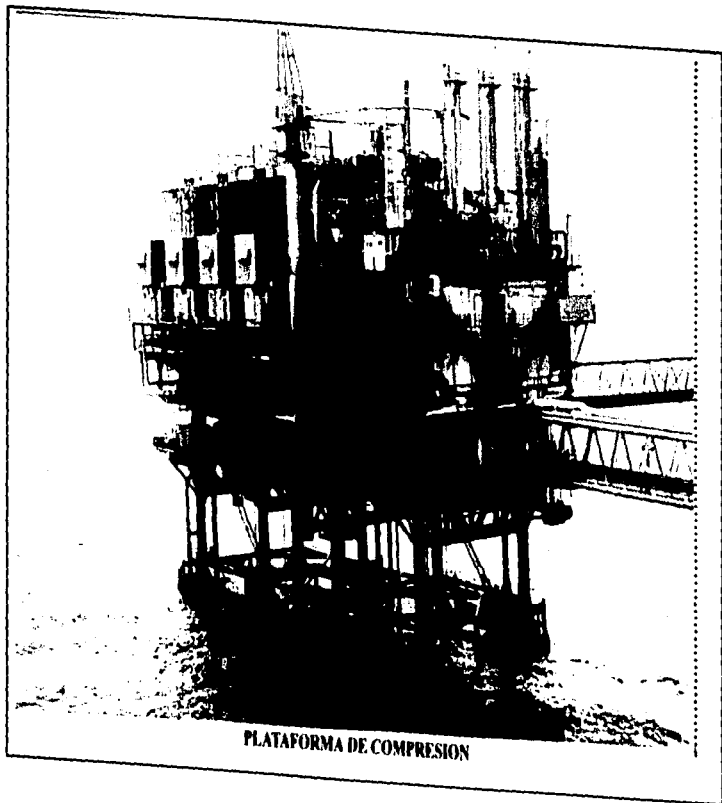
Ahora bien la corriente denominada gas de alta presión se introduce en el tanque receptor de líquidos (V-101), el cual tiene la misma función que el (V-102), sólo que aquí el posible líquido que llegue es enviado al tanque de desfogue y los condensados son enviados al tanque separador de condensados (V-112). El gas separado del (V-101) se pasa a través del pre - enfriador (E-104) y posteriormente al tanque separador de alimentación de alta presión (V-103) en donde se lleva a cabo la separación de condensados ligeros y agua de gas, el cual pasa por una eliminadora de niebla para ser enviado tanto este gas como el proveniente del compresor de baja presión al tanque de succión del compresor de alta presión de primera etapa (V-105) en donde vuelve a llevarse a cabo la separación de condensados y tanto estos como los provenientes del (V-103) son enviados al tanque separador de condensados de baja presión, claro está, mediante el empleo de los correspondientes controladores de nivel.

El gas separado del (V-105) se pasa al compresor de la primera etapa de gas de alta presión (K-102) (5.3 kg/cm^2 a 21.0 kg/cm^2 , man) luego se introduce al enfriador (E-102) para pasarlo al tanque de succión del compresor de alta presión de la segunda etapa (V-107) para eliminar los condensados formados debido al enfriamiento del gas, los hidrocarburos ligeros son enviados al tanque acumulador de condensados de alta presión (V-110) y los hidrocarburos pesados y el agua son enviados al tanque acumulador de condensados de baja presión (V-112). Ambas separaciones se realizan mediante el uso de controladores de nivel. El gas posteriormente se pasa al compresor de la segunda etapa de gas de alta presión (K-103) para aumentar su presión de 21.8 kg/cm^2 a 84.4 kg/cm^2 , luego al enfriador (E-103) seguido de un tanque separador de gas húmedo (V-108) donde los condensados son enviados al tanque separador de gas aceite - agua de alta presión (V-111) y el gas pasa nuevamente para su rectificación al tanque separador de gas de alta presión (V-109) y los condensados son unidos al cabezal de condensados provenientes del (V-108) y el gas es enviado, la mayor parte (2.3 MMmm3SD), a la planta deshidratadora para posteriormente ser enviado a tierra y, la otra parte a la planta endulzadora para cubrir con los requerimientos de gas combustible de la plataforma.

Del tanque acumulador de condensados de alta presión (V-110) el gas separador es enviado al tanque de alimentación de alta presión (V-103) para su aprovechamiento, mientras que los condensados son enviados al tanque separador gas-aceite-agua (V-111) por medio de la bomba (P-102) y de una válvula controladora de nivel, en dicho tanque se separa el agua y es enviada al tanque separador de condensados de baja presión (V-112), mientras que el condensado es enviado con la bomba P-103 a la línea de gas deshidratado que va a tierra.

Los condensados que llegan al tanque (V-112) están esencialmente constituidos por agua amarga (agua con compuestos ácidos) e hidrocarburos pesados. Dado

que en este tanque se lleva a cabo la separación del agua amarga de los hidrocarburos pesados, ambas separaciones se realizan mediante el empleo de válvulas controladoras de nivel, de aquí que el agua sea enviada a la planta de tratamiento de agua amarga, y los hidrocarburos pesados o condensados por medio de la bomba (P-105) son regresados a la plataforma de producción para su inyección a la corriente de aceite



PLATAFORMA DE COMPRESION

LISTA DE EQUIPO PLATAFORMA DE COMPRESION

<u>CLAVE</u>	<u>SERVICIO</u>
E - 101	Enfriador del compresor de baja presión.
E - 102	Enfriador del compresor de alta presión 1ª. etapa.
E - 102	Enfriador del compresor de alta presión 2ª. etapa.
E - 104	Pre-enfriador de gas de alta presión.
E - 106	Pre-enfriador de gas de alta presión.
K - 101	Compresor de gas de baja presión.
K - 102	Compresor de gas de alta presión 1ª. etapa.
K - 103	Compresor de gas de alta presión 2ª. etapa.
P - 101	Bomba de condensados de baja presión.
P - 102	Bomba de condensados de alta presión.
P - 103	Bomba de inyección de condensados de alta presión.
P - 104	Bomba de condensados.
V - 101	Tanque receptor de líquidos de alta presión.
V - 102	Tanque receptor de líquidos de baja presión.
V - 103	Tanque separador de alimentación de alta presión.
V - 104	Tanque separador de alimentación de baja presión.
V - 105	Tanque de succión del compresor de alta presión 1ª. etapa.
V - 106	Tanque de succión del compresor de baja presión.
V - 107	Tanque de succión del compresor de alta presión 2ª. etapa.
V - 108	Tanque separador de gas amargo húmedo.
V - 109	Tanque separador de gas alta presión.
V - 110	Tanque acumulador de condensados de alta presión.
V - 111	Tanque separador de gas-aceite-agua.
V - 112	Tanque separador condensados agua.

3.0 SEPARACIÓN ELECTROSTÁTICA CRUDO-AGUA.

3.1 Historia.

Desde que el crudo ha sido producido en grandes cantidades, se han probado varios caminos para remover el agua existente en el petróleo. El primero y el mas aparente fue el de meter el crudo en tanques u hoyos y dejarlos por un periodo de tiempo en el cual se manifiestan los efectos de gravedad por el mayor peso y la insolubilidad del agua en el crudo hasta que se asienta por completo. Posteriormente se observó que al aplicarle calentamiento al crudo disminuía el tiempo requerido para el asentamiento del agua

Estas dos formas de remover el agua fueron muy pronto obsoletas debido al aumento en la demanda del crudo que hizo económicamente injustificado por el alto costo del calentamiento y gran consumo de tiempo para las cantidades que se fueron necesitando

En en año de 1908 una tubería para petróleo crudo cuya terminal estaba cercana a la universidad de California se convirtió en inoperante por la emulsificación del aceite con agua dentro de la línea. Este problema se le encargó al Dr. Federico G. Cuottrel, profesor de química de la universidad, quien estaba desarrollando un proceso de precipitación eléctrico para aerosoles. El apreció éstos problemas como similares y aplicó un campo de alto voltaje a la emulsión sucesivamente y lo resolvió, aunque la acción de éste campo sobre la emulsión y el aerosol era diferente. La solución técnica al problema se encontró aplicable a la deshidratación de grandes cantidades de aceite emulsionado en los campos de producción cuyo aceite tenía un valor insignificante por el contenido de agua.

De ésta forma el Dr. Cuottriel estableció los principios de la coalescencia eléctrica y demostró como se aplican estos principios en la separación de emulsiones del petróleo.

Por las mismas fechas el químico Willian Barnikel en San Luis Missouri atacaba el mismo problema utilizando otro enfoque para la solución Barnikel aplicó la idea de separar el contenido de agua con la introducción de ciertas sustancias químicas apropiadas que causan que el agua caiga mas rápido

3.2 Aspectos teóricos.

3.2.1 Formación de la emulsión

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso como gotas (fase interna) en el otro (fase continua) y estabilizado por agente emulsificante

Estos tres elementos juntos, deben reunir ciertas condiciones para la formación de la emulsión, porque jamás forman la emulsión a menos que exista una considerable agitación que provoque alta turbulencia y forme muchas gotas de un tamaño que oscila entre 1 y varios cientos de micras de diámetro.

En el caso de la emulsión petróleo agua, ésta se forma en el momento de la extracción y bombeo

La gota de agua en petróleo tomará la forma que le permita tener menor área superficial y esta forma es la esférica. La gota se apretará tanto como sea posible para reducir su tamaño y por tanto su área, esta fuerza de concentración es la tensión superficial.

Los agentes emulsificantes son compuestos como parafinas, resinas cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas que alteran las características de la interfase aceite-agua como la resistencia que existe entre dos fluidos reduciendo bruscamente la tensión y rompiendo la barrera existente entre la vecindad de uno y otro fluido, estos agentes vienen junto al petróleo desde los yacimientos y en parte son lodos de perforación

3.2.2 Estabilidad de la emulsión

Cuando las gotas de la fase interna no se asientan ni se unen unas con otras y permanecen en ese estado un periodo de tiempo indefinido quiere decir que la emulsión se estabilizó que puede ser debido a las cargas de repulsión sobre las interfaces de la fase dispersa y las películas absorbidas que siendo preferentemente mojadas por la fase continua actúa como barrera física para inhibir el contacto entre las gotas dispersas.

Es posible estabilizar emulsiones durante largos periodos de tiempo introduciendo una tercera fase que es absorbida por la interfase e inhibe la coalescencia de la fase interna.

El grado de estabilidad de las emulsiones está relacionado con dos parámetros siguientes; la razón de la película que es la razón del volumen del agente emulsificante y el volumen de la fase interna, la otra es la viscosidad del aceite crudo que influye 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. El tamaño de la gota de agua dispersada es una medida de estabilidad, el tipo y la severidad de la agitación generalmente determina el tamaño de la partícula.

Las emulsiones estables tienen todo tipo de tamaños de gotas pero existen en mayor porcentaje las gotas muy pequeñas

Si la viscosidad del aceite es alta para una dada agitación la gota de agua no se romperá en más pequeñas como sucede con viscosidades bajas esto permite que las gotas grandes permanezcan en suspensión y las pequeñas tendrán alta resistencia al asentamiento

El tipo de agente emulsificante afectará drásticamente la estabilidad de la emulsión. Hay una considerable diferencia en la potencia de varios agentes sobre varias condiciones. Pero existen algunas variables que permiten una generalización acerca de su relativa o específica actividad. Esta actividad está ligada a la velocidad de migración del agente hacia la interfase y su funcionamiento en la interfase. La migración del agente produce una capa dura y gruesa en la gota y resulta una emulsión más difícil de romper.

Debido a que cada agente emulsificante tiene propiedades diferentes el tiempo requerido para la migración variará de emulsión a emulsión.

Las emulsiones también pueden estabilizarse por medio de sólidos tales como ceras precipitadas, sólidos que vienen del yacimiento o productos de corrosión.

3.2.3 Desemulsificación.

Es el proceso de eliminación de las gotas de la fase interna dispersadas en la fase externa para formar dos fases continuas y que se logra, primero cuando las gotas de la fase dispersa forman agregados, sin perder completamente la identidad de las gotas y luego, los agregados se combinan, formando gotas individuales que corresponden a la floculación y coalescencia respectivamente.

El desemulsificante es parecido en naturaleza al emulsificante pues también es un agente de superficie activa que debe tener la habilidad para migrar rápidamente a través del aceite (fase continua) y ocupar un lugar en la interfase para actuar sobre las fuerzas de atracción. Un buen desemulsificador concentrado en la superficie de la gota de agua ejerce una fuerza de atracción con otras gotas de la misma condición.

La separación de aceite y el agua se puede lograr aplicando calor, añadiendo productos químicos, dejando reposar o por tratamiento eléctrico.

La aplicación de calor contribuye reduciendo la tensión interfacial y disminuyendo la viscosidad de la fase continua. Muchas plantas usan calor en procesos de tratamiento puesto que provee una ayuda para romper la capa de la gota de agua por adelgazamiento de la capa de la gota de agua debido a la expansión del volumen pero el calor acelera la evaporación de los ligeros y la consiguiente pérdida de volumen. Se usa también para reducir el tamaño del recipiente tratador al aumentar la velocidad de asentamiento. Generalmente es mejor usar mas químicos y menor calor.

Con respecto a la adición de productos químicos desemulsificantes, cada emulsión requiere un producto específico. Se ha observado que hasta para el mismo pozo, la emulsión es diferente a lo largo de la vida del pozo. La inyección del químico se debe realizar corriente arriba tanto como sea posible para dar un tiempo mínimo para que el emulsificante se concentre en la interfase con el resultado de mayor estabilidad en la emulsión y mayor tiempo para que actúe el desemulsificador. Después que el químico ha sido agregado al sistema es necesaria la agitación para una mezcla íntima del desemulsificador con la emulsión que puede lograrse en la líneas de tuberías que transportan el fluido, en los calentadores o en los separadores.

Para la selección del mejor reactivo desemeulsificante se debe considerar:

- La velocidad relativa de rompimiento que generalmente se indica por la velocidad de separación del agua
- La relación de tratamiento, que determina el costo
- El grado de limpieza del aceite, dado por el porcentaje de agua y salinidad residuales
- El contenido de aceite en el agua drenada
- El color y brillantez de la capa de aceite.
- La interfase agua-aceite

3.2.4 Surfactantes

Son compuestos químicos formados por un grupo soluble en agua o hidrófilo y otro soluble en aceite o lipófilo. Estos productos tienen la propiedad de modificar las tensiones superficial e interfacial. Hay dos clases de surfactantes: los que se pueden disociar en iones o tensoactivos iónicos y los no iónicos. Los iónicos pueden ser aniónicos o catiónicos, según sea el grupo químico hidrófilo negativo o positivo respectivamente. Los surfactantes anfotéricos son también moléculas orgánicas cuyo grupo hidrófilo puede cargarse positiva o negativamente o estar descargado. Dependiendo del pH del sistema, los surfactantes pueden exhibir propiedades aniónicas, cationicas o no iónicas. Una de las propiedades más importantes de los surfactantes, es la relación de los grupos hidrófilo y lipófilo, llamada comúnmente balance hidrófilo-lipófilo (HLB). Es la medida de la solubilidad del surfactante en agua y aceite. La solubilidad en los dos fluidos se logra porque una parte de la molécula se orienta para mezclarse con el aceite y la otra con el agua y el resultado es que se altera la naturaleza de la interfase y en consecuencia los valores de tensión superficial o interfacial cambian.

La movilidad de la película, resulta fuertemente afectada por los surfactantes comerciales. En concentraciones relativamente bajas, estos surfactantes reducen dramáticamente la tensión interfacial agua salada-aceite.

Los surfactantes que aparecen naturalmente en el aceite crudo, es decir las asfaltenos y resinas reducen la tensión interfacial moderadamente, en pH medio. Estos materiales naturales muestran fuertes cualidades de surfactante, comparables con los surfactantes comerciales pero solo en soluciones altamente ácidas o básicas. Los surfactantes comerciales pueden por lo tanto fácilmente desplazar a los surfactantes naturales en la interfase agua aceite, en condiciones intermedias de pH en la mayoría de las emulsiones.

La mayoría de los tensoactivos comerciales que intervienen en las formulaciones de desemulsificación, pertenecen a algunos de las familias o grupos químicos siguientes:

- 1.- Glicoles polioxietilénicos.
- 2.- Glicoles polioxipropilénicos.
- 3.- Productos de condensación del óxido de etileno y óxido de propileno.
- 4.- Aminas polioxietilénicas y polioxopropilénica.
- 5.- Resinas fenólica polioxietilénicas y polioxipropilénicas.
- 6.- Esteres de glicoles

3.3 Principios básicos de los fenómenos que intervienen en el proceso de deshidratación.

3.3.1 Energía superficial y tensión superficial.

Consideremos un sólido compuesto de moléculas esféricas ordenadas en forma compacta. Las moléculas están unidas por medio de la energía cohesiva E

por mol y $\epsilon = E/N$ por molécula. Cada molécula está unida con doce más; la fuerza del enlace es $\epsilon/12$. Si la capa superficial también es compacta, una molécula superficial está unida sólo a nueve de sus vecinas. La energía total de unión de la molécula superficial será $g \epsilon/12 = 3/4 \epsilon$. Según esta descripción muy general, concluimos que una molécula superficial está unida sólo a un 75% con relación a una molécula que se encuentra en el interior. Por tanto, la energía de una molécula en la superficie del sólido es mayor que la de una molécula en el interior. Para llevar una molécula del interior a la superficie del sólido debe suministrársele energía, este argumento también es válido para líquidos.

Supongamos que se extiende una película de líquido en un bastidor de alambre, Fig 3.1. Si se aumenta el área de la película en dA , la energía de la misma aumenta en γdA , donde γ es la energía superficial por centímetro cuadrado. El aumento de la energía implica que al movimiento del alambre se opone una fuerza f ; si el alambre se desplaza en una distancia de dX , la energía consumida es $f dX$. Estos dos incrementos de energía son iguales, de modo que $f dX = \gamma dA$.

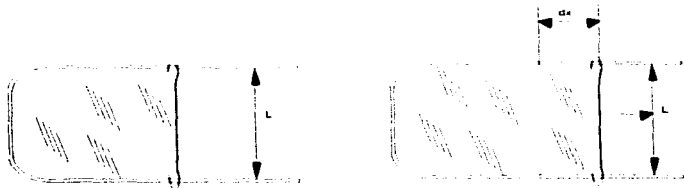


Fig. 3.1 Capa de líquido

Pero el aumento en el área es $2(LdX)$ el factor 2 aparece porque la

película tiene dos lados. Por tanto $f dX = \gamma 2L dX$ ó $f dX = \gamma 2L$. La longitud de la película en contacto con el alambre es L cm en cada lado, o sea un total de $2L$ cm; la fuerza que actúa por unidad de longitud del alambre en contacto con la película es $f/2L = \gamma$. La fuerza que actúa por cm de longitud de la película es la tensión superficial del líquido. La cual actúa con una fuerza que se opone al aumento de área del líquido. La tensión superficial (dinas/cm) es numéricamente igual a la razón de aumento de la energía superficial con el área (erg/cm) los átomos superficiales tienen una energía aproximadamente 25% mayor que los que se hallan en el interior. Este exceso de energía no aparece en sistemas ordinarios, debido a que el número de moléculas en la superficie es una fracción insignificante respecto al número total presente.

$$P_2 = P_1 + \frac{2\gamma}{R}$$

3.1

Esta ecuación expresa el resultado fundamentalmente de que la presión en el interior P_2 , de una fase con una superficie convexa es mayor que la exterior P_1 , donde R es el radio de curvatura. La diferencia de presión al pasar a través de una superficie curva es la razón física para el ascenso y la depresión capilares, las que consideremos en la siguiente sección.

3.3.2 Elevación capilar y depresión capilar.

Si un tubo abierto con un diámetro interior muy pequeño (tubo capilar) se sumerge parcialmente en un líquido, el líquido permanece a niveles diferentes fuera y dentro del tubo; este comportamiento es una consecuencia del hecho de que la interfase entre líquido y vapor es curva en el interior del tubo y plana en el exterior. Considerando la ecuación 3.1 y el efecto gravitacional en el sistema, podemos determinar la relación entre la diferencia de niveles en el líquido, la tensión superficie y las densidades relativas de las dos fases.

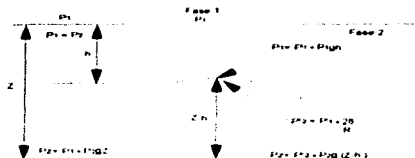


Fig. 3.2 Presiones en porciones planas y curvas de una superficie

En la figura 3.2 aparecen dos fases, 1 y 2, separadas por una interfase plana en su mayor parte, pero son una porción en la cual la fase 2 es convexa, los niveles de la interfase son diferentes para las porciones plana y curva. Las densidades de las dos fases son ρ_1 y ρ_2 , sea p_1 la presión en la fase 1 de la superficie plana que separa las dos fases; esta posición se considera como origen ($z=0$) del eje z que está dirigido hacia abajo.

$$(\rho_2 - \rho_1)gh = \frac{2\gamma}{R}$$

32

La ecuación anterior relaciona la depresión capilar h con la tensión superficial, las densidades de las dos fases y el radio de curvatura de la superficie curva. Hemos supuesto que la superficie de la fase 2, la fase líquida es convexa. En este caso hay depresión capilar. Si la superficie del líquido es cóncava, esto es equivalente a R negativa, lo cual hace que la depresión capilar h sea negativa. Por tanto, un líquido que tiene una superficie cóncava presentará ascenso capilar. El agua se eleva en un capilar mientras que el mercurio desciende.

Para usar la ecuación anterior en el cálculo de la tensión superficial a partir de la depresión capilar, el radio de curvatura debe estar relacionado con el radio del tubo. La fig. 3.3 indica la relación entre el radio de curvatura R, el del tubo r y el del ángulo de contacto θ , que es el ángulo en el líquido entre la pared del tubo y la tangente a la superficie del líquido en la pared

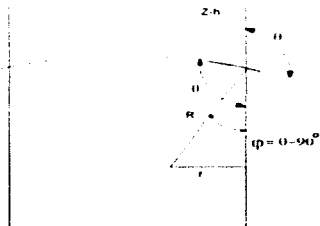


Fig. 3.3 Angulo de contacto

Ahora, como h es la depresión capilar, es conveniente reemplazarla por el ascenso capilar $-h$. Esto elimina el signo negativo y tenemos.

$$\gamma \cos \theta = \frac{1}{2} \rho_2 - \rho_1 g r H \quad 3.3$$

En esta ecuación, H es el ascenso capilar. Si $\theta < 90^\circ$, el menisco del líquido es cóncavo y H es positivo. Cuando $\theta > 90^\circ$, el menisco es convexo y tanto $\cos \theta$ como H son negativos.

Los líquidos que humedecen el capilar tienen valores de θ menores que 90° en tanto que los que no lo humedecen tienen valores de θ mayores que 90° . Al hacer las medidas, el tubo debe escogerse lo suficiente angosto de modo que $\theta = 0^\circ$ (ó 180°) Esto es necesario ya que es difícil establecer otros valores reproducibles de θ .

3.3.3 Interacción de partículas cargadas con un campo eléctrico

Como la mayor interacción entre una onda de luz y una molécula es un resultado del efecto del campo eléctrico oscilante de la onda de luz sobre las cargas eléctricas de la molécula, comenzaremos analizando la energía de esta interacción.

Por definición, la intensidad del campo eléctrico, E , es la fuerza que actúa por cada unidad de carga, la fuerza que actúa sobre la j -ésima partícula con carga e_j es $e_j E$; el trabajo realizado por el campo sobre una partícula cargada, cuando ésta se mueve una distancia ds_j , es $e_j E \cdot ds_j$. Tanto el campo eléctrico, E , como el desplazamiento, ds_j , son vectores. Si el campo actúa en la dirección x , con un valor E_x y el desplazamiento de la j -ésima partícula es dx_j , tendremos, para la energía de interacción.

$$e_j E_x dx_j \quad 3.4$$

En un campo uniforme, E_x es independiente de x ; así, la energía de una partícula con relación a su energía en el origen es $e_j E_x X_j$.

La expresión para la energía total de interacción del sistema con el campo eléctrico se puede expresar como

$$H' = \mu_x E_x + \mu_y E_y + \mu_z E_z \quad 3.5$$

μ_x, μ_y, μ_z son los componentes del momento dipolar del sistema.

Esta ecuación es la que usaremos en la descripción de la influencia de una onda de luz sobre un sistema molecular.

En el caso de una onda de luz, el campo es dependiente del tiempo, por tanto podemos escribir, por ejemplo, $E_x = E_x^0 \cos \omega t$ donde ω es la frecuencia angular $\omega = 2\pi\gamma$ (γ es la frecuencia ordinaria de la onda de luz), y E_x^0 es la amplitud del vector del campo eléctrico de la onda. Hablando estrictamente, E_x^0 depende de las coordenadas en una onda que se propaga; sin embargo, las longitudes de onda que nos interesan son tan grandes ($> 1000 \text{ \AA}$) comparadas con el tamaño de las moléculas, que tomaremos E_x^0 como una constante respecto a la longitud de la molécula. E_y y E_z dependerán también de $\cos \omega t$ podemos escribir la energía de interacción en la forma:

$$H' = (\mu_x E_x^0 + \mu_y E_y^0 + \mu_z E_z^0) \cos \omega t \quad 3.6$$

3.3.4 Polarización en un dieléctrico.

Si aplicamos un campo eléctrico E entre dos placas metálicas paralelas separadas por una distancia fija (un condensador de placas paralelas), una placa adquiere una carga positiva y la otra negativa; fig. 3.4(a). La carga por unidad de área en la placa es la densidad de carga. La intensidad del campo es:

$$E = 4\pi\sigma/\epsilon \quad 3.7$$

En el interior del dieléctrico, la aplicación del campo produce un diminutivo desplazamiento de la carga negativa hacia la placa positiva y de la positiva hacia la placa negativa; el dieléctrico está polarizado. Una densidad de carga positiva, $+\sigma_p$, existe en la superficie del dieléctrico en la placa negativa, y una densidad de

carga negativa, $-\sigma_p$, existe en la superficie del dieléctrico en la placa positiva, figura 3.4(b). La cantidad σ_p se denomina polarización del dieléctrico

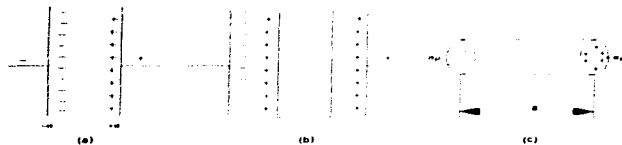


Fig. 3.4 (a) Condensador cargado (b) Condensador con dieléctrico.
(c) Sección cilíndrica del dieléctrico.

En la fig. 3.4(c) aparece un elemento cilíndrico con su eje en la dirección del campo polarizante. Si el área de cada cara del cilindro es A , entonces las cargas sobre las caras son $+\sigma_p A$ y $-\sigma_p A$. Estas cargas están separadas por la longitud del cilindro a , de manera que el cilindro tiene un momento dipolar igual a $(\sigma_p A)a$. El volumen del cilindro es aA ; por tanto, el momento dipolar por unidad de volumen es

$$\text{momento dipolar/volumen} = \rho_p \quad 3.8$$

Por tanto, la polarización σ_p , además de ser la densidad de carga en superficie es también igual al momento dipolar por unidad de volumen del dieléctrico.

Con $\epsilon = 1$ en el vacío, el campo en el vacío es $E_0 = 4\pi\sigma$. El campo E en el interior del dieléctrico es menor que esto debido a que la polarización compensa parte de la densidad de carga; el campo en el dieléctrico es $E = 4\pi\sigma/\epsilon$.

La polarización es proporcional al campo dentro del dieléctrico; la constante de proporcionalidad depende de ϵ .

Para relacionar E , el campo en el dieléctrico, con E_0 , el campo en el vacío que es igual al campo aplicado, consideremos el sistema indicado en la fig. 3.5. Se suspende una esfera del dieléctrico en el vacío entre las dos placas. Para este sistema

$$E = \frac{3}{\epsilon + 2} E_0 \quad 3.9$$

$$\sigma_p = \frac{3(\epsilon - 1)}{4\pi(\epsilon + 2)} E_0 \quad 3.10$$

relaciona la polarización, el momento dipolar por unidad de volumen, σ_p , con la constante dieléctrica del material, y el campo aplicado E_0 .

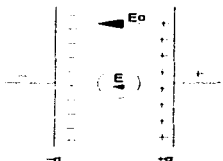


Fig. 3.5 Esfera dieléctrica en un campo eléctrico.

La ecuación anterior se basa totalmente en conceptos clásicos de la electrostática y no depende en ninguna forma de la estructura atómica o molecular del dieléctrico. La propiedad macroscópica ϵ es fácilmente medible.

Conociendo ϵ para el valor del campo aplicado E , podemos calcular la polarización σ_p .

3.3.5 Polarización dieléctrica y estructura

El momento dipolar por unidad de volumen del dieléctrico se compone de las contribuciones de todas las moléculas en la unidad de volumen. Si ρ es la densidad del dieléctrico, el número de moles por cm^3 será M y el número de moléculas por cm^3 será N_{op}/M , donde N_o es el número de Avogadro y M el peso molecular. Si m es el momento dipolar promedio por molécula inducido por el campo, entonces el campo dipolar de un cm^3 es mN_{op}/M , así, tenemos

$$\sigma_p = mN_{op}/M \quad 3.11$$

Aplicando este resultado en la ecuación 3.10 obtenemos

$$m = \frac{3}{4\pi N_o} \left(\frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 2} \right) \left(\frac{M}{\rho} \right) E_o \quad 3.12$$

La cual describe el valor de m en términos de las propiedades macroscópicas E_o , M , ρ y ϵ . Obtenida esta relación, nos queda por establecer cómo se produce el momento dipolar m en la dirección del campo.

Si colocamos una molécula que no tiene momento dipolar permanente en un campo eléctrico, la nube electrónica se desplaza ligeramente hacia la placa positiva. Esta molécula distorsionada posee un momento dipolar m .

3.3.6 Polarizabilidad de orientación.

Supongamos que se coloca un gran número de moléculas polares, cada una con un dipolo permanente μ , entre las placas de un condensador. En ausencia de un campo y a temperaturas altas razonables, el movimiento térmico de las moléculas producirá una orientación anárquica de las mismas, de modo que no hay un momento dipolar neto en ninguna dirección. Sin embargo, si aplicamos un campo entre las placas, los dipolos de las moléculas se orientarán en el campo, produciendo un momento dipolar neto en la dirección del campo. El momento dipolar inducido neto, dividido por el número de moléculas, es el momento dipolar promedio por molécula en la dirección del campo, \bar{m} . Se puede demostrar que

$$\bar{m} = \mu^2 E_0 / 3KT \quad 3.13$$

Esta ecuación muestra que \bar{m} es proporcional al campo E_0 . La polarizabilidad de orientación α_μ está definida por $\bar{m} = \alpha_\mu E_0$; de la ecuación anterior, obtenemos

$$\alpha_\mu = \mu^2 / 3KT \quad 3.14$$

A temperaturas altas \bar{m} y α_μ son mucho más pequeñas que a bajas temperaturas. A temperaturas altas, el movimiento térmico es más efectivo en la reducción de la orientación en el campo.

La polarizabilidad total de cualquier molécula es la suma de la polarizabilidad de distorsión y de la polarizabilidad de orientación, así, tenemos

$$\alpha = \alpha_0 + \alpha_\mu = \alpha_0 + \mu^2 / 3KT \quad 3.15$$

Empleando este resultado en la ecuación obtenemos la ecuación de Debye.

$$\left(\frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 2}\right) \left(\frac{Mf}{\rho}\right) = \frac{4\pi N \mu^2 \alpha''}{3} + \frac{4\pi N \mu^2 \mu^2}{9K^2 T} \quad 3.16$$

que se usa para obtener el valor del momento dipolar de la molécula midiendo el valor de la constante dieléctrica a varias temperaturas. Mediante los valores ϵ y ρ a varias temperaturas se puede calcular el valor de la polarización molar

Imaginemos una molécula polar simple entre las placas de un condensador, si la frecuencia no es demasiado alta, esta molécula oscilará a medida que el campo oscile, ajustando siempre su orientación con la dirección del campo.

Sin embargo, la molécula requiere un tiempo finito para ajustar su orientación. Si este tiempo, el tiempo de relajación, es muy corto comparado con el tiempo de un ciclo del campo aplicado, entonces la molécula se adapta fácilmente a las diferentes orientaciones del campo.

Por otra parte, si la frecuencia del campo aplicado aumenta, prevalece finalmente una situación en la cual la molécula no tiene tiempo de cambiar su orientación antes de que el campo cambie su orientación nuevamente. En consecuencia, a frecuencia muy altas la molécula no se orienta en absoluto por el campo, y el momento dipolar permanente deja de contribuir a la polarización molar; sólo queda la polarización por distorsión.

La polarización por distorsión permanece porque, incluso a altas frecuencias la nube electrónica es lo suficiente móvil como para ajustarse a la variación del campo.

$$\left(\frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 2} \right) \left(\frac{M}{\rho} \right) = R + \frac{4 \pi N \cdot \mu^2}{9 K T} \quad 3.17$$

R es la refracción molar y puede calcularse con el valor medido del índice de refracción del líquido o del sólido

3.3.7.- Fuerzas Intermoleculares

Si dos moléculas polares tienen la orientación adecuada, sus polos negativos y positivos producen una mutua atracción. Además, como el campo de una molécula polar induce un momento dipolar por distorsión de la nube electrónica de la otra molécula, este efecto también conduce a la atracción mutua. Es posible formular una teoría electrostática pura de las fuerzas intermoleculares por lo menos para moléculas polares, basándose en esta mutua interacción.



Fig. 3.6

Para calcular la energía de interacción entre dos dipolos, consideremos el acercamiento de los dos, extremo a extremo, como se indica en la fig. (3.6). Sea q la carga en los extremos de los dipolos y a la separación entre las cargas. El dipolo de la izquierda, que produce el campo E , está fijo en el origen del sistema coordenado. El campo es, por definición, la fuerza que actúa sobre una unidad de carga positiva en el punto en cuestión. Podemos construir el segundo dipolo a la distancia r respecto del primero, acercando las dos cargas $+q$ y $-q$, una a una. El trabajo requerido para traer $-q$ del infinito a la posición r , es la integral de la

fuerza que actúa sobre la carga $l(-q)$, multiplicada por $-dr$, la distancia desplazada: $\int_{-\infty}^{\infty} E(-q)(-dr)$. Análogamente, el trabajo requerido para traer $+q$ del infinito a $r+a$, es $\int_{-\infty}^{\infty} E_2 q dr$. La energía potencial total W del dipolo en r es la suma de las integrales:

$$W = \int_{-\infty}^{\infty} E_1 q dr - \int_{-\infty}^{\infty} E_2 q dr = - \int_{-\infty}^{\infty} E_1 q dr + \int_{-\infty}^{\infty} E_2 q dr \quad 3.18$$

donde el cambio de signo en la segunda expresión se efectúa intercambiando los límites de integración. La primera integral puede expresarse como la suma de dos términos, de modo que

$$W = - \left[\int_{-\infty}^{\infty} E_1 q dr + \int_{-\infty}^{\infty} E_2 q dr \right] + \int_{-\infty}^{\infty} E_2 q dr = - \int_{-\infty}^{\infty} E_1 q dr \quad 3.19$$

En el límite cuando $a \rightarrow 0$, la cantidad $E_1 q$ es constante en el intervalo de integración y tenemos $W = -E_1 q a$. Pero el momento dipolar es $m = qa$ de modo que

$$W = -Em \quad 3.20$$

Si la energía potencial de la molécula i , es

$$W_i = -\alpha \mu^2 / r^6 \quad 3.21$$

Si $\alpha = \alpha_0 + \mu^2 / 3KT$ entonces

$$W_i = -\frac{\mu^2}{r^6} \left(\alpha_0 + \frac{\mu^2}{3KT} \right) \quad 3.22$$

En la ecuación anterior donde el primer término representa la atracción que resulta de la distorsión de la nube electrónica de una molécula por el momento permanente de la otra, y el segundo representa la atracción resultante de la orientación favorable inducida del momento permanente de una molécula por el

campo de la otra. Se puede calcular fácilmente el orden de magnitud de W_i ; $\mu \approx 10^{-18}$, $\alpha \approx 10^{-24}$. Si computamos la interacción cuando las moléculas están muy próximas entre sí, entonces $r \approx 10^{-8}$ cm. De acuerdo con la ecuación (3.21). Obtenemos

$$W_i = - \frac{10^{-24}(10^{-18})}{10^{-48}} = 10^{-12} \text{ ergs/molécula} \approx 10 \text{ kcal/mol}$$

Como las magnitudes de las energías de vaporización de los líquidos son de este orden, parece ser una manera razonable de explicar sus energías cohesivas.

3.3.8 - Energía de dispersión

En el análisis de las fuerzas intermoleculares, anterior, se presupone que las moléculas poseen un momento dipolar permanente. Nos preguntamos ahora cómo es posible que dos moléculas, tales como argón, que no tienen momento dipolar permanente, pueden atraerse mutuamente. El primero en considerar este problema fue F. London; las fuerzas que originaban atracción se denominan a veces de fuerzas de London, a veces de dispersión.

Para visualizar la situación física, consideramos un átomo de un gas inerte tal como el helio o el argón. La distribución electrónica alrededor del núcleo positivo es esférica, de manera que no hay momento dipolar neto. Sin embargo, la distribución electrónica es un promedio temporal; Supongamos que los electrones se mueven con respecto al núcleo en forma tal que el tiempo promedio de las posiciones del electrón conforma una nube esférica; no obstante, en cualquier momento el átomo tiene una separación de la carga positiva y la negativa; un momento dipolar. La orientación del vector del momento dipolar cambia

constantemente a medida que el movimiento se produce, de manera que el momento dipolar promedio es cero

Si dos de tales átomos se acercan, cada uno tiene un momento dipolar momentáneo y los movimientos electrónicos en los dos átomos se acoplan por la interacción eléctrica de los dipolos momentáneos. Los movimientos electrónicos en los dos átomos se sincronizan, de modo que los dipolos permanecen en una orientación de atracción, disminuyéndose así la energía del sistema. La energía de interacción es

$$E_J = -\frac{3}{4} h\nu_e \left(\frac{\alpha_e^2}{r^3} \right) \quad 3.23$$

Para muchas moléculas simples la cantidad $h\nu_e$ es igual al su energía de ionización, la polarizabilidad α_e se puede calcular a partir de la refracción molar del líquido. Los valores de α_e son comparables con los valores del volumen de las moléculas grandes que para pequeñas. Comparando la gran molécula del yodo con la molécula del flúor, vemos que el yodo es un sólido a temperatura ambiental y el flúor un gas. Esto implica que las fuerzas intermoleculares son mayores en el yodo que en flúor. Los valores de $h\nu_e$ son ligeramente diferentes, pero este efecto es menor comparado con el efecto de mayor volumen molecular. La interacción de dispersión es a menudo la parte más importante de la interacción, incluso si las moléculas tienen momento dipolar.

3.4.- Análisis de variables de la ley de Stokes y determinación de tamaño de la partícula.

3.4.1.- La ley de Stokes

Nos provee al fundamento para explicar como las gotas de agua dispersadas en el aceite se asientan. Stokes asegura que la velocidad a la cual una gota de un líquido inmisible dentro de otro líquido se asienta, puede ser calculada por la siguiente ecuación

$$V_a = \frac{K(\rho_w - \rho_o)Kd^2}{\mu} \quad 3.24$$

Donde

K=	constante
ρ_w	densidad de la fase acuosa
ρ_o	densidad de crudo
g	gravedad
μ	viscosidad
d	diámetro de la partícula

Consideremos ahora como cada término de la ley Stokes afecta la remoción de agua en el aceite.

3.4.2.-Diferencia de densidad.

Es deseable tener una alta velocidad de asentamiento de la gota de agua en el crudo y lo podemos lograr si la diferencia de densidad entre el agua y el aceite es tan grande como es posible. La densidad relativa del agua es 1 y la del crudo decrece al incrementarse los grados API, si la diferencia de densidades es pequeña el valor del divisor en la ecuación anterior también disminuirá y por tanto la velocidad de asentamiento será menor. Existen algunos casos extremos donde la diferencia de las densidades es tan pequeña que se hace necesario mezclar con crudo ligero en el caso de que sea muy pesado o aumentar la densidad del agua agregándole sal.

3.4.3.- Gravedad

En un sistema emulsionado normalmente es una constante por lo tanto no tiene ninguna influencia en la ecuación y por lo mismo en la velocidad de asentamiento. Aunque existe la posibilidad de cambiar con una centrifugación, no es económicamente aplicable por el tamaño de la capacidad de crudo manejado, aunque tenga como ventaja el aumento de velocidad de asentamiento.

3.4.4.- Viscosidad

La viscosidad es una función de la temperatura puesto que al incrementarse la viscosidad disminuye. Debido a que la viscosidad se encuentra en el denominador de la ecuación anterior al disminuir ésta por efecto de la temperatura la velocidad de asentamiento de las gotas de agua tiende a incrementarse. Por otro lado los crudos tienen "API altos para viscosidades bajas. Así pues, tenemos que para 30° API a una temperatura de 100°F tienen viscosidades de 20 CP pero para crudos pesados pueden tener hasta varios cientos de CP.

En la figura (3.7) podemos analizar el comportamiento de la densidad relativa para crudos con diferentes "API con respecto a la temperatura y en la fig. (5.8) se observa el comportamiento de la viscosidad para diferentes "API de crudo con respecto a la temperatura.

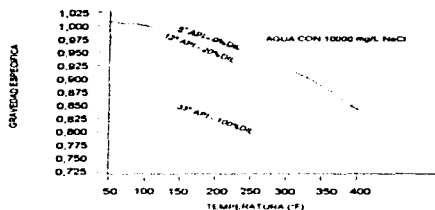


Fig. 3.7 Gravedad específica vs. temperatura

El incremento de la temperatura también está eliminada 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.

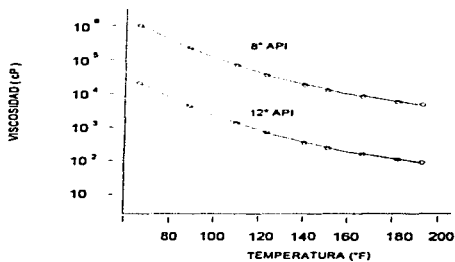


Fig. 3.8 Influencia de la temperatura en la viscosidad

El porcentaje de hidrólisis se aumenta en muy altas proporciones por la presencia de ácidos orgánicos, ello depende igualmente de la presencia de otras sales hidrolizables, de la cantidad de sales y óxido de hierro.

Los fenoles y los cresoles se encuentran en los cortes de hidrocarburos a temperaturas superiores a los 150°C, los ácidos nafténicos también empiezan aparecer a esta temperatura, solo que en éstos son solubles en agua. Por lo anterior se deduce que es recomendable usar temperatura de tratamiento de emulsiones aceite de agua menores a 150°C.

3.4.5 Tamaño de la gota

En la ecuación de la ley de Stokes en el numerador el tamaño de gota es un término cuadrado y un pequeño aumento en el diámetro de la gota influirá grandemente en la velocidad de asentamiento. El tamaño de las gotas de agua en el crudo normalmente varía en rango de 1 a 10 micrones o sea si tenemos una gota de 1 micrón y la hacemos crecer hasta 10 micrones el término d^2 será de 10000 y la velocidad de asentamiento aumentará considerablemente. este análisis teórico solo se puede llevar a la práctica por el proceso de precipitación electrostática.

se ha realizado estudios de formación de gotas para determinar el tamaño de las gotas partiendo de un balance de cuatro fuerzas, las siguientes fórmulas son solo las ecuaciones principales resultado de un experimento.

$$F_b + F_c = F_g + F_o \quad 3.25$$

F_b es la fuerza de flotación dada por

$$F_b = V_r \rho g \Delta \rho \quad 3.26$$

F_c es la fuerza cinética

$$F_s = \frac{4}{3} \rho' Q U_w \quad 3.27$$

F_s es la fuerza debido a la a la tensión interfacial

$$F_s = \pi \sigma D_w \quad 3.28$$

F_u es la fuerza debido al arrastre

$$F_u = \frac{C_D \pi \rho U^2 \epsilon (D_w)^2}{8} \quad 3.29$$

$$C_D = \frac{24 \mu}{D_{12} U_{12} \rho} \quad 3.30$$

$$V_f = F \frac{\pi \sigma D_w}{g \Delta \rho} \quad 3.31$$

que al agruparse dan la siguiente correlación final

$$V_f = F \left[\frac{\pi \sigma D_w}{g \Delta \rho} + \frac{20 \mu Q D_w}{D_{12}^2 \epsilon g \Delta \rho} - \frac{4 \rho' Q U_w}{3 g \Delta \rho} + 4.5 \left(\frac{Q^2 D_w^2 \rho \sigma}{g \Delta \rho} \right)^{1/3} \right] \quad 3.32$$

Aplica para líquidos newtonianos en ausencia de agentes de superficie activa y a velocidades relativamente bajas

Simbología

C_D = coeficiente de arrastre

ρ, ρ' = densidades de la fase continua y dispersa cm^3/gr

V_{FS} = volumen del líquido cm^3

g = aceleración de la gravedad $980 \text{ cm}/\text{seg}^2$

$\Delta \rho$ = diferencia de densidades

σ = tensión interfacial dinas/cm.

D_w = diámetro interior de la boquilla

Q = flujo volumétrico de la fase dispersa cm^3/seg^2

U_w = velocidad promedio de la fase dispersa a través de la boquilla cm/seg .

U_f = velocidad de formación de la gota cm/seg .

D_{rs} = diámetro de la gota desprendida.

μ = viscosidad de la fase continua g/cm. seg

F = factor de corrección de Harking-Brow determinado por medio de la grafica de la fig. (3.9)

Nota: para el desglose detallado de las fórmulas ver la referencia 16 de revistas en la bibliografía.

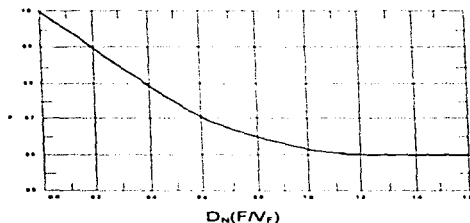


Fig. 3.9 Factor de corrección F de Harkins-Brown

Para usar la ecuación 3.31 se debe obtener F de la fig. 3.9 Los cálculos son de tanteo, como primera aproximación se desprecia el segundo término entre corchetes, lo que permite estimar F/N_f y D_p luego con la gráfica se determina F y se repite el cálculo.

3.5. Materiales contaminantes de crudo

Las formaciones geológicas tales como arena, yeso, 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 este 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:

3.5.1.- 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, incrementado los costos de combustible y mantenimiento. Por estas razones es de suma importancia reducir el contenido del agua a su mínima expresión; aunque en cantidades específicas es benéfica 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.

3.5.2.- 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 ácido clorhídrico por hidrólisis y reaccionar con el ácido sulfhídrico que normalmente se le encuentra en el crudo, y formar el sulfuro del metal y más ácido clorhídrico; de manera similar el ácido clorhídrico reacciona con el fierro

produciendo el respectivo cloruro, y con la presencia del ácido sulfhídrico se forma el sulfuro ferroso y desprende más ácido clorhídrico. las reacciones son las siguientes.



donde **m**: es magnesio o calcio

luego el ácido clorhídrico reacciona con fierro



Y así el ácido clorhídrico fresco ataca nuevamente al fierro, repitiéndose el ciclo. Ahora bien, si los cloruros no estuvieran presentes, la hidrólisis no se produce y el ácido sulfhídrico el lugar de producir el respectivo sulfuro y ácido clorhídrico por reacción con éste metal forma un revestimiento protector en la superficie metálica en forma de película (FeS), de acuerdo a la reacción:



3.5.3.-Sales Insolubles.

En algunas áreas se ha 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.

3.5.4 - 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 silicosas finas (arena), óxidos de hierro, sulfuros de hierro, arcillas, cenizas volcánicas, lodo de perforación, y otros materiales que el petróleo crudo desprende y dispersa. Algunos de éstos materiales se encuentran asociados con las partículas de agua.

3.5.5.- Compuestos Organometálicos

Estos compuestos son el resultado de la combinación de hidrocarburos con metales como el vanadio, níquel, cobre y hierro principalmente, y algunas más 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. La presencia de los materiales contaminantes antes mencionados, trae como consecuencia que se presentan los siguientes fenómenos:

3.5.5.1.- Corrosión.

Mientras mas se acerque el desalado del crudo al 100%, menor será la proliferación del ácido clorhídrico en el proceso de destilación, pues éste es bastante corrosivo. Los cloruros de hierro formados a su vez producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos (mercaptánicos) y ácido sulfhídrico se encuentran en condiciones reductoras. Las unidades más susceptibles de corroerse por las reacciones de óxido - 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 transferencia y los recipientes que particularmente son los más vulnerables.

3.5.5.2- Erosión.

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

3.5.5.3- 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 depósito 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, desvío de flujo, 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

3.6.- Procesos de deshidratación mas utilizados.

3.6.1- Clasificación de los procesos

Los requerimientos de energéticos para automóviles, aviones y la industria en general han provocado, la transformación muy rápida, de la industria petrolera para obtener mas productos en mayor cantidad y mejor calidad

Para la deshidratación de crudo también se presentó esta evolución y originalmente la separación agua aceite se realizó por diferencias de densidades, luego se adicionó calentamiento, productos químicos, elementos mecánicos y eléctricos por lo que se puede hacer la siguiente clasificación:

- Deshidratación por asentamiento por gravedad.
- Deshidratación por calentamiento.
- Deshidratación por coalescencia química.
- Deshidratación por coalescencia mecánica.
- Deshidratación centrifuga
- Deshidratación por coalescencia eléctrica.

3.6.2- Descripción de los procesos.

3.6.2.1- Asentamiento por gravedad.

Ciertamente la gravedad es el método mas antiguo de deshidratación de aceite crudo. El reposo de éste en tanques o pozos hasta que se asiente y separe el agua por efecto de gravedad tomando en cuenta que el agua y el aceite son

inmiscibles, además de ser lento no es efectivo porque generalmente de los yacimientos salen con altas presiones y velocidades, tales que provoca la formación de gotas muy pequeñas emulsionadas en el crudo.

En campos, modernos de producción donde una gran cantidad de barriles se procesa diariamente el tiempo es un factor muy importante para economizar y no se puede implementar el diseño de varios tanques para sedimentación. En plataformas marinas es impensable por la gran limitación de espacio que existe.

3.6.2.2- Calentamiento

Se puede beneficiar la técnica del asentamiento en tanques y pozos con la implementación de sistemas de calentamiento que disminuyen la viscosidad de la fase continua y la fase dispersa aumenta de volumen ejercitando una fuerza sobre la interfase para romperla y permitir la coalescencia. Se podría aprovechar adecuadamente el calor desprendido en el quemado de gases, los calentadores de tubos, hornos o intercambiadores de calor que proveen un margen extra de calor sin incurrir en costos elevados. También ésta técnica se aplica en combinación con la mecánica, química y la eléctrica. En los crudos ligeros de 30°API o mas, el rango de temperatura de 120° a 130°F es suficiente. Crudos pesados abajo de 30°API pueden requerir de 150° a 160°F de temperatura y en algunos casos para crudos muy pesados de 20°API de 200°F o mas.

3.6.2.3- Coalescencia Química

Existen ciertas sustancias químicas que al agregarse a una emulsión ejercen una acción en la interfase de la gota y la fase continua, disminuyendo la fuerza de tensión interfacial para realizar la coalescencia de las gotas emulsionadas. A pesar de que con pequeñas cantidades de éstas se logran efectos de coalescencia solo se aplican en combinación con otras técnicas y no en forma sola, la combinación permite elevar considerablemente la eficiencia.

3.6.2.4- Coalescencia Mecánica

Cuando se hace pasar la emulsión a través de una malla o sólido, poroso con una abertura de poro adecuado propicia la formación de gotas de mayor tamaño debido a la adhesión de la gotas a la gran área de superficie que provee la malla o sólido poroso o al chocar las gotas de agua con el sólido. Esta técnica de coalescencia mecánica ha sido empleada en la producción de aceite crudo para eliminar agua.

A continuación se mencionan ventajas y desventajas de este proceso

Ventajas

- Puede tolerar fluidos sobrecargados
- Operación simple, apropiado para operaciones independientes.
- Puede diseñarse para bajas demandas de energía eléctrica
- Alta eficiencia comparable a la deshidratación electrostática para ciertas temperaturas.

Desventajas

- El crudo debe ser calentado. El calentamiento causa pérdida de API
- No pueden tratarse emulsiones térmicamente estables
- Los recipientes operan a 80% de su capacidad y son muy pesados

3.6.2.5- Deshidratación centrífuga

La mezcla aceite-agua-sólidos, se alimenta al centro del tazón desde donde se distribuye hacia los discos, el agua fluye a la periferia y el aceite al centro de rotación, los líquidos son descargados a la presión de 70 psig.

Los sólidos son descargados a intervalos dado que el tazón rota o gira para producir fuerzas de 5000 g.

Ventajas:

- El crudo no debe ser calentado
- Reducido o nulo uso de químicos

- Movimiento. Las unidades pueden ser movidas de plataforma a plataforma
- Moderadas presiones de descarga
- Peso ligero 1.1 lb/bb de capacidad para crudos de 50 ° API
- Muy compacto: 830 BPD de crudo de 20 ° API por ft²

Desventajas:

- Alto costo unitario
- Mecánicamente complejo
- Demanda moderada de energía: 200 W por BBL
- Para el desalado requeriría una centrifugación de dos etapas: 14 unidades serian requeridas para desalar 75000 BPD de crudo

3.6.2.6- Coalescencia eléctrica

Este proceso esta basado en las características eléctricas de polarización de las sustancias y en este caso en la unión de una parte de oxígeno y dos de hidrógeno de la molécula de agua que configuran un campo eléctrico (dipolo)

Si a las moléculas de agua se someten a la influencia de un campo eléctrico producido por electrodos que son energizados por corriente alterna o directa, las gotas acuosas desunidas que se encuentran al azar en la fase continua, responden casi instantáneamente deformándose elipsoidalmente y polarizándose.

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

La fuerza de atracción para dos gotas alineadas de la misma dimensión bajo la influencia del campo electrostático está dada por la Ley de Coulumb:

$$F = \frac{6KE^2R^6}{d^4} = 6KE^2R^2 (R/d)^4, \quad 3.33$$

Donde:

K: Constante dieléctrica = 3.09×10^{-12} Newt./Volt²

E: Gradiente eléctrico (=) Volts/m.

R: Radio de la gota (=) m.

d: Distancia de separación entre las gotas (=) m

F: Fuerza de atracción (=) Newtons

Si la distancia entre las partículas disminuye y aumenta su tamaño, la fuerza de atracción aumenta notablemente y entonces las gotas se conjuntan unas con otras y coalescen.

Un aumento en el gradiente eléctrico podría acelerar el proceso, 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.

Coalescencia electrostática

Ventajas:

- Tecnología probada
- Facilidad para romper las emulsiones estables

Desventajas:

- Los asfaltenos se adhieren a la superficie del electrodo y la acumulación reduce la eficiencia.
- Requiere energía eléctrica
- Requiere instrumentos de regulación y control.

4.0 . APLICACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACION DE CRUDO.

Para llevar a cabo la aplicación de la deshidratación electrostática de crudo se analizará la información con objeto de seleccionar el campo y el tipo de plataforma considerando la infraestructura, la producción y el tipo de crudo que existe en la Sonda de Campeche.

4.1- Selección del campo para la deshidratación.

4.1.1-Instalaciones marinas.

a).- Plataformas

Crudo Pesado

Akal - J

Akal - C

Nohoch - A

Ku - H

Ixtoc

Akal - N

Cayo de Arcas

Atasia

Crudo Ligero

Abkatun - A

Abkatun - D

Pol - A

Rebombero

Dos Bocas

Otras Instalaciones

Abkatun Inyección de Agua

Eco

Instalaciones de Procesamiento de crudo ligero

ABKATUN A:

1 Plataforma de perforación
 1 Plataforma de enlace
 2 Plataformas de producción
 1 Plataforma de compresión
 1 Plataforma habitacional
 Plataformas periféricas:
 ABKATUN-B,C,E,F,G,H
 CAAN -A,C,CAAN-401,501
 TARATUNICH-201,301

POL A:

1 Plataforma de perforación
 1 Plataforma de enlace
 1 Plataformas de producción
 1 Plataforma de compresión
 1 Plataforma habitacional.
 Plataformas periféricas
 POL-B,D, BATAB-A, 1* CHUC-1,A,B,

REBOMBEO:

Plataformas periféricas
 OCH-1, UECH-A, 1,YUM-2B,ALUX-
 1,SINAN-101

ABKATUN D:

1 Plataforma de perforación
 1 Plataformas de producción
 1 Plataforma habitacional

Instalaciones de procesamiento de crudo pesado

AKAL J:

1 Plataforma de perforación
 1 Plataforma de enlace
 3 Plataformas de producción
 1 Plataforma de compresión
 1 Plataforma habitacional:
 Plataformas periféricas:
 AKAL-B,E,F,L,M,G,O

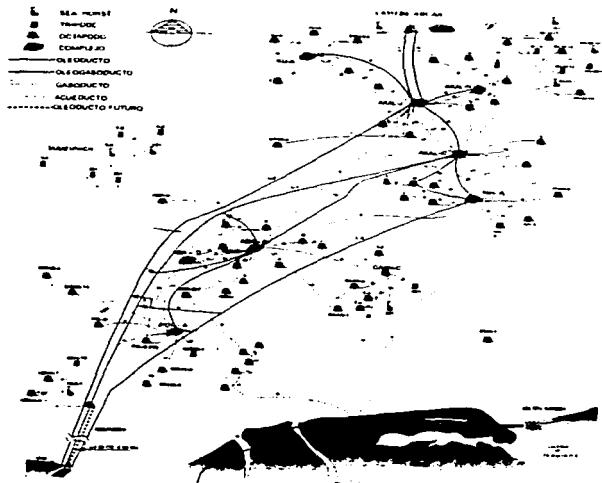
AKAL C:

1 Plataforma de perforación
 1 Plataforma de enlace
 3 Plataformas de producción
 1 Plataforma de compresión
 1 Plataforma habitacional:
 Plataformas periféricas:
 AKAL-D,I,P,S

Instalaciones de procesamiento de crudo pesado

<p><u>NOHOCH A:</u></p> <p>1 Plataforma de perforación 1 Plataforma de enlace 2 Plataformas de producción 1 Plataforma de excompresión 1 Plataforma habitacional Plataformas periféricas NOHOCH-B, CAKAL-H, R, CHAC-A</p>	<p><u>KU H:</u></p> <p>1 Plataforma de producción Plataformas periféricas: KU-F, G, M, BACAB-A, EK-A, KU-1</p>
<p><u>IXTOC:</u></p> <p>1 Plataforma de perforación</p>	<p><u>KU A:</u></p> <p>1 Plataforma de producción 1 Plataforma de enlace 1 Plataforma habitacional</p>
<p><u>AKAL N:</u></p> <p>1 Plataforma de perforación 1 Plataforma de producción</p>	

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



NOMBRE GERMAN RAMIREZ CAMPOS	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA	
LOCALIZACION GEOGRAFICA DE INSTALACIONES	FECHA ENE.97
	FIGURA 01

4.1.2-Producción de crudo en cada complejo.

Abkatun-D	211521 BPD
Abkatun-A	2118794 BPD
Akal-J	450000 BPD
Akal-C	400000 BPD
Akal-N	250000 BPD
Nohoch-A	250000 BPD
Poi-A	200000BPD

4.1.3-Composición del crudo.

Para determinar la calidad del crudo internacionalmente se utiliza la densidad en A.P.I. y se clasifican en crudos pesados y ligeros.

Crudo extra pesado	°API menor que 20
Crudo pesado	20°API-30 °API
Crudo ligero	30 °API-40 °API
Crudo superligero	mayores de 40 °API

Los crudos pesados son de baja calidad en comparación con los ligeros por lo que estos últimos son mas fáciles de procesar, menos problemas de mantenimiento y si cotizan a un precio mas alto.

Por el contrario los crudos pesados son mas difíciles de manejar al disminuir los °API debido a sus altas densidades, viscosidad, impurezas, contaminantes e hidrocarburos de alto peso molecular.

Las implicaciones para el manejo de crudo pesado son:

- Requerimientos de equipos de mayor tamaño para la separación y deshidratación.
- Alto requerimiento de energía para el transporte.

- Alta carga de presión ocasionado por elevados viscosidades.
- Ensuciamiento de oleoductos.
- Elevado contenido de sólidos.
- Mayores etapas de separación.

A continuación se proporciona las composiciones representativas de cada campo marino.

Crudo KU-22 (a) (1)

COMPONENTE	% MOL	API	TBP
NITROGENO	0.707		
BIOXIDO DE CARBONO	2.639		
ACIDO SULFHIDRICO	1.139		
METANO	34.123		
ETANO	7.169		
PROPANO	3.749		
I-BUTANO	0.369		
N-BUTANO	0.692		
PESADOS	48.601	45.6	362.5

NOTAS :

- 1) Características d la mezcla gas-aceite a condiciones de yacimiento.
- 2) RGA= 109 m³/m³ a condiciones de saturación del yacimiento
(P= 188 kg/cm² man, T= 117 °C.
- 3) API = 38.728, P.M. = 148.32

Crudo Abkatun (93-a) (1)

COMPONENTE	% MOL	API	TBP (°F)
ACIDO SULFHIDRICO	0.890		
BIOXIDO DE CARBONO	1.850		
NITROGENO	0.240		
METANO	30.880		
ETANO	9.910		
PROPANO	7.300		
I-BUTANO	1.240		
N-BUTANO	3.600		
I-PENTANO	1.350		
N-PENTANO	1.950		
N-HEXANO	32.150		
HEPTANOS	3.900	63.9	183.776

OCTANOS	3 180	59 9	234 218
PESADOS	31 490	31 5	581 345

NOTAS :

- 1) Características de la mezcla gas-aceite a condiciones de yacimiento
- 2) RGA = 110 m³/m³ a condiciones de saturación del yacimiento
(P = 162.8 kg/cm² man, T = 110.6 °C)
- 3) API = 52.195, P.M. = 121.457

Crudo Abkatun (93-a) (1)

COMPONENTE	% MOL	API	TBP (°F)
ACIDO SULFHDRIDICO	1 030		
BIOXIDO DE CARBONO	1 850		
NITROGENO	0 280		
METANO	28 840		
ETANO	8 680		
PROPANO	6 220		
I-BUTANO	0 960		
N-BUTANO	3 340		
I-PENTANO	1 210		
N-PENTANO	1 290		
N-HEXANO	2 490		
HEPTANOS	3 130	67 9	84 0
OCTANOS	3 500	60 7	103 0
PESADOS	36 300	48 2	141 0

- 1) Características de la mezcla gas-aceite a condiciones de yacimiento
- 2) RGA = 88 m³/m³ a condiciones de saturación del yacimiento
(P = 150.8 kg/cm² man, T = 97 °C)
- 3) API = 139.204, P.M. = 157.251

Crudo POL-71 (1)

COMPONENTE	% MOL	API	TBP
NITROGENO	0 226		
BIOXIDO DE CARBONO	1 784		
ACIDO SULFHDRIDICO	0 923		
METANO	41 988		
ETANO	11 193		
PROPANO	6 499		
I-BUTANO	1 025		
N-BUTANO	3 029		
I-PENTANO	1 172		

N-PENTANO	1 040
N-HEXANO	2 309
PESADOS :	28 104

NOTAS :

1) Características de la mezcla gas-aceite a condiciones de yacimiento

2) RGA = 196 m³/m³ a condiciones de saturación del yacimiento

(P = 240 kg/cm² man, T = 134 °C)

3) API = 73 290, P. M. = 86.185

Composición Crudo Caan

COMPONENTE	% MOL	API	TBP (°F)
NITRÓGENO	1 163		
BIOXIDO DE CARBONO	1 706		
ACIDO SULFHDRIICO	1 499		
METANO	47 297		
ETANO	9 975		
PROPANO	6 063		
I-BUTANO	1 138		
N-BUTANO	2 970		
I-PENTANO	1 117		
N-PENTANO	1 589		
N-HEXANO	2 613		
HEPTANOS	2 571	63 430	187 793
OCTANOS	2 473	56 915	238 858
PESADOS	17 916	45 929	356 599

4.1.4-Análisis de Información.

El complejo Cayo de Arcas tiene una plataforma habitacional; una para recibo de crudo pesado de Akal "J", medición de crudo y envío a buques-tanque através de boyas; un tripode que soporta todo el sistema de telecomunicaciones.

En instalaciones de Atasta se recomprime el gas que se produce en la Sonda de Campeche y se envía al complejo Petroquímico Ciudad Pemex para su procesamiento.

En el complejo Eco existe una plataforma habitacional y un tripode, se utiliza para comunicar a las plataformas marinas con las instalaciones de Ciudad del Carmen. Al complejo de Dos Bocas llega el crudo ligero y pesado de las plataformas marinas; recibe producción de instalaciones de tierra y lo envía a buques tanque y a otros complejos para su tratamiento y distribución.

En el complejo de Rebombeco existe un octápodo, un tetrápodo y un tripode que se utiliza para procesar crudo, habitacional y comunicaciones respectivamente, el objetivo del complejo es recopilar el crudo de plataformas de producción cercanas y ser un punto intermedio para bombeo de los complejos Abkatun y Akal, Pol-A y Nohoch-A hacia las instalaciones de Dos Bocas

En el complejo Ixtoc existe 2 tetrápodos y un tripode que corresponde a una plataforma habitacional, una de perforación y el de comunicación respectivamente pero las funciones del complejo son punto de comunicación de la Sonda de Campeche y centro de abastecimiento de combustible de helicópteros

En el complejo de Inyección de agua de Abkatun existe una plataforma habitacional, una de control y servicios, otra de tratamiento y bombeo y tiene como función purificar agua para inyectarla a pozos con las características de composición y presión requeridos para realizar una recuperación secundaria.

Los complejos de Akal-J y Akal-C son los más grandes de la Sonda de Campeche, tienen 7 plataformas; 3 de producción, 1 de compresión, 1 de enlace, 1 de perforación, una habitacional y en el caso de Akal-C un tripode de telecomunicaciones, tienen como objetivo procesar gas y aceite, comprimirlo y bombearlo, reciben la producción del campo KU (complejos KU-H, KU-A) y del complejo Akal-N, todo el crudo procesado es de *API menores a 30 (pesado), con dos líneas de 36" de diámetro envía de Akal-J a Cayo de Arcas un máximo de 800 MBPD de crudo estabilizado, también envía crudo a las instalaciones de Dos Bocas por una línea de 36" desde Akal-J y otra desde Akal-C, el gas se envía a la estación de recompresión Atasta vía Nohoch-A y Pol-A

El complejo Nohoch-A tiene seis octápodos, dos de producción, uno de compresión, una de perforación, uno de enlace y otro habitacional; igualmente el objetivo es procesar crudo (separar, purificar, bombear y comprimir) el aceite lo envía al complejo Akal-C por una línea de 36" de diámetro y tiene la flexibilidad de enviarlo a Dos Bocas por otra línea de 36" diámetro.

La gran característica de el crudo pesado de los complejos Akal-C, Akal-J, Akal-N, Nohoch-A, KU-M y KU-A es que tiene un contenido de agua muy bajo y cumple con la especificación de un contenido de agua menor de 5ppm, por lo que no requiere deshidratación del aceite

El crudo ligero de los complejos Abkatun-A, Abkatun-D y Pol-A si tiene alto contenido de agua emulsionado y fuera de especificación comercial.

Para determinar en que complejo se realizará la deshidratación tomaremos como base la infraestructura existente

De acuerdo a la lista de instalaciones descritas en el capítulo 4.1.1 en el complejo Abkatun-A existen 5 plataformas, de las cuales una es de perforación, una de enlace, dos de producción y una habitacional, en una de las plataformas de producción existen cuatro módulos para deshidratación de crudo con una capacidad de 100 MBPD cada uno por lo que toda la producción de este complejo es deshidratada aquí.

En el complejo Pol-A existen cinco plataformas, una de perforación, una de enlace, una de producción, una de compresión y una habitacional, no existen instalaciones de procesamiento para deshidratación de crudo.

En el complejo Abkatun-D existe una plataforma habitacional, una de perforación y una de producción (dodecápodo) en la cual no existen instalaciones para deshidratación y no tiene equipo en operación en el segundo nivel.

Además se cuenta con el siguiente sistema de oleoductos (ver fig. 4.1 y 4.2) para enviar el crudo ligero deshidratado a la terminal marítima Dos Bocas.

Línea Akal-J a Dos Bocas de 36" Ø

Línea Nohoch-C a Dos Bocas de 36" Ø

Interconexión 36" Ø de Pol-A con línea Nohoch-A Dos Bocas

Línea ABK-A a Pol-A 36" Ø 11 km longitud

Línea ABK-A-Abk-d 24" Ø 4 km de longitud

Línea de interconexión de 24" Ø 6.4 km longitud con línea Akal-J-Dos Bocas

Línea Pol-A-ABK-D 20" Ø 13.1 km de longitud.

Como se mencionó anteriormente, el complejo Akal-J envía un máximo de 800 MBPD de crudo pesado y estabilizado a Cayo de Arcas por dos oleoductos de 36" de Ø (ver fig. 4 1). Por lo que si Cayo de Arcas no puede recibir nada de aceite, la producción se envía a Dos Bocas por los oleoductos L-1 y L-2 quedando la línea L-3 para enviar a Dos Bocas el crudo ligero. El complejo Nohoch-A puede enviar su producción a Dos Bocas por la línea L-3 o enviarla al complejo Akal-C. En conclusión se requieren dos oleoductos para crudo pesado y uno para crudo ligero a enviarse a Dos Bocas considerando que el complejo Cayo de Arcas no puede recibir el aceite.

Para la deshidratación de crudo ligero de Pol-A y Abkatun-D se propone instalar el equipo en la segunda cubierta de la plataforma de producción del complejo Abkatun-D para aprovechar la infraestructura existente.

Los 200 MBPD producidos en el complejo Pol-A se enviarían a Abkatun-D para su deshidratación y junto con el correspondiente de Abkatun-D se enviaría al complejo Abkatun-A para su envío a Dos Bocas por alguno de los oleoductos de 36".

4.2 Selección del tipo de plataforma.

4.2.1-Análisis de información.

Las bases de diseño estructurales de cualquier plataforma marina son, las cargas vivas, las cargas muertas y el tirante.

Cargas vivas	Cargas muertas
oleaje	equipo de procesamiento
marea	conductores
vientos	tubería
sismo	estructura

Existe la posibilidad de que las plataformas sean de concreto o totalmente de estructuras metálicas.

Las estructuras de concreto tienen menor resistencia al oleaje, a las mareas y a los sismos, se requiere se realicen la mayoría de los procesos de tratamiento de crudo y gas como la extracción, separación, purificación, bombeo, compresión así como los servicios auxiliares y habitacionales, eliminando así el transporte de fluidos para amortizar y justificar la alta inversión inicial. Además no existe la infraestructura para su construcción.

Las plataformas de estructuras metálicas son altamente resistentes a oleaje, marea, vientos y sismos que soportan huracanes, ciclones y sismos característicos de la Sonda de Campeche, existe tecnología para diseño e infraestructura para la construcción, son más rápidas de construir, tirantes bajos, todo esto permite seleccionar la plataforma tipo "Jacket" como la más adecuada y además se tiene sistema de ductos para transporte de fluidos.

4.3.0 Selección del proceso de deshidratación electrostática.

4.3.1-Descripción general de la deshidratación electrostática.

4.3.1.1-Descripción del proceso.

Para llevar a cabo la deshidratación electrostática básicamente se requiere de un eliminador de agua libre (FA-01), bombas (GA-01), calentadores (EA-01), desemulsificante, deshidratador (FA-02), desalador (FA-03), transformadores (TR-01), reactores y el sistema de control

El crudo procedente de los pozos de perforación es separado en gas y aceite. El aceite se envía a un recipiente donde se elimina agua libre. Si la presión es baja se aumenta bombeando el aceite húmedo (aceite 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 para posteriormente pasar a los calentadores de crudo húmedo o pasar directamente a éstos últimos.

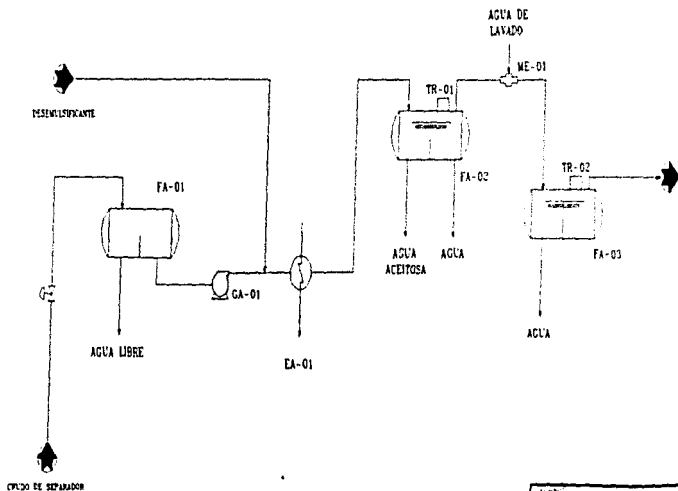
El crudo húmedo bajo condiciones adecuadas es enviado a la unidad de deshidratado (ver figura 4.3), donde se le elimina el agua emulsionada. Si es necesario efectuar un desalado por alto contenido de sales entonces se pasará a la unidad de desalado. Antes de entrar el aceite (crudo deshidratado) a la 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 estas dos secciones es drenada de las unidades y mezclada con el agua de la etapa de eliminación de agua libre, siendo enviadas a la unidad de tratamiento de agua aceitosa.

El aceite deshidratado y desalado se envía a almacenamiento o a estabilización.

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.

LISTA DE EQUIPO

- FA-01 ELIMINADOR DE AGUA LIBRE
- FA-02 DESHIDRATADOR
- FA-03 DESLANTA
- CA-01 BOMBA DEL DESHIDRATADOR
- EA-01 INTERCAMBIADOR DEL DESHIDRATADOR
- ME-01 MEZCLADOR



NOMBRE	
TÍTULO	
AUTOR	
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	
PROYECTO DE DESALINACIÓN	FECHA
	PÁGINA
	83

4.3.1.2-Descripción de equipo

4.3.1.2.1 Eliminadores de agua libre.

Se utilizan para eliminar grandes porcentajes de agua libre (20% en vol.) y otras partículas que en el crudo trae consigo, antes de pasar a los deshidratadores se deben instalar los calentadores para evitar que el agua libre consuma el calor que debe absorber exclusivamente la emulsión, para no aumentar las dimensiones de los calentadores.

Actualmente se cuenta con diseños que permiten separar a la vez gas asociado y el agua libre de el aceite; este equipo es recomendable en instalaciones de espacio reducido, tales como las plataformas de producción.

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.

4.3.1.2.2 Tratadores electrostáticos.

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 mas importantes para los equipos.

a) 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 volúmen 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.

a) **Temperatura.** La temperatura de los tratadores electrostáticos se determina considerando las siguientes recomendaciones generales:

Deshidratadores:

>30°API	49°C < T < 55°C
20 < °API < 30	65°C < T < 71°C
<20°API	>/ 93°C

Desaladores:

>35°API	79°C < T < 105°C
20 < °API < 35	105°C < T < 127°C
<20°API	138°C < T < 149°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,

c) **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°pH > 3	Alta estabilidad de la emulsión
10.5 > pH > 10	Baja estabilidad de la emulsión
pH = 10.5	Emulsión inestable.

Teniendo un pH de carácter ácido la emulsión se vuelve más resistente 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 cáustica en el agua de lavado, se eleva el pH a las condiciones adecuadas, ya que a pH alto tiende a reducir la descomposición de las sales.

d) La emulsión se reparte a la sección eléctrica mediante un distribuidor soportado por parrillas que la obliga a pasar 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 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, 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.

e) Distribuidores de Emulsión. Su función es repartir adecuadamente la emulsión a través de orificios pequeños localizados arriba y abajo a lo largo del distribuidor.

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° 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.

f) Suministro eléctrico y componentes.

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

Los electrodos 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 electrodos.

Existen dos tipos de estructuras de electrodos, 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.).

El electrodo 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 proveer un sistema balanceado.

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% virgen (grado eléctrico), cuyas propiedades eléctricas y de superficie son muy adecuadas para éste servicio.

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.

El suministro de energía eléctrica puede ser 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 más 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 vacío o rectificadores de estado sólido. Están provistas de polaridad dual, por lo que los hace bastantes 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 cataforesis, el derramamiento de líquido a través del cuerpo desde un electrodo 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 más 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 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.

Adicional 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 potencia 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.

4.3.2 -Alternativas propuestas

En la sección anterior se hizo la descripción detallada de los internos del equipo de deshidratación electrostática, aquí analizaremos cuatro alternativas que difieren en características, en la forma en que están localizados y orientados los internos.

La alternativa A tiene como característica principal sus rejillas de electrodos en posición vertical y un sistema de ductos para calentamiento interno (ver fig 6.4).

La alternativa B tiene el sistema electrostático, rejillas de electrodos en posición horizontal e igual que el anterior cuenta con ductos para calentamiento interno.

La alternativa C solo difiere de la B en que no existe la sección de calentamiento interno. Posee una mampara de choque a la entrada del aceite y el área de coalescencia electrostática es mayor.

La alternativa D sólo difiere de la A que no tiene la sección de calentamiento interno, tiene mayor número de placas de electrodos verticales, por lo que tiene la capacidad de eliminar gotas de agua emulsionadas más pequeñas.

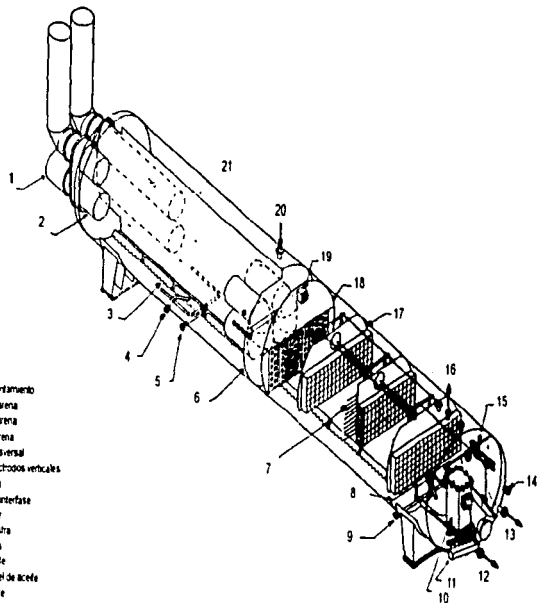
A continuación se describe la alternativa A en forma más detallada.

4.3.2.1 Descripción del equipo

La producción es alimentada a cada recipiente en ambos extremos a través de un múltiple (PIPE) de distribución y hacia la sección de reposo.

Posteriormente, la producción fluye hacia el centro de cada recipiente pasando a través de las mamparas de distribución de flujo ajustables en operación, las rejillas electrostáticas ajustables en operación y los elementos coalescedores, todos en posición vertical, en dirección de la descarga del crudo localizada en la parte superior central del recipiente. Estas mamparas previenen las canalizaciones de fluido y promueven la coalescencia de las partículas de agua.

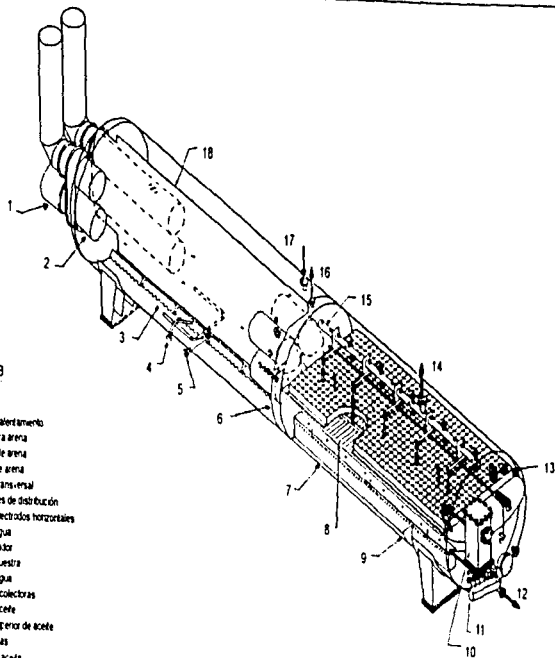
El crudo se introduce inicialmente a secciones de reposo equipadas con mamparas para "suavizar" el flujo antes de pasar a las secciones de coalescencia, se compone de varias mamparas de distribución de flujo diseñadas con colectores-coalescedores.



Alternativa A

- 1 - Quemador
- 2 - Tubos de calentamiento
- 3 - Charola para arena
- 4 - Veredero de arena
- 5 - Extractor de arena
- 6 - Lámpara transversal
- 7 - Rejilla de electrodos verticales
- 8 - Prensa de agua
- 9 - Extracción de interfase
- 10 - Transformador
- 11 - Toma de muestra
- 12 - Salida de agua
- 13 - Salida de aceite
- 14 - Control de nivel de aceite
- 15 - Prensa de aceite
- 16 - Salida de gas
- 17 - Lámpara de difusión / sección colectora
- 18 - Lámpara de difusión / placa perforada
- 19 - Extractor de resina
- 20 - Entrada
- 21 - Extractor longitudinal

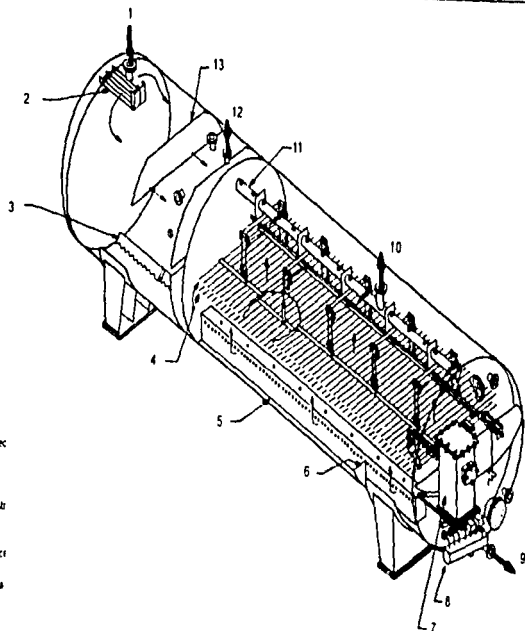
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS	
CENTRO DE INVESTIGACIONES EN QUÍMICA Y FÍSICA DE LOS MATERIALES	
TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN	FECHA DE EJECUCIÓN
AUTOR DEL TRABAJO	FECHA DE RECEPCIÓN



Alternativa B

- 1 - Quemador
- 2 - Tubos de calentamiento
- 3 - Charola para arena
- 4 - Vertedero de arena
- 5 - Extractor de arena
- 6 - Mampara transversal
- 7 - Separadores de distribución
- 8 - Pajilla de electrodos horizontales
- 9 - Prensa de agua
- 10 - Transformador
- 11 - Toma de muestra
- 12 - Saldita de agua
- 13 - Secciones colectoras
- 14 - Saldita de aceite
- 15 - Colector superior de aceite
- 16 - Saldita de gas
- 17 - Entrada de aceite
- 18 - Mampara longitudinal

TITULO	
FUNDACION UNIVERSITARIA	
INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTIFICAS	
DESARROLLADO POR	FECHA
ALTMILLAR	1967
FIGURA	
65	



Altemabva C

- 1 - Entrada
- 2 - Mampara de choque
- 3 - Charola para arena
- 4 - Rejilla horizontal de elec
- 5 - E
- 6 - Prensa para agua
- 7 - Transformador
- 8 - Caja de forma de muestra
- 9 - Salida de agua
- 10 - Salida de aceite
- 11 - Colector superior de acei
- 12 - Salida de gas
- 13 - Atmopara para espuma

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS LABORATORIO DE INVESTIGACIONES EN FÍSICA Y QUÍMICA	
TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN:	N.º DE REGISTRO:
AUTOR:	FECHA:
ASISTENTE:	INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS LABORATORIO DE INVESTIGACIONES EN FÍSICA Y QUÍMICA

Las mamparas de distribución son ajustables y se ajustan desde afuera estando el recipiente de operación.

El ajuste de las mamparas de distribución de flujo nos permite compensar por variaciones en condiciones de proceso durante la vida del equipo.

También nos permite la flexibilidad de controlar condiciones fortuitas en proceso si estas ocurrieran.

El nivel del crudo se mantiene mediante un vertedero localizado en la descarga del crudo. El vertedero de crudo provee un recipiente de nivel para controlar la descarga del crudo.

Al diseño de este mecanismo, agregamos el sistema electrostático de rejillas verticales, ajustables. El diseño de rejillas de electrodos verticales también proporciona un punto único de ajuste del espacio entre los electrodos positivos (rejillas) y los negativos (tierra) de las mamparas de distribución de flujo ajustables cada sección de coalescencia contará con su propio sistema individual de ajuste de electrodos, lo que nos permite la real optimización del comportamiento de los recipientes lo cual incide en la reducción de costos de operación, asimismo nos permite el ajuste rápido para contrarrestar condiciones inestables.

Como mencionamos anteriormente, la ventaja del sistema de rejillas electrostáticas verticales es que opera con un patrón de flujo horizontal, un patrón de flujo horizontal no impide la separación vertical de agua y otras impurezas, como el caso de un patrón de flujo vertical.

El agua separada se colecta en el fondo del recipiente, por su desalojo a través del colector anti-vortex. El dique de agua se localiza en el fondo del recipiente al

centro, la función del dique es mantener una interfase controlada de aceite-agua y proveer una sección de reposo para controlar la descarga de agua. La interfase en reposo se mantiene utilizando dos componentes: un (1) sifón para reducir cualquier acción de oleaje producida por la precipitación agua sobre el dique y un (1) colector de agua anti-vortex

El sifón también elimina la exposición de agua limpia con la interfase la cual podría ocasionar una reentrada de aceite o partículas sólidas presentes en la interfase agua-aceite.

Las rejillas de electrodos (positivos) se localizan corriente abajo de las mamparas y se pueden espaciar entre 3" y 9" con una palanca manual de ajuste localizado en cada sección de mamparas. Las rejillas crean un campo eléctrico entre la misma rejilla y las mamparas lo que promueve la coalescencia de ellas partículas de agua.

Las conexiones de las líneas de muestreo se localizan en la descarga del crudo, las conexiones tienen trayectorias internas a varias elevaciones las cuales se indican en diferentes ángulos localizadas en la caja de muestras.

Todas las elevaciones parten del fondo del recipiente en la fase de aceite crudo, el porcentaje de agua y sedimentos BS&W deberá decrecer hacia arriba del recipiente y en la fase de agua las ppm deberá decrecer hacia abajo del recipiente.

Cerca de ella descarga de aceite y por encima de la interfase controlada, se localiza la línea de desalojo de la interfase.

Emulsiones estables pueden crearse después de cierto periodo de tiempo si no se desalojan del recipiente y pueden impedir la habilidad de la interfase controlada de detectar el nivel de interfase.

4.3.3 Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas.

1.- En un análisis de vector, se puede ver fácilmente que las unidades utilizando un patrón de flujo vertical en un campo electrostático tendrá un vector de velocidad directamente opuesto al vector de velocidad creado por la ley de Stokes

2.- Los vectores de velocidad en un patrón de flujo horizontal son perpendiculares entre si. Lo que significa, que si todas las otras variables son controladas, con el sistema de electrodos verticales y con un patrón de flujo horizontal, es posible de hecho remover partículas o gotas de agua mas diminutas, esto se traduce en un sistema mas eficiente que puede remover mas cantidad de agua y por lo tanto producir cortes de contenido de agua mas bajos.

3.- Un sistema de electrodos verticales utilizando un patrón de flujo horizontal permite la exposición múltiple a varios campos electrostáticos donde el electrodo negativo es un coalescedor mecánico, corriente abajo.

4.- La emulsión de aceite crudo se expone a múltiples campos electrostáticos versus un solo campo electrostático del diseño de rejillas horizontales.

5.- La distribución inducida del fluido y la acción que las mamparas (placa perforada) de difusión ajustables en operación ejercen en el fluido contribuyen a una separación eficiente inicial de la fase dispersa (agua), en el sistema de rejillas electrostáticas verticales.

6.- Las secciones colectoras acortan las distancias de asentamiento de las partículas de agua produciendo el beneficio adicional de superficie agregada para coalescencia, en el sistema de rejillas electrostáticas verticales.

- 7.- El efecto sobre el fluido de los campos electrostáticos en combinación con el de los difusores y la capacidad incrementada de las secciones colectoras complementan la separación de las fases continua (aceite) y dispersa (agua), en el sistema de rejillas electrostáticas verticales.
- 8.- Un flujo horizontal de crudo con asentamiento vertical de las partículas de agua, permite un incremento en capacidad de tratamiento para un determinado tamaño de recipiente de hasta un 50% de capacidad nominal en algunos casos. Un patrón de flujo horizontal no impide la separación vertical de agua y otras impurezas como en el caso de un patrón de flujo vertical.
- 9.- El sistema de ajuste externo de las rejillas electrostáticas para optimizar el espacio entre las mismas. Con la unidad en operación. Permite optimizar el manejo del equipo sin necesidad de paro. Proporcionando flexibilidad en la operación y optimización del costo de la misma.
- 10.- Las mamparas verticales de distribución en la parte superior de cada sección ejercen una acción de anti-espuma en el fluido.
- 11.- El electrodo negativo de cada sección individual de electrodos verticales en cualquier diseño en particular del sistema de electrodos verticales es en realidad un distribuidor/coalescedor.
- 12.- El sistema de electrodos verticales incluye de la característica de ajustar espacio entre los electrodos verticales positivos (coalescedores a tierra).
- 13.- La alternativa A ahorra espacio de equipo de calentamiento, por lo que se recomienda utilizarla en plataformas marinas donde el espacio es muy limitado.

14.- Debido a que no se requiere calentamiento para el crudo ligero de Abkatun-D y Pol-A se selecciona la alternativa D para su aplicación en la plataforma marina Abkatun-D

4.4. Aplicación de la alternativa seleccionada en plataformas marinas.

4.4.1 Criterios generales de diseño

La plataforma de producción en Abkatún D consta de dos plantas o secciones principales : una batería de separación para la mezcla gas-crudo-húmedo de ellos yacimientos del campo Abkatún y una planta de deshidratación del aceite producido en esta plataforma y el proveniente de Pol-A

Sección de batería de separación gas-aceite con recuperación de vapores.

Capacidad y flexibilidad.

La capacidad de diseño de esta sección es de 200 MBPD de crudo húmedo (considerando un máximo de 25% vol de agua) y 5357 Mm³ sta/día de gas.

La plataforma está formada por dos trenes o módulos de separación de 100 MBPD cada uno, lo que permitirá mayor flexibilidad operacional.

La estabilización del crudo (separación del gas) se llevará a cabo en dos etapas, una a la presión de 9.1 kg/cm² man. (en un futuro a 5.5 kg/cm² man.) que separará la mayor cantidad de gas que se envía a la plataforma de compresión y otra a 1.8 kg/cm² man. Que permitirá obtener la presión de vapor requerida para el crudo.

Ambas etapas de separación serán de tipo trifásico para permitir la remoción de agua libre de la mezcla y aumentar así el tiempo de residencia y eficiencia de los deshidratadores.

El sistema recuperador de vapores, consistente en un compresor de gas, será modulado en base a dos trenes y permitirá evitar el envío a desfogue de estos gases de baja presión.

Inyección de desemulsificante químico a la entrada del primer separador.
Inyección de antiespumante en la alimentación al separador trifásico de 1a etapa
Inyección de inhibidor de corrosión en varios puntos estratégicamente seleccionados, así como inyección de inhibidor de asfaltenos en los gases de succión al compresor del paquete de recuperación de vapores

Deshidratación de crudo y tratamiento de efluentes

Capacidad y flexibilidad.

La capacidad de diseño de la planta es de 400 MBPD de crudo húmedo (200 MBPD de crudo Abkatún estabilizado en la Batería de Separación de esta misma plataforma y 200 MBPD de crudo Pol-Chuc) con 25% vol. máximo de agua en cuatro módulos de procesamiento de 100 MBPD. En el diseño de esta planta también se ha implementado un sistema de tratamiento de aguas amargas aceitosas de 100 MBPD (25 MBPD/módulo), que se generan en la deshidratación del aceite húmedo.

La finalidad es lograr un contenido máximo de agua en el crudo deshidratado de 0.5% vol.

La capacidad mínima es la de un módulo de deshidratación de 100 MBPD de aceite húmedo con 25% vol. de agua máx

En virtud de que se tendrán cuatro módulos de deshidratación de crudo, también por flexibilidad se diseñarán cuatro módulos de tratamiento de aguas amargas aceitosas, con una capacidad de diseño de 100 MBPD ; valor que corresponde a la cantidad máxima de agua separada en los deshidratadores electrostáticos.

La planta tendrá la flexibilidad necesaria para operar satisfactoriamente a cualquier capacidad que no exceda a la de diseño, por lo que se podrá operar el número de módulos de acuerdo a las necesidades y/o requerimientos de producción.

Para auxiliar al proceso de deshidratación electrostática del crudo, se decidió incluir en el diseño la inyección de desemulsificante de crudo (GA-101 AD/R y GA-156 AC/R) por medio de las cuales se logra que este químico se mezcle debidamente con la emulsión agua-aceite y esta se pueda romper más fácilmente en los deshidratadores electrostáticos (FA-151 AB y FA-152 AB)

Debido a que el agua contenida en el aceite crudo aparecerá gradualmente en función del tiempo de explotación de los pozos, se contará con facilidades para inyectar agua de mar y preparar una emulsión artificial.

El agua amarga aceitosa proveniente de los deshidratadores de crudo con contenido de sales que varían entre 140,000 y 185,000 ppm, es sumamente incrustante. Lo anterior podría ser causa de severos problemas de taponamiento e incrustación en las torres agotadoras de agua amarga y llegar a ocasionar paros frecuentes para mantenimiento de estos equipos. Este problema se resuelve utilizando ácido sulfúrico concentrado (98%), el cual reacciona con estas sales incrustantes (CaCO_3 , MgCO_3 , etc.) pasando éstas a formas más solubles. De esta manera los problemas por incrustación en las torres agotadoras se reducen al mínimo, pero se presenta ahora el problema de la corrosión que podría causar la presencia de ácido sulfúrico, seleccionándose por tanto acero inoxidable 316 para los internos de estos equipos.

La planta será capaz de operar a una temperatura máxima de 100°C (212 F), la cual es la condición actual aproximada del aceite crudo (sin contenido de agua). Por otro lado, cuando exista presencia de agua, a causa de la naturaleza del yacimiento, o bien por recuperación secundaria con inyección de agua, se estima una disminución en la temperatura del aceite crudo extraído hasta 74°C (165 F), esta última condición ha sido considerada para la operación normal en el diseño de la planta.

La operación de deshidratación de crudo a temperaturas elevadas resulta de gran utilidad ya que así se logra disminuir la tensión superficial y la viscosidad de separación agua-aceite mayor. La aseveración anterior hace necesario el aislamiento de tuberías y equipo relacionado con la deshidratación de crudo. Las tuberías y equipo de tratamiento de aguas amargas aceitosas no requieren aislamiento desde el punto de vista del proceso, razón por la cual se aislarán en los casos en los que se requiera proteger al personal que tiene que realizar maniobras de arranque, mantenimiento, etc.

Para la deshidratación del crudo húmedo (emulsión agua-aceite) se cuenta con cuatro deshidratadores de tipo electrostático, cuya función es separar, utilizando el principio de coalescencia electrostática, aproximadamente 75 MBPD de crudo deshidratado con 0.5% vol. de agua máxima y 25 MBPD de agua amarga aceitosa con 2000 ppm de arrastre de aceite por cada uno.

Se seleccionó este tipo de deshidratadores por tener alta eficiencia en la separación agua-aceite y requerir menor tiempo de residencia y por consecuencia menor tamaño del equipo y área de instalación. La presión de operación de estas unidades (4 kg/cm² ma. 57 psig) se definió de tal manera que se evite la vaporización del líquido durante el proceso de deshidratación.

Para el tratamiento de las aguas amargas aceitosas, generadas durante el proceso de deshidratación, se hará una selección entre separadores de placas corrugadas, filtro coalescedores, hidrociclones, etc.

El aceite obtenido de los separadores agua-aceite, será colectado en un sólo tanque recuperador de crudo. Este tanque tiene la función de ir acumulando crudo hasta el nivel de arranque de las bombas, las cuales envían el fluido al separador de segunda etapa de la batería de separación.

Los gases ácidos contenidos en el agua amarga son tratados por medio de cuatro torres agotadoras, cuya función es reducir su contenido de ácido sulfhídrico a un máximo de 1 ppm. Lo cual se logra utilizando como medio de agotamiento gas inerte. Dados los elevados requerimientos de gas inerte y el costo de generarlo en plataforma, se ha decidido utilizar gas residual del sistema de gas combustible. Es recomendable que el contenido de etano y más pesado en este gas residual utilizado para agotamiento sea lo más bajo posible para minimizar la dilución de hidrocarburos en el agua.

4.4.2 Descripción de proceso

La plataforma tiene como función separar la mezcla gas-crudo-agua procedente de los yacimientos del campo Abkatún, deshidratar el aceite producido en esta plataforma y el proveniente de Pol-A. También se lleva a acabo el acondicionamiento de los productos (gas y aceite) para ser enviados hacia su destino final en forma independiente.

La plataforma consta así, de las secciones siguientes:

- a) Batería de separación gas-aceite con recuperación de vapores.
- b) Deshidratación de crudo y tratamiento de efluentes.
- c) Distribución de gas residual.

a) Batería de separación

Este proceso consiste en la separación de la mezcla gas-crudo-agua proveniente de pozos. Para su descripción se hace referencia al diagrama de flujo de proceso (figura 4.8)

La capacidad de procesamiento de esta sección es de 200 MBPD de crudo húmedo y 5357 Mm³std/día de gas, constituida por dos trenes de 100 MBPD cada uno.

La separación gas-crudo húmedo se lleva a cabo en dos etapas, la primera a alta presión y una segunda a baja presión.

En la primera etapa de separación se recibe la mezcla gas-crudo-agua proveniente del campo Abkatún, se le inyecta inhibidor de corrosión, antiespumante y desemulsificante, y se alimenta a control de nivel al separador trifásico FA-101 AB, en donde se lleva a cabo la separación de agua libre, crudo y gas a 97 °C y 9.1 kg/cm² man. En un futuro esta etapa se efectuará a 5.5 kg/cm² man.

En este equipo, debido a la baja eficiencia de separación, sólo se estima retirar una cantidad máxima de agua amarga aceitosa de 9000 BPD que se envía a tratamiento con control de nivel de interfase. El gas pasa al rectificador de la 1ª. etapa de separación FA-103, en este se separan los líquidos arrastrados por el gas y se envían, controlando el nivel, al separador trifásico de 2ª. etapa de separación FA-102 AB. El gas efluente se enfría con aire hasta 80 °C en el enfriador de gas 1ª. etapa EC-101. La presión del rectificador se regula mediante un control sobre el gas de salida, que también por represionamiento manda el gas a desfogue.

El crudo se envía, a control de nivel y con dosificación de inhibidor de corrosión pasando a través del filtro FD-101 A/B, al separador trifásico de 2ª. etapa de separación FA-102 A/B, que opera a 94 °C y 1.8 kg/cm² y en donde se estima separar un máximo de 11,900 BPD de agua amarga aceitosa, que se envía a control de nivel de interfase mediante la bomba de agua amarga GA-102 AD, al paquete de tratamiento junto con el agua efluente de la primera etapa de separación. Se cuenta con una línea de recirculación de agua a control de flujo de la descarga de la bomba al separador de 2ª. etapa.

Al crudo húmedo separado se le inyecta inhibidor de corrosión y desemulsificante químico y se envía, mediante la bomba reforzadora de crudo GA-101 AD/R, a la planta deshidratadora. El gas obtenido en esta etapa pasa al rectificador de 2ª.

etapa de separación FA-104, en donde el líquido recuperado se retorna a la corriente de crudo húmedo del FA-102 A/B.

La presión del rectificador se regula mediante un control sobre el gas de salida del separador de condensados de 2ª. etapa FA-106, se dosifica inhibidor de corrosión y se enfría a 52 °C en el enfriador de gas 2ª. etapa EC-102 y se envía al separador de condensados 2ª. etapa de separación FA-106, previa inyección de inhibidor de asfaltenos. En el separador los líquidos condensados se envían a control de nivel al tanque recuperador de crudo, en tanto que el gas se envía al paquete recuperador de vapores.

El paquete recuperador de vapores tiene el objetivo de comprimir el gas de la etapa de baja presión para integrarlo al obtenido en el separador de alta presión. Este paquete consta de tanque de succión (FA-107), compresor (GB-101), y una turbina (GC-101) de accionamiento, posenfriador (EC-103) con aire y separador de condensados (FA-108). El gas se alimenta al compresor mediante control de presión en la succión que actúa sobre el gobernador de la turbina de gas. El líquido separado del tanque de succión se envía a control de nivel al tanque de drenaje a presión, mientras que el condensado obtenido en el separador a la descarga se recircula a control de nivel al separador trifásico de 2ª. etapa.

El gas comprimido, el gas de la 1ª. etapa de separación y el gas residual de agotamiento de las torres agotadoras (previo paso por el paquete de compresión de gas ácido) se unen a la salida del enfriador de gas de 1ª. etapa EC-101, pasando a los separadores de condensados de 1ª. etapa de separación FA-105 A/B.

El líquido separado se envía a control de nivel como recirculación al separador trifásico de 2ª. etapa. A la corriente de gas se le adiciona inhibidor de corrosión y se envía a 7.7 kg/cm² man., y 79 °C a la plataforma de compresión Abkatún -A.

b) Deshidratación de crudo.

Esta sección tiene como objetivo la deshidratación del crudo húmedo (emulsión agua-aceite) procedente de la batería de separación de Pol-A y de Abkatún-D.

La capacidad de procesamiento de esta sección es de 400 MBPD de aceite emulsionado (con un contenido máximo de 25% vol. de agua), en cuatro módulos de deshidratación de 100 MBPD cada uno. La deshidratación del aceite crudo se lleva hasta 0.5% vol. de agua, mediante el uso de desemulsificante químico y coalescencia electrostática. Los productos obtenidos serán aproximadamente 300 MBPD de aceite deshidratado y 100 MBPD de agua amarga aceitosa. Para la descripción de este proceso se hace referencia al diagrama de flujo de proceso deshidratación de crudo en Abkatún-D.

Los cuatro módulos están arreglados en dos trenes en paralelo. Uno procesa 200 MBPD de crudo proveniente de la batería de separación de Pol-A. El otro procesa 200 MBPD de crudo proveniente de la batería de separación de ABK-D.

En el primer tren de deshidratación se recibe el crudo a través de la bomba reforzadora de crudo GA-04 AC/R, la cual se encuentra localizada en la plataforma de producción temporal Pol-A.

Al crudo recibido en Abkatún-D se le adiciona desemulsificante químico, pasa a través del mezclador estático MM-01 AB, y se alimenta al deshidratador de crudo FA-02 AB. Este equipo opera a 80 °C y 4.2 kg/cm² man. Y en él se logra la coalescencia del agua dispersa en el crudo a través de un fuerte campo eléctrico, generado mediante electrodos que se encuentran en el interior del recipiente, conectados a transformadores de alto voltaje integrados al equipo. En el deshidratador existe la tendencia a que se depositen los sólidos presentes en la emulsión agua-aceite. Estos sedimentos se remueven en forma periódica.

recirculando una parte de agua amarga aceitosa mediante la bomba de agua de lavado de un sedimento GA-05 AB. El agua recirculada pasa a través de un sistema de aspersion instalado en la parte baja del recipiente. El agua amarga aceitosa se envía al paquete de separación agua-aceite PA-01 AD a control de nivel de la interfase agua-crudo, una vez que ha pasado por el filtro de agua amarga del deshidratador FD-02 AB

El crudo deshidratado se envía a tierra mediante la bomba de crudo GA-01 CD/R la cual es accionada mediante turbina de gas. La fase líquida es asegurada en el deshidratador mediante un control de presión que actúa sobre el gobernador de la turbina.

El deshidratador cuenta con tomas de muestra para crudo húmedo, crudo deshidratado y la corriente de agua aceitosa

El segundo tren de deshidratación opera en forma análoga. El crudo húmedo precedente de Abkatún-D se envía al deshidratador de crudo FA-01 AB que opera a 88 °C y 4.2 kg/cm² man. El agua amarga aceitosa se recircula mediante la bomba GA-02 AB para el lavado de los sedimentos. El agua amarga separada pasa al filtro de agua amarga FD-01 AB y se envía, a control de interfase agua-crudo al paquete de separación agua-aceite PA-01 AD, junto con el agua proveniente del filtro de agua amarga del deshidratador FD-01 AB. A este paquete se alimenta también, en forma intermitente, el agua amarga procedente de la batería de separación Abkatún-D. El crudo deshidratado se presiona mediante la bomba de crudo GA-01 AB se une con el crudo proveniente de la bomba GA-01 CD/R y se envían a tierra.

El agua amarga aceitosa se trata en el paquete de separación agua-aceite PA-01 AD, que fundamentalmente estará constituido por separadores de placas corrugadas, hidrociclones o filtros coalescedores y celdas de flotación, es decir, el

equipo necesario para obtener la especificación de aceite en el agua residual. El aceite recuperado se envía al tanque recuperador de crudo FA-03, de donde se retorna al tanque separador de 2ª etapa mediante la bomba de crudo recuperado GA-03/R. El gas liberado por despresionamiento se envía al cabezal de baja presión.

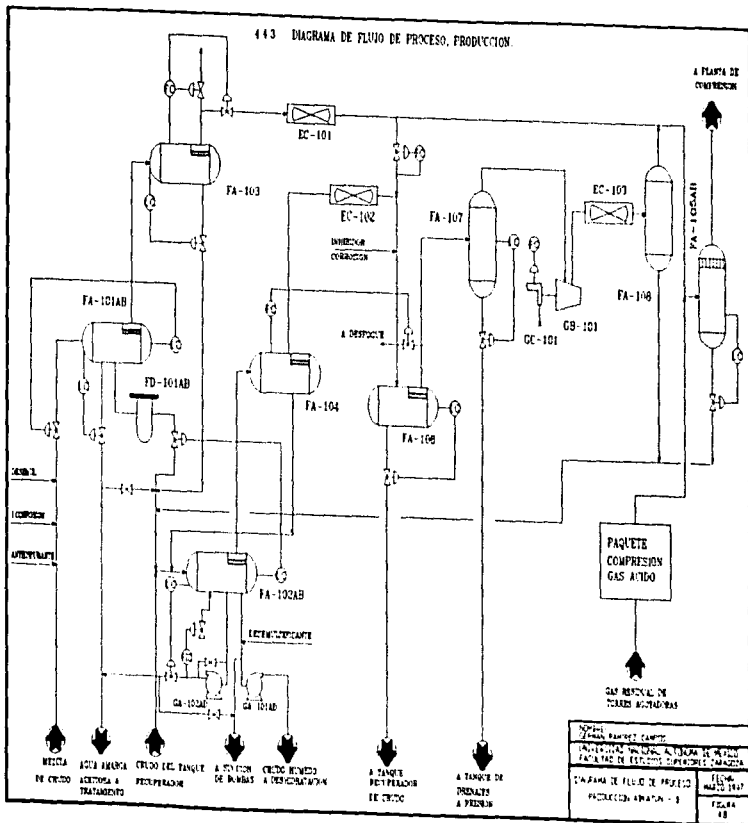
El agua amarga del paquete de separación se envía al agotador de agua amarga DA-01 AD, que opera a 82 °C y 2.1 kg/cm² man. En la entrada a la torre se cuenta con una inyección de ácido sulfúrico, con el objeto de disolver las sales incrustantes presentes y facilitar la desorción de los gases ácidos. Estos gases se agotan con gas residual proveniente del sistema de distribución de gas combustible, que se alimenta al agotador por debajo del plato 14 a control de flujo en relación con el flujo de alimentación de agua amarga. Por el domo del agotador se obtienen los gases ácidos, que son enviados a control de presión al sistema de recuperación de vapores en la sección de batería de separación de la plataforma, o de ser necesario al cabezal de desfogue de baja presión.

Por el fondo del agotador se obtiene a control de nivel el agua de desecho, que se mezcla con el agua proveniente de la bomba de agua de mar de enfriamiento, para su envío al mar una vez que ha cumplido con las normas establecidas.

El agotador cuenta con toma de muestra para el agua agotada.

Las especificaciones establecidas son: 40 ppm máximo de aceite, 1 ppm de H₂S y 35 °C.

443 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO, PRODUCCION



MUELA DE CRUDO
 AGUA RESIDUA ENTREGADA A TRATAMIENTO
 CRUDO DEL TANQUE A REFRIGERACION
 AGUA RESIDUA A REFRIGERACION
 CRUDO RESIDUA A REFRIGERACION
 A TANQUE REFRIGERACION DE CRUDO
 A TANQUE DE DESALTA A PRESION

Nombre: Zonas:	
Descripción:	
Fecha de Emisión:	
Autor:	
Diagrama de Flujo de Proceso Producción:	Fecha: Hoja:

Lista de equipo

Diagrama de flujo de proceso, producción Abkatún-D	
FA-101 AB	Separador trifásico
FA-102 AB	Separador trifásico
FA-103	Rectificador de 1ª etapa
FA-104	Rectificador de 2ª. etapa
FA-105	Separador de condensados 1ª etapa
FA-106	Separador de condensados 2ª. etapa
FA-107	Tanque de succión
FA-108	Separador de condensados
GA-101-AD/3R	Bomba reforzadora de crudo
GA-102-AD/R	Bomba de agua amarga
GB-101	Compresor
GC-101	Turbina
EC-101	Enfriador de 1ª. etapa
EC-102	Enfriador de 2ª. etapa
EC-103	Posenfriador
FD-101 AB	Filtro para crudo

Lista de equipo

Diagrama de flujo de proceso deshidratación Abkatun-D

DA-01AD	Agotador de agua amarga
FA-01 AB	Deshidratador de crudo
FA-02 AB	Deshidratador de crudo
FA-03	Recuperador de crudo
GA-01/R	Turbina
GC-01 AD	Bomba de crudo
GA-03/R	Bomba de crudo recuperado
GA-04-AC/R	Bomba reforzadora de crudo en Pol-A
GA-05-AD	Bomba de agua de lavado
MM-01 AB	Mezclador
PA-01 AD	Paquete de separación agua-aceite
FD-01AB	Filtro para agua amarga
FD-02AB	Filtro para agua amarga

4.4.5 Requerimientos de equipo y servicios auxiliares

Equipo de proceso:

FA-101 AB	Separador trifásico
FA-102 AB	Separador trifásico
FA-103	Rectificador de 1ª. etapa
FA-104	Rectificador de 2ª. etapa
FA-105	Separador de condensados 1ª. etapa
FA-106	Separador de condensados 2ª. etapa
FA-107	Tanque de succión
FA-108	Separador de condensados
GA-101-AD	Bomba reforzadora de crudo
GA-102-AD	Bomba de agua amarga
GB-101	Compresor
GC-101	Turbina
EC-101	Enfriador de 1ª. etapa
EC-102	Enfriador de 2ª. etapa
EC-103	Posenfriador
FD-101 AB	Filtro para crudo
DA-01	Agotador de agua amarga
FA-01 AB	Deshidratador de crudo
FA-02 AB	Deshidratador de crudo
FA-03	Recuperador de crudo
GC-01	Turbina
GC-01 AD	Bomba de crudo
GA-03/R	Bomba de crudo recuperado
GA-04-AC/R	Bomba reforzadora de crudo en Pol-A
GA-05-AB	Bomba de agua de lavado
MM-01 AB	Mezclador

PA-01 AD **Paquete de separación agua-aceite**
FD-01 **Filtro para agua amarga**
FD-02 **Filtro para agua amarga**

Equipo para servicios auxiliares:

Recuperador de crudo
Tanque de demulsificante
Tanque de ácido
Separador de gas combustible
Bomba de dosificación de desemulsificante
Bomba de inyección de ácido
Bomba de agua de mar para enfriamiento

Tanque de desfogue
Tanque de almacenamiento de diesel
Paquete de aire de planta y de instrumentos
Compresor de aire de planta
Compresor de aire de instrumentos
Secador de aire de instrumentos
Tanque acumulador de aire de planta
Tanque acumulador de aire de instrumentos
Bombas de agua contra incendio (diesel)
Bombas de agua contra incendio (eléctrica)
Bombas reforzadora de agua contra incendio
Bombas de diesel
Filtro de agua de mar
Paquete de generación de hipoclorito
Turbogenerador
Receptor de esferas
Lanzador de esferas

Quemador

Grúa de pedestal

Sumidero

Bombas de sumidero

Bote salvavidas

Centrifugadora

5.0 CONCLUSIONES

- Los sistemas de explotación marinos se clasifican de acuerdo a su estructura en: sistemas de explotación fijo, de explotación semifijo y de explotación flotante y de acuerdo a su proceso y servicio en perforación, enlace, habitacional, compresión y producción
- Las plataformas tipo Jackett son de tecnología probada, permite condiciones de operación sin interrupciones , no tiene limitaciones en cuanto al equipo a instalar.
- Los componentes estructurales de una plataforma son pilotes, diagonales, conductores, piernas, atracaderos, cubiertas, helipuertos, áreas de proceso y servicios.
- En la plataforma de compresión se realiza la deshidratación de gas, endulzamiento de gas amargo, tratamiento de agua amarga aceitosa y la compresión de gas
- La emulsión es la mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles.
- La alta viscosidad del crudo influye aumentando el tiempo de floculación de las gotas dispersas
- La aplicación de calor contribuye en la reducción de la tensión interfacial y la viscosidad de la fase continua.
- El grado de polarización de cada sustancia se utiliza para separar una mezcla al hacerla pasar por un campo eléctrico.

- La ley de Stokes se puede aplicar en los sistemas agua-crudo.
- El agua y el cloruro de sodio presentes en el crudo generan una reacción cíclica que produce corrosión a tubería y equipo.
- La coalescencia eléctrica se utiliza para eliminar el agua emulsionada en el crudo.
- En la Sonda de Campeche existen yacimientos con crudo ligero y crudo pesado
- El crudo pesado de la Sonda de Campeche no contiene agua.
- Los campos de Abkatun y Pol tienen crudo ligero y con alto contenido de agua emulsionada.
- El crudo ligero del campo Abkatun no utiliza calentamiento porque su temperatura es elevada.
- Existe equipo para eliminar agua libre, deshidratadores electrostáticos para eliminar el agua emulsionada y desaladores para eliminar la sal.
- Los deshidratadores electrostáticos pueden contar con sistema de calentamiento interno, de rejillas de electrodos verticales y horizontales.
- Los deshidratadores electrostáticos de rejillas de electrodos en posición vertical tienen mayor eficiencia para eliminar el agua emulsionada.

- Se eligió el complejo Abkatun D porque existe infraestructura disponible.
- Se proponen cuatro deshidratadores para procesar 400 MBPD de crudo con el de rejillas con electrodos en posición vertical.
- El plano de localización de equipo se realizó tomando en cuenta los requerimientos de servicios auxiliares.

6.0 BIBLIOGRAFIA

6.1 Libros

1. R. Perry / Cecil H. Chilton
Manual del Ingeniero Químico
Mc Graw Hill
2. Gilbert W. Castellan
Físico-químico
Fondo Educativo Interamericano, S.A.
3. Samuel H. Maron y Carl F. Prutton
Principales of Physical Chemistry
Macmillan
4. Mc Cabe / Smith
Operaciones Básicas de Ingeniería Química
Reverté
5. A.S. Foust
Principios de Operaciones Unitarias
C.E.C.S.A.
6. Smith / Van Ness
Introducción a la Termodinámica Química
- Mc Graw Hill

6.2 Revistas.

- 1 Oil and Gas Journal marzo 15 1982
Crude de hydration/desalting calculations
Van B. Tran

- 2 Oil and Gas Journal, febrero 1, 1982
Heavy crudes, stocks pose desalting problems
Don Bartley

- 3 Chem. Engineering Progress, october 1965 (vol. 61 No.10)
Coalescence effect of physical chemical parameters
T.E. Belk

- 4 Revista del Instituto Mexicano del Petroleo junio 1982
Deshidratación del Aceite crudo
Alejandro Avila M.

- 5 Petroleum Engineer International septiember 1989
Streamlining your desemulsifration program
James Suetgoft

- 6 Petroleum Engineer International april 1989
Program Helps design oil treating systems
Mohaned S. Bizanti

- 7 Hydrocarbon Processing, september 1982
Electrostatic desalting

- 8 Hidrocarbon Processing february 1965

Crude desalting Whyand How
Logan C. Waterman

- 9 **Petroleum Engineer, august 1977**
Dual Polarity oil hydration
Donal R. Burris

- 10 **Chemical Engineering Progress, octubre vol 6 No. 10**
Electrical Coalecers
L. C. Waterman

- 11 **The Oil and Gas Journal, september 7 1970**
L. C. Waterman y Paul L. Bashach

- 12 **IE.C. Fundamentals, vol 5 No 4, noviembre 1966**
Effect of D-C electro fields on liquid-liquid setfling
Allen L. Sjoblom and Simón I. Goren

13. **Word oil, junio 1979**
How to design and efficient crude desalting system
Donald R. Burris

14. **Revista del Instituto Mexicano del Petroleo octubre 1976**
Aplicación de surfactantes en la deshidratación y desalado de crudos.
Tallez R.

15. **Chemical Engineering progress october 1965 vol 61 No 10**
Centrifugal Coalecers
D.M. Landis

Crude desalting: Whyand How
Logan C. Waterman

- 9 **Petroleum Engineer, august 1977**
 Dual Polarity oil hydration
 Donal R. Burris.

- 10 **Chemical Engineering Progress, octubre vol 6 No.10**
 Electrical Coalecers
 L.C. Waterman

- 11 **The Oil and Gas Journal, september 7 1970**
 L.C. Walerman y Paul L. Bashach

- 12 **IE.C. Fundamentals, vol 5 No.4, noviembre 1966**
 Effect of D-C electro fields on liquid-liquid setfling
 Aten L. Sjoblom and Simón I. Goren

13. **Word oil, junio 1979**
 How to design and efficient crude desalting system
 Donald R. Burris

14. **Revista del Instituto Mexicano del Petroleo octubre 1976**
 Aplicación de surfactantes en la deshidratación y desalado de crudos.
 Tellez R.

15. **Chemical Engineering progress octuber 1965 vol.61 No.10**
 Centrifugal Coalecers
 D.M. Landis

16. **Aiche Journal January, 1968 vol. 14 No. 1**
Drop Formation a low velocities in liquid-liquid Systems
George F. Scheele an Bernard J. Maister
17. **Word Oli Agosto 1969**
How to estimate size, cost of producing Equipment Separation and treater
J.L. Maher, R.W.Coggins

6.3 Catálogo

- 1 **Petrolite Corporation tretolite demulsifiers**
- 2 **Petrolite Corporation. Petroleo División**
Desemulsificación electrica. Proceso y Equipo
L.C. Waterman
- 3 **Petresco**
Electrical Desalting
- 4 **Hydrocarbon Research Inc.**
Crude oil Dehydrators
- 5 **C.E. Natco**
Desalting Systems
- 6 **Petrolite Corporation, Petreo División**
Electro deshidration-desalting of crude oils in oil field production

6.4 . Boletines

- Reunión a nivel de expertos de ARPEL Caracas Venezuela, 8 al 11 oct. 1984 transporte de crudos pesados mediante emulsiones. Grossoj/chirinos, M.L./Ruvas H
- LIII reunión de expertos de ARPEL, Caracas Venezuela 8 al 11 oct 1984 Hidrotratamiento de crudos pesados y residuales M.Kum/J.Garcia/A Morales
- LIII reunión de expertos de ARPEL, Caracas Venezuela 8 al 11 oct 1984 Deshidrastación y desalación de crudos pesados y extrapesados Layrisse, I/Eslava, M A /Cárdenas, a.

6.5 Otros

- 1 Carta geográfica de la Sonda de Campeche
- 2 Notas de la materia análisis estructural correspondiente al Diplomado de Ingeniería de Proyectos
- 3 Deshidrations y desalting studies of maya crude oil solicitado a Petrolite Corporation por Petroleos Mexicanos.
- 4 Análisis para determinar la composición del crudo solicitado a la compañía Core Laboratories, Inc. Por Petroleos Mexicanos.
- 5 Planos del Deshidratador Petreco de la compañía Petrolite