



2ej 27

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"Separación y Medición de Aceite y Gas en
una Plataforma de Producción del Campo
Cantarell."

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Lázaro Andrés Mendoza May

CD. DE MEXICO

NOV. 1984



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.

C O N T E N I D O

INTRODUCCION	1
I GENERALIDADES	3
I.1 Localización del Campo Cantarell	3
I.2 Formaciones Productoras	4
I.3 Características del Aceite Producido en el Campo Cantarell	5
II DESCRIPCION DEL EQUIPO	8
II.1 Plataformas Satélites	8
II.2 Equipo Subsuperficial	9
a).- Tuberías de revestimiento	9
b).- Aparejo de producción	13
II.3 Equipo Superficial	17
a).- Arbol de válvulas y conexiones de explotación	
b).- Línea de descarga	20
c).- Complejo de producción	20
III SISTEMA DE SEPARACION GAS-LIQUIDO	23
III.1 Fundamentos de la Separación Gas-Líquido	23
a).- Procesos de separación	23
b).- Sistema de separación en etapas	24
III.2 Equipos de Separación Gas-Líquido	27
a).- Partes de un separador	28
b).- Tipos de separadores, ventajas y desventajas	31
c).- Capacidad de tratamiento de los separadores convencionales	34

III.3	Métodos para Optimizar las Presiones de Operación en un Sistema de Separación - Gas-Aceite en Etapas	48
	a).- Optimización por recuperación de hidrocarburos líquidos a condiciones de almacenamiento	49
	b).- Optimización por requerimientos de potencia para transportar el gas - separado	59
III.4	Dispositivos de Control e Instrumentos- Utilizados en los Sistemas de Separación Gas-Aceite	66
III.5	Proceso de Separación Utilizado en el - Campo Cantarell	70
	a).- Proceso de separación utilizado en la plataforma de producción Akal - C-1	71
IV	SISTEMA DE MEDICION	79
IV.1	Medición de Aceite	79
	a).- Turbina medidora de flujo	79
IV.2	Medición de Gas	82
	a).- Placa de orificio	82
IV.3	Medición de pozos	88
V	PROCESO DE DESHIDRATACION DEL ACEITE CRUDO	91
V.1	Conceptos Fundamentales Manejados en el Análisis de los Procesos de Deshidratación y Desalado de Crudos.	92
V.2	Descripción del Proceso de Deshidratación	95

VI	SISTEMA DE BOMBEO	97
VI.1	Descripción del Sistema de Bombeo Instalado en la Batería de Separación Akal -- C-1	97
VI.2	Sistema de Generación Eléctrica	100
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
	REFERENCIAS	106

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

El área marina de la Sonda de Campeche es en la actualidad la más importante dentro de la industria petrolera nacional - - debido a la gran potencialidad de los yacimientos de hidrocarburos descubiertos.

De las estructuras productoras, el complejo Cantarell es - sin duda la más interesante, por su extraordinaria magnitud y - productividad, destacando inclusive a nivel internacional por - lo que su explotación es básica en el desarrollo económico de - nuestro país.

La finalidad de este trabajo, es la de mostrar las diferen- tes etapas por las que pasa el crudo del campo Cantarell, desde que se produce en los pozos, hasta que es enviado a los centros de distribución, almacenamiento o de refinación.

Los procesos de separación, medición, bombeo y compresión- del aceite y gas producido, se efectúan en su totalidad a bordo de plataformas marinas de producción, diseñadas para desarro- llar dichas funciones con la mayor eficiencia posible, por lo - cual gran parte de este estudio será enfocado a las operaciones que tienen lugar en dichas plataformas.

En la actualidad la zona marina produce aceite ligero de - 29-30° API y aceite pesado de 20-22° API, obteniéndose éste último principalmente del campo Cantarell.

Aunque este trabajo está basado en un campo productor de - aceite pesado, las instalaciones para el manejo de los fluidos, son similares a los que se utilizan para el aceite ligero.

CAPITULO I GENERALIDADES

I.1 LOCALIZACION DEL CAMPO CANTARELL.

La zona marina de la Sonda de Campeche, abarca un área -- extensa frente a las costas de Tabasco, Campeche y Yucatán en la plataforma continental del Golfo de México.

Estructuralmente está dividida en cuatro provincias geológicas (1)*: La cuenca de Comalcalco, la cuenca de Macuspana, - la provincia Akal y la plataforma de Yucatán, de las cuales la más importante es la provincia Akal por contener al complejo - Cantarell, que es como se le conoce a la estructura Akal-Nohoch Fig. 1. El complejo Cantarell se localiza aproximadamente a 90 km al NW de Cd. del Carmen, Campeche.

Como puede verse en la Fig. 2, la estructura Akal-Nohoch, adopta la forma de un anticlinal alargado, cuyo eje principal tiene una dirección NW-SE, de aproximadamente 40 km de longitud, afectado por fallas normales e inversas en las que predomina el rumbo NW-SE.

* Referencias al final

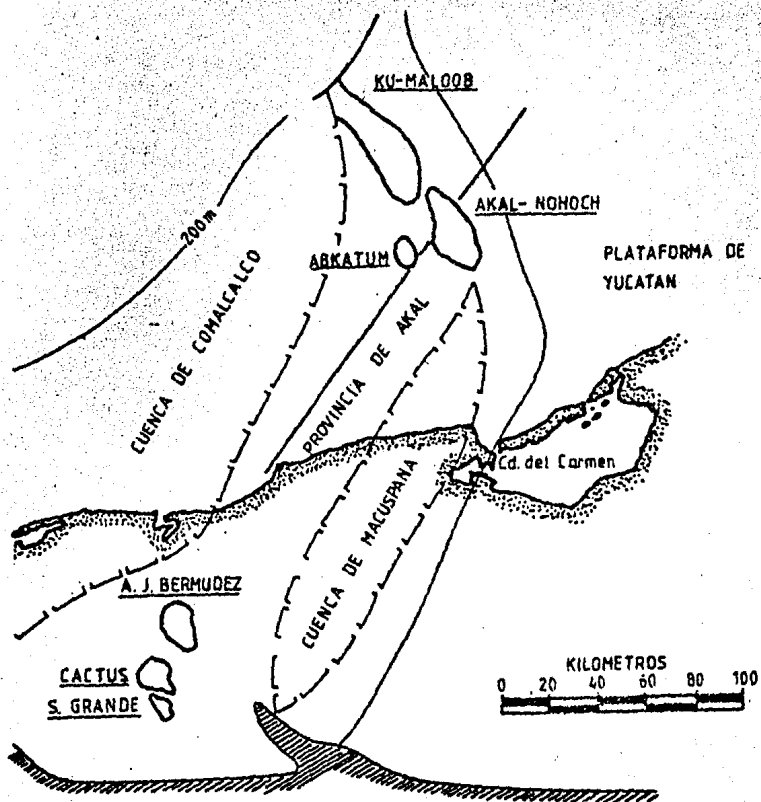
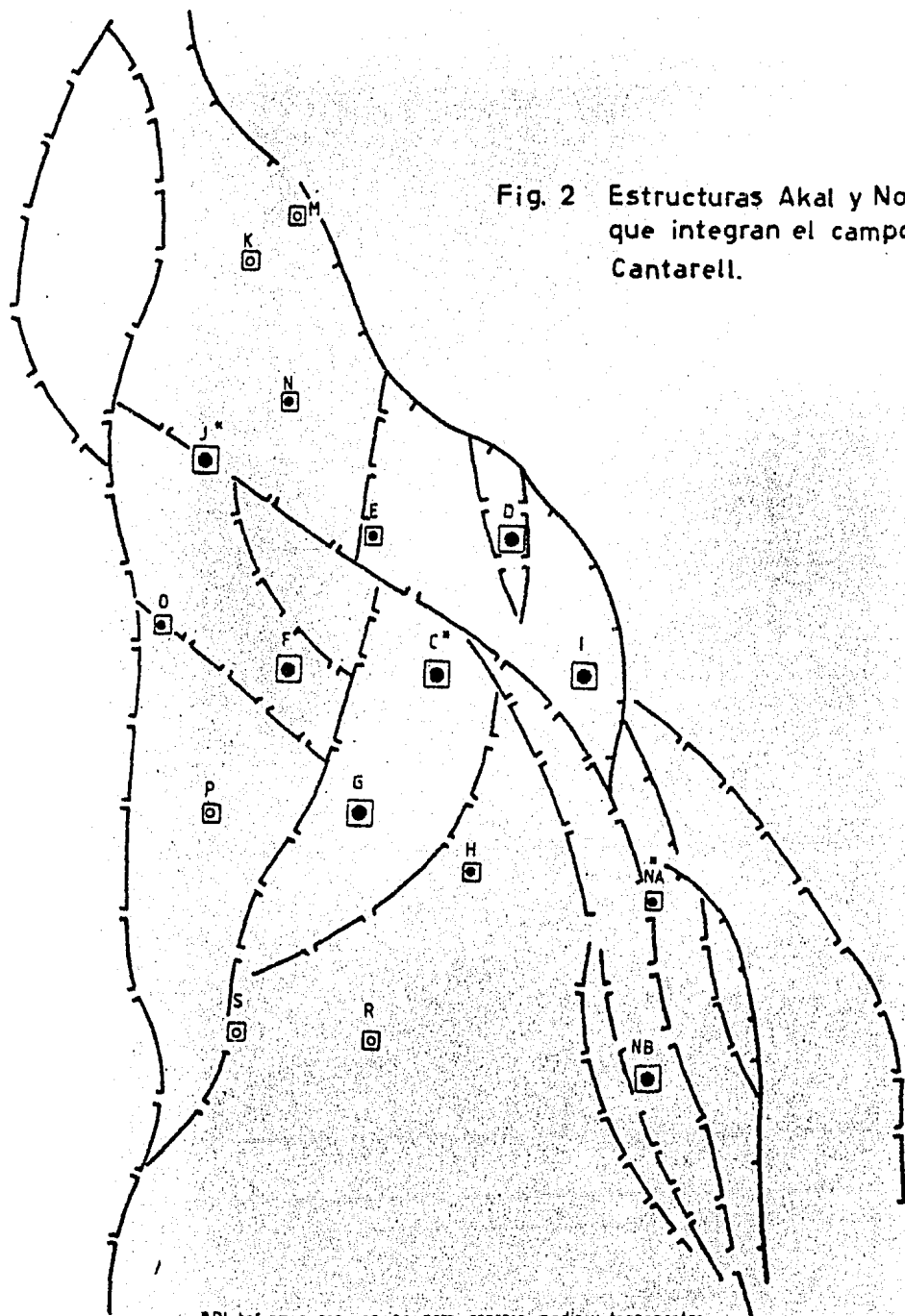


Fig.1 Provincias estructurales de la zona marina en la Sonda de Campeche

Fig. 2 Estructuras Akal y Nohoch que integran el campo Cantarell.



* Plataformas con equipo para separar, medir y transportar el aceite y gas producido en el campo Cantarell

I.2 FORMACIONES PRODUCTORAS (2).

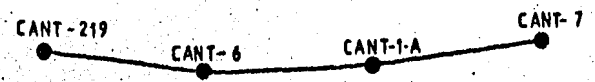
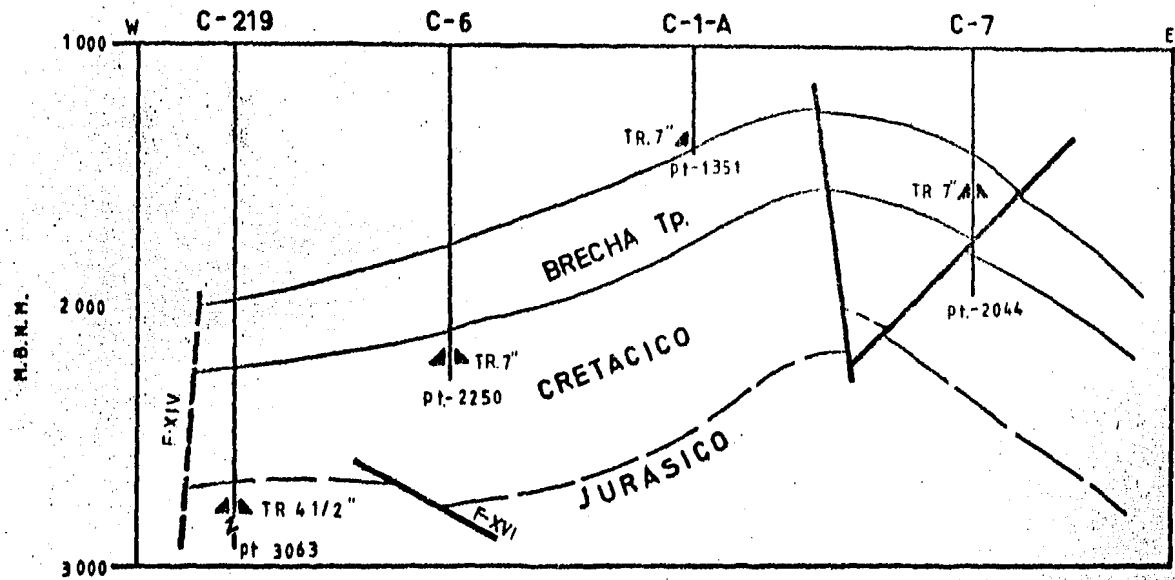
Desde el punto de vista de presencia de hidrocarburos -- explotables comercialmente, los cuerpos más importantes son -- los de la Brecha del Paleoceno, las dolomías del cretácico y -- recientemente se ha comprobado la productividad del Jurásico -- con la perforación del pozo Cantarell 219, Fig. 3.

Brechas del paleoceno inferior.- Están constituidas por -- clastos de dolomía y mudstone de color blanco a crema, gris -- claro y café claro a oscuro por impregnación de aceite, - -- microcristalina y cristalina fina de textura sacaroide.

Cretácico superior.- Está constituido por dolomías y cali -- zas de color gris claro a crema, microcristalina, con nódulos -- de pedernal, en partes arcillosa, compacta y fracturada.

Cretácico medio.- Se trata de dolomías de color gris cla -- ro a crema, en partes café oscuro por impregnación de aceite, de aspecto sacaroide, con nódulos de pedernal, con buena poro -- sidad y permeabilidad.

Cretácico inferior.- Está representado por dolomías de -- color gris claro a crema, en partes gris oscuro por impregna -- ción de aceite, microcristalina, se presenta fracturada y con -- cavidades de disolución, con buena porosidad y permeabilidad.



LOCALIZACION
 ESC. 1 : 100,000



(2)
 Fig. 3 Formaciones productoras del campo Cantarell

Jurásico (Tithoniano superior).- Litológicamente corresponde a un cuerpo carbonatado de mudstone arcilloso de color café obscuro, cretoso, en partes dolomitizado y recristalizado, con dolomías de color gris y café claro, cristalina fina a media de aspecto sacaroide y compacto.

Jurásico superior Kimmer. Parte superior (espesor 205 metros).- Litológicamente está constituido por dolomía arcillosa, de color café y gris obscuro, de aspecto sacaroide, en partes gradúa a mudstone dolomítico, intercalado con horizontes delgados de lutita bentonítica gris claro.

Jurásico superior Kimmer. Parte inferior (espesor 355 metros).- Está constituido por lutita bentonítica gris a gris-verdoso de aspecto limolítico, dura y laminar, con intercalaciones de cuerpos delgados de limolita de color café a café rojizo, escasos fragmentos de pedernal.

I.3 CARACTERISTICAS DEL ACEITE PRODUCIDO EN EL CAMPO CANTARELL.

En un yacimiento, el gas puede encontrarse libre, disuelto en el aceite o de ambas formas dependiendo de la presión y temperatura a que se encuentre dicho yacimiento y de las propiedades de los hidrocarburos en él contenidos. Al perforar un --

pozo, los fluidos del yacimiento convergen hacia él por ser -- una zona de menor presión, rompiéndose el equilibrio estático-existente en el receptáculo. El aceite entrará al pozo y fluirá hacia la superficie por el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento; entonces se dice que éstos pozos son fluyentes.

El aceite del campo Cantarell es explotado por pozos - - fluyentes y su producción es prácticamente limpia. Aunque algunos pozos se han cerrado por invadirse de agua o gas, quedando pendientes de reparación, sus producciones han sido compensadas con las perforaciones de otros pozos terminados adecuadamente.

En la actualidad existen 59 pozos en operación, con una producción promedio por pozo de 17,300 BPD, lo que hace una -- producción promedio total de 1,020 MBPD. La R.G.A. (relación - gas aceite) promedio es de $77 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y la presión del yacimiento aún se mantiene arriba de la presión de saturación.

Una parte del total del aceite producido en el campo, -- es enviado a Cayo Arcas y la otra hacia Dos Bocas. El aceite - al llegar a Cayo Arcas, se estabiliza para posteriormente - - bombearlo a buques tanques, siendo éstos en su mayoría de ex-

portación. Cuando no hay buques para cargar el aceite, éste --
puede almacenarse en un barco cautivo con capacidad para - --
2,000,000 de barriles.

En la central marítima de Dos Bocas, el aceite sigue un -
proceso similar al enviado al Cayo, con la diferencia que en -
Dos Bocas además de almacenarlo en tanques y de bombearlo a --
barcos, también puede enviarse a centros de refinación.

Los volúmenes de aceite manejados en una u otra localidad,
dependen de la existencia de buques tanques disponibles para -
carga, de las capacidades de almacenamiento, de las necesida--
des en los centros de refinación y de las condiciones operati--
vas que se tengan en ese momento. En la Tabla I se presentan -
las principales características del yacimiento y del aceite --
producido en el campo Cantarell.

TABLA I - CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL ACEITE PRODUCIDO EN EL CAMPO CANTARELL.

NIVEL DE REFERENCIA	mbnm	2,000
AREA TOTAL ⁽¹⁾	Km ²	165.9
POROSIDAD PROM.	%	9.0
ESPESOR PROM. DE LA FORM.	m	900.0
PERMEABILIDAD PROM.	mD	5,000 - BRECHA 1,000 - CRETACICO
PRESION ACTUAL DEL YAC.	Kg/cm ²	184.0 - AKAL 204.0 - HOHOCH
TEMPERATURA DEL YAC. ⁽²⁾	°C	105.0
VISCOSIDAD DEL AC. A C.Y.	cp	3.0
VISCOSIDAD DEL AC. A C.A. ⁽³⁾	cp	200.0
FACTOR DE VOL. DEL AC. ⁽⁴⁾	m ³ /m ³	1.3
COMPRESIBILIDAD DEL AC. ⁽⁵⁾	(lb/pg ²) ⁻¹	9.25 × 10 ⁻⁶
DENSIDAD DEL AC. A C.Y.	gr/cm ³	0.8
DENSIDAD DEL AC. A C.A.	°API	20 - 22
PRESION DE SATURACION	Kg/cm ²	150.0

(1) - Usada en el cálculo de reservas probadas.

(2) - Medida en el nivel de referencia.

(3) - Medida a 30 °C.

(4) - Medido a la presión de saturación.

(5) - Valor promedio en la etapa de bajosaturación.

CAPITULO II. DESCRIPCION DEL EQUIPO

II.1 PLATAFORMAS SATELITES.

Los principales equipos usados en la perforación de pozos petroleros en campos marinos son:

1. Plataformas fijas de perforación.
2. Plataformas autoelevables.
3. Plataformas semisumergibles.
4. Barcos de perforación (barcazas).

De los equipos arriba mencionados, las plataformas fijas son las más utilizadas para campos en desarrollo. Actualmente el 90% del aceite producido en campos marinos proviene de pozos perforados en este tipo de plataformas.

Los pozos son perforados a través de un sistema de tubos conductores múltiples, contenidos en la estructura de acero -- que sostiene a la plataforma. De los pozos perforados, comúnmente uno de ellos es vertical y los demás son direccionales - Fig. 4.

En el campo Cantarell la mayoría de los pozos en produc-

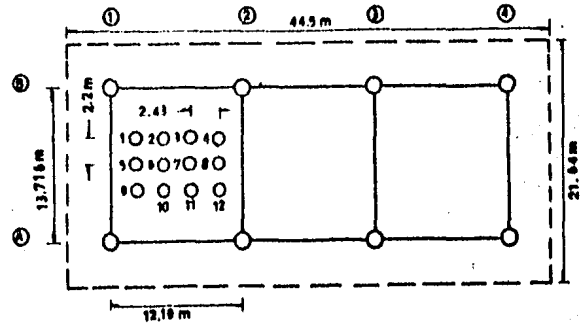
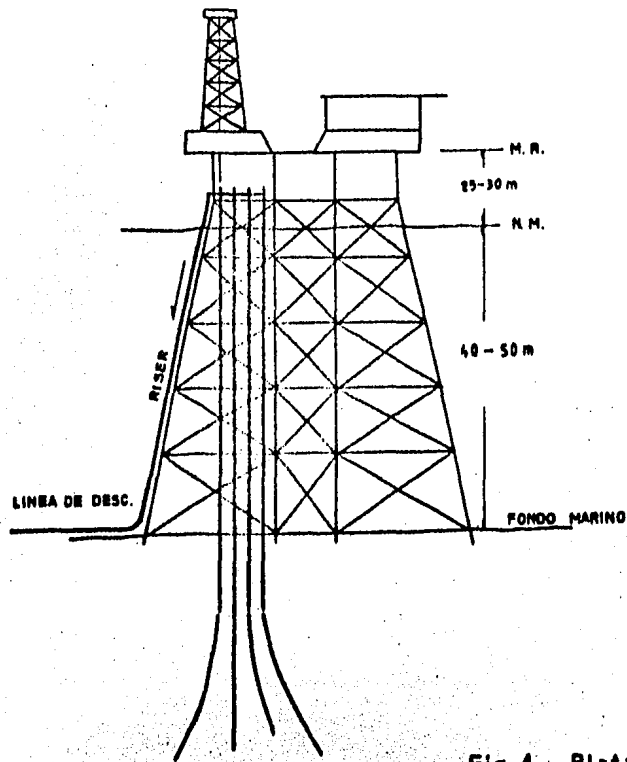


Fig. 4 Plataforma Fija de Perforación que se utiliza en el desarrollo de campos marinos.

ción se tienen en plataformas fijas de perforación, aunque - - también los hay en "Tetrapodos de apoyo", los cuales son plataformas fijas de menores dimensiones y sin equipo de perforación, donde los pozos son perforados por plataformas autoelevables o semisumergibles.

Las plataformas satélites llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, puede ser cualesquiera de las plataformas fijas que contenga pozos en explotación: es -- decir que estén conectadas al complejo de producción mediante líneas de descarga.

II.2 EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

a) Tuberías de Revestimiento.

Para la terminación de la perforación de un pozo, es - - necesario que las paredes del agujero estén perfectamente adecuadas para con ello evitar derrumbes donde las formaciones no estén bien consolidadas, así como para no permitir la contaminación del fluido durante la vida productiva del pozo. Además, se facilita la obtención de registros y muestras del pozo, - - información valiosa para el estudio de cualquier campo en - - explotación.

La técnica moderna ha realizado aleaciones de acero - -

adecuadas para obtener tuberías de diversas especificaciones, y así efectuar el ademe apropiado a los pozos en perforación.

Las tuberías de revestimiento se clasifican normalmente en los siguientes grados: F-25, H-40, J-55, N-80 y P-110 que tienen respectivamente una resistencia mínima a la tensión de 25, 40, 55, 80 y 110,000 lb/pg². El número y combinaciones de estas tuberías, depende de las formaciones penetradas, de la naturaleza de la zona productora y de la profundidad de la misma. Por cuestiones económicas, solo se introduce al pozo la tubería necesaria, seleccionada de acuerdo a cálculos efectuados para optimizar los esfuerzos que deba soportar y que a la vez cubra su función con eficacia. Los tipos de tuberías de revestimiento en cuanto a diámetro, grado y peso por unidad de longitud que se instalarán en un pozo, son establecidas en el programa de perforación del mismo.

Una vez introducida una sarta de tubería, es necesario fijarla a las paredes del pozo ya sea parcial o totalmente, dependiendo esto de la función que vaya a realizar. La fijación se lleva a cabo por medio de un determinado volumen de cemento en forma de lechada que se desplaza por el interior de la tubería hacia el espacio anular, dándole tiempo para su fraguado. Las funciones que desempeña una tubería de revesti-

miento son:

1. Prevenir derrumbes de formaciones deleznales.
2. Excluir entradas de agua al pozo.
3. Aislar los fluidos de diferentes horizontes productores.
4. Hacer posible la selección del intervalo productor.
5. Soportar la colocación de los preventores.

Si estas funciones son efectuadas con eficacia, se tendrá una buena y controlada explotación del yacimiento. Por su función, las tuberías de revestimiento pueden clasificarse en:

1. Tubo conductor.
2. Tubería superficial.
3. Tubería intermedia.
4. Tubería final o de explotación.

Tubo conductor.- Este tipo de tubería es por lo general de gran diámetro (30 pg), es usada principalmente donde el terreno es poco consolidado, evita las posibles fugas de lodo al mar y facilita el control de la circulación de éste. En el campo Cantarell los tubos conductores van desde el piso de perforación de la plataforma, hasta la profundidad por debajo del fondo marino a la cual puedan ser piloteados (30 m aprox)

madamente); por lo que no es necesario cementarlo.

Tubería superficial.- Esta tubería es cementada en su totalidad, con el fin de proporcionar un buen sistema de anclaje al conjunto de preventores, evita como en todos los demás tipos de tuberías, la comunicación entre las formaciones acuosas y el agujero. Además también tiene la función de soportar las paredes del pozo que no estén bien consolidadas.

Tubería intermedia⁽³⁾. - La colocación de este tipo de tubería, depende en gran parte de la profundidad del pozo y de las características de las formaciones que se tienen al estarlo perforando. En el campo Cantarell, debido a la profundidad a que se encuentran los pozos y a los problemas que acaecen durante la perforación, se hace necesario colocar más de una tubería intermedia. Por lo general esta tubería no necesita cementarse totalmente, sino lo suficiente para anclarla a las paredes del pozo y aislar correctamente las zonas problemáticas.

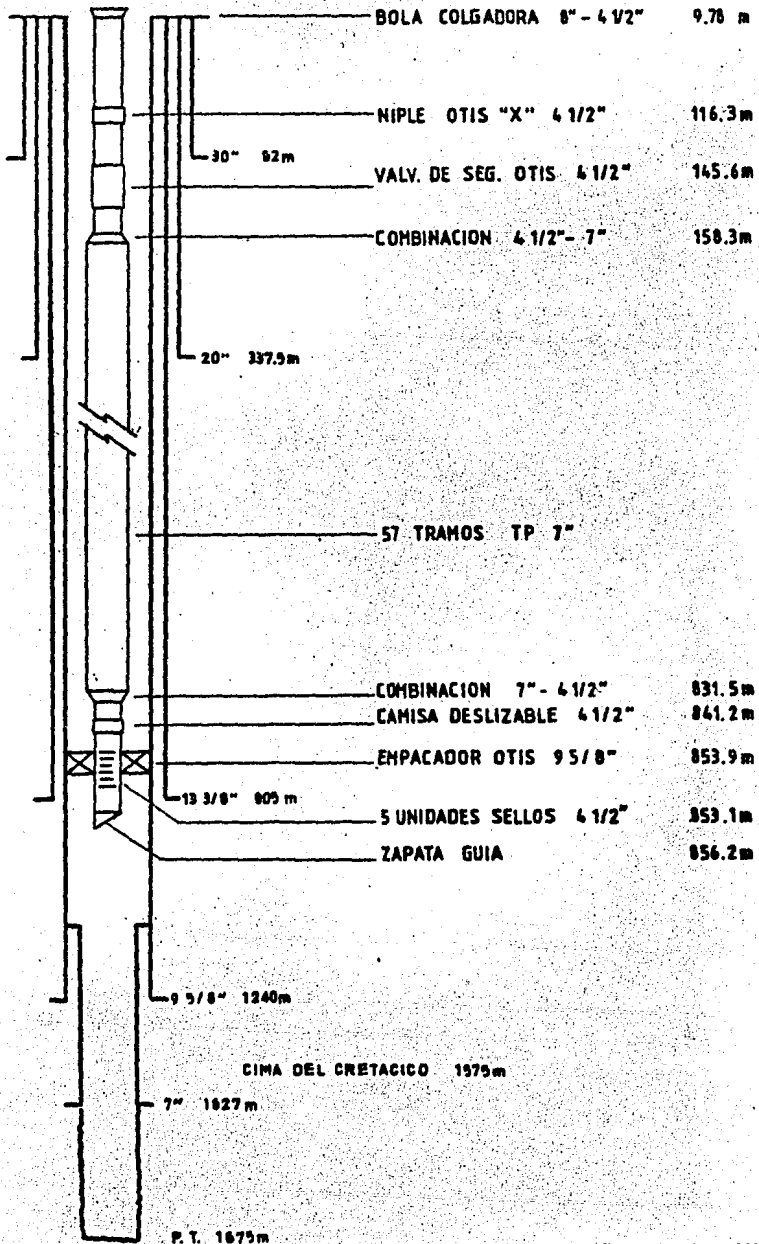
Tubería final o de explotación.- Esta va cementada arriba de la formación productora cuando se desea terminar el pozo en agujero descubierto, o cementada en el fondo cuando se requiere terminarlo en agujero revestido.

Al igual que las otras tuberías, ésta también puede ir colocada desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde es colgada en sus cuñas. Por lo general, los pozos del campo Cantarell, son terminados con tuberías cortas que van desde el fondo del agujero o desde la parte superior de la formación productora, hasta colgarla un poco más arriba de la zapata de la última tubería cementada. Los "Liners" que es como comunmente se conoce a las tuberías cortas, son cementados en su totalidad y su uso se debe principalmente a lo costoso que resulta colocar una tubería de explotación, desde el fondo del agujero hasta la superficie, en pozos donde las formaciones productoras se encuentran a profundidades considerables. En la Fig. 5, se muestra el estado mecánico del pozo Cantarell 94-A, que representa como están colocadas las tuberías de revestimiento y el aparejo de producción con sus principales accesorios.

b) Aparejo de Producción.

El aparejo de producción, hace posible el flujo de los hidrocarburos provenientes del intervalo productor hacia la superficie. En su extremo superior se sujeta al cabezal de la última tubería de revestimiento por medio de un colgador (bola colgadora) y en su extremo inferior, se afianza a la tubería de revestimiento por medio de un empacador. Esta tubería, aparte de ser un medio de transporte de los hidrocarburos,

Fig. 5 Estado mecánico del pozo Cantarell 94-A.



mantiene en buen estado a la tubería de revestimiento protegiéndola del ataque corrosivo del H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono) contenidos en el flujo. También tiene como función controlar la explotación del yacimiento. En el campo Cantarell gran cantidad de aparejos de producción son de diámetros combinados de 4 1/2 pg y 7 pg Fig. 5. El uso de la tubería de 4 1/2 pg en los primeros 200 m, se debe a la válvula de seguridad subsuperficial, que es uno de los accesorios que integran al aparejo de producción y restringe el empleo de tubería de mayor diámetro, debido a la falta de capacidad de la tubería de revestimiento para alojar éste tipo de válvula con mayores dimensiones.

El diámetro de la tubería de producción se elige, en función de la cantidad de aceite que pueda aportar el yacimiento. Existen modelos matemáticos sobre flujo multifásico en tuberías verticales, que simulan el comportamiento de dicho flujo a través de la tubería, desde el fondo del pozo hasta la boca del mismo. Este comportamiento proporciona criterios, para seleccionar las dimensiones más apropiadas del aparejo de producción que se debe usar en el pozo. Los principales accesorios que integran a los aparejos de producción instalados en el campo Cantarell son:

1. Niples de asiento.
2. Válvula de seguridad subsuperficial.
3. Válvula de circulación.
4. Empacador.
5. Unidades sello (multi-v).

Niples de asiento.- Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de proporcionar un lugar de asentamiento a dispositivos de control superficial como son: tapones mecánicos, estranguladores de fondo y válvulas de contrapresión, los cuales pueden instalarse, recuperarse o accionarse por medio de líneas de acero.

Válvula de seguridad subsuperficial.- Es una válvula de bola recuperable, la cual está diseñada para cerrar el pozo en un punto bajo la superficie. Se les dá el nombre de "Valvulas de tormenta" y se usan generalmente en pozos marinos y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Esta válvula se controla desde la superficie, por medio de un tubo de acero inoxidable de 1/4 pg, por donde se le suministra una presión hidráulica que la mantiene abierta (3,500 psi); cuando la válvula es liberada de esta presión, se cierra automáticamente interrumpiendo el flujo de aceite a la superficie.

Válvula de circulación.- Permite, una vez anclado el - -

empacador, la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular. El tipo de válvula de circulación más usado es el de camisa interior deslizante y se acciona por medio de una herramienta, bajada con líneas de acero que desliza la camisa en posición abierta o cerrada según el caso. Las operaciones más importantes que se efectúan a través de esta válvula son:

1. Desplazar el fluido contenido en la tubería de producción por otro que se requiera.
2. Efectuar tratamientos con ácido, ya sean de limpieza o a la matriz.

Empacadores.- Es usado para formar un sello entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento. Por lo general un empacador se instala para:

1. Eliminar presiones en el espacio anular TR-TP.
2. Aislar a la tubería de revestimiento de fluidos corrosivos para lograr que ésta se mantenga en buenas condiciones durante mucho tiempo.
3. Producir independientemente dos o más intervalos en un pozo.
4. Aislar horizontes invadidos de agua o fluidos indeseables.

Existen diferentes tipos de empacadores, por lo que éste debe seleccionarse de acuerdo a la terminación que se desee -- hacer al pozo.

Unidades sello (multi-v).- Son diseñados para proporcionar un sello confiable entre la tubería de producción y el -- empacador. Los elementos sellantes están fabricados de un material muy resistente, como el neopreno. Estas unidades pueden -- moverse a lo largo del interior del empacador, debido a variaciones de longitud en el aparejo de producción por efectos de temperatura o deslizamientos causados por las presiones en un fracturamiento.

II.3 EQUIPO SUPERFICIAL.

a) Arbol de Válvulas y Conexiones de Explotación.

Se denomina árbol de válvula al equipo instalado sobre -- el cabezal de la tubería de revestimiento superficial. Este -- equipo, sostiene a las demás tuberías de revestimiento, impide la comunicación entre ellas y permite el control de la producción del pozo. Los árboles de válvulas son seleccionados de -- acuerdo a las presiones máximas que puedan existir en la cabeza del pozo.

Se conoce como medio árbol de válvulas, a la parte del -- equipo conectado sobre el cabezal donde va colgado el aparejo-

de producción. En el medio árbol están contenidas: la válvula maestra que puede impedir totalmente el flujo de los hidrocarburos; la válvula de seguridad superficial, que tiene la misma función que la anterior, excepto que es accionada a distancia; la válvula de sondeo, que permite introducir al pozo equipo -- necesario para su estudio; las válvulas laterales colocadas en ambos lados del medio árbol, y es en éstas, donde van instalados los estranguladores con sus respectivas bajantes o ramas, - que a la vez se conectan a los cabezales de recolección, Fig. - 6. #

Los estranguladores.- Son dispositivos mecánicos instalados en el cabezal de pozos fluyentes a fin de tener un control del gasto de producción. Asimismo, cuando se selecciona el diámetro de estrangulador adecuado, es factible tener el - gasto máximo permisible bajo condiciones de flujo estables; - es decir, se evita que las fluctuaciones de presión corriente abajo del estrangulador afecten la presión en la cabeza del - pozo y en esta forma los ritmos de flujo. Por otra parte, - - también se protege al equipo superficial de los incrementos - repentinos de presión ocasionados por baches de líquidos (4).

La mayor parte de los pozos del campo Cantarell, producen a través de estranguladores de 208/64 pg, los cuales - -

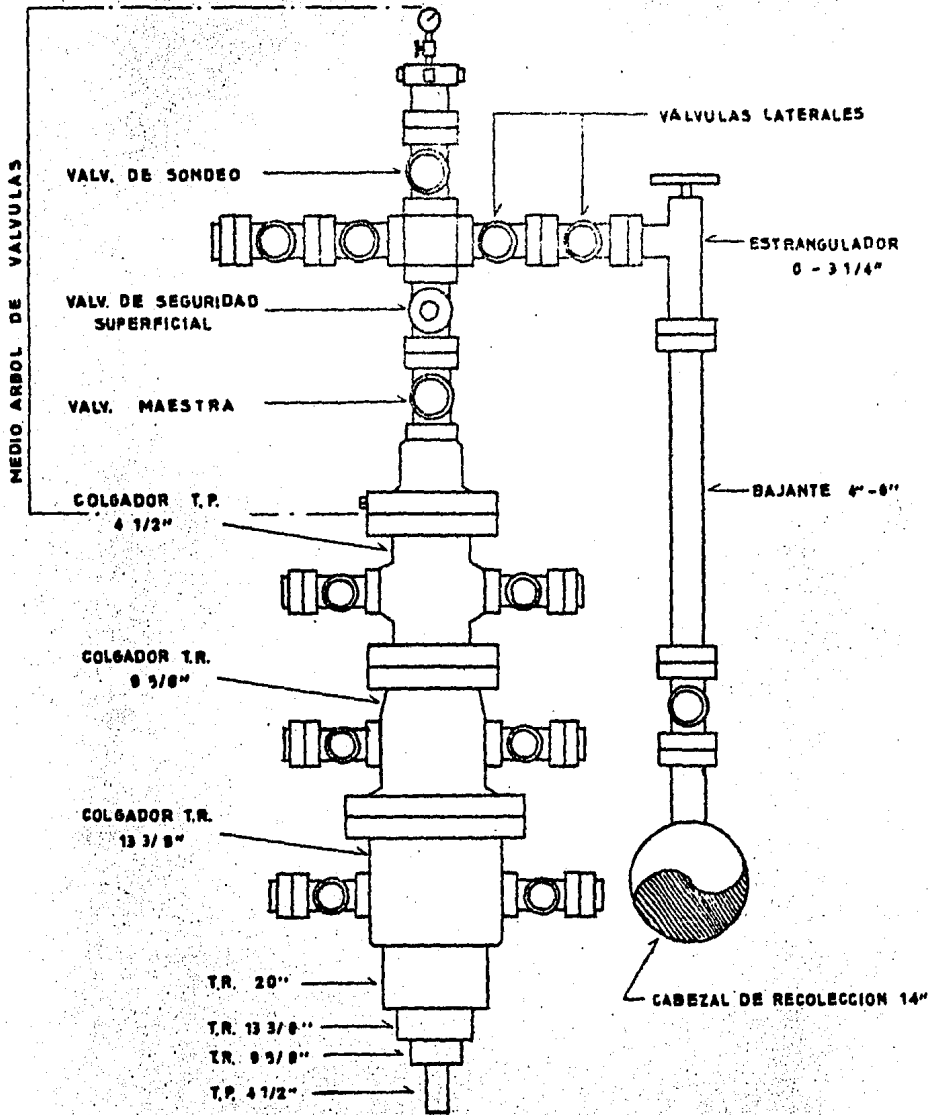


FIG. 6. — ARBOL DE VALVULAS 20", 13 3/8", 9 5/8", 4 1/2" - 5M

pueden no ser los más apropiados para explotar el campo, -- pero desafortunadamente como se dijo con anterioridad, el -- desarrollo económico del país está basado, en gran medida, -- en la explotación de los hidrocarburos; y es debido a esto, -- que se explica la existencia de tales anomalías.

Cabezales de recolección.- También llamados cabezales de grupo, son tuberías generalmente de 14 pg que se encuentran distribuidas paralelamente por debajo del área donde -- están los pozos (piso de producción) y tienen como objetivo, el de transportar el aceite producido por cada uno de ellos, hacia un cabezal general, donde va conectada la línea de -- descarga (oleogasoducto) que lleva el aceite hacia el comple- jo de producción.

Cuando se requiere efectuar la medición de los hidro-- carburos que está aportando algún pozo en particular, se -- desconectan sus ramas del cabezal de grupo y se conectan al cabezal de prueba. Estos cabezales son de un diámetro menor que los de grupo (6pg), y su función es la de transportar -- los hidrocarburos del pozo, hacia el sistema de medición ahí instalado. En el capítulo IV de este trabajo, se presenta un análisis más detallado de dicho sistema. La Fig. 7, muestra un arreglo típico de recolección y medición de los hidrocar-

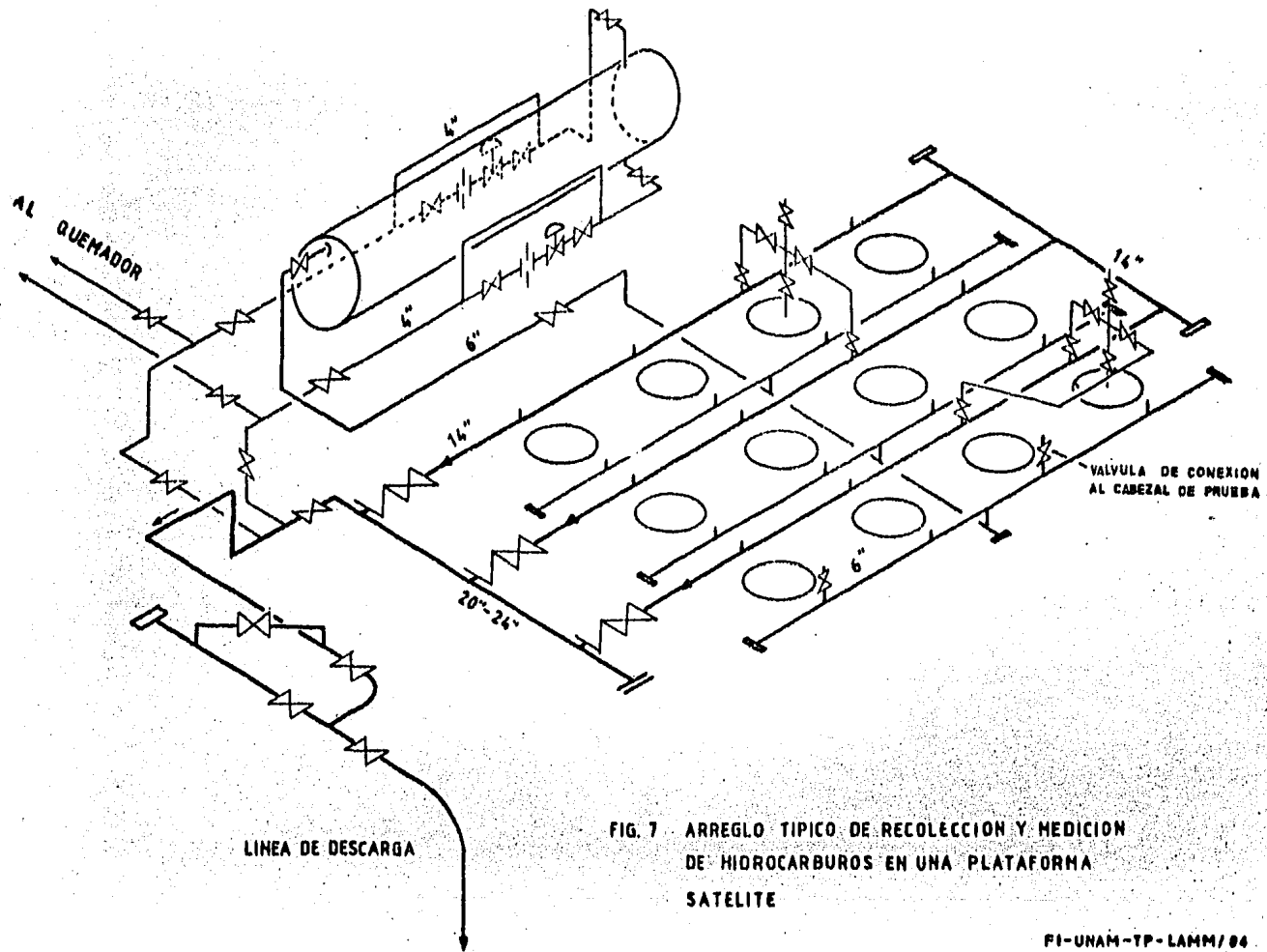


FIG. 7 ARREGLO TIPICO DE RECOLECCION Y MEDICION DE HIDROCARBUROS EN UNA PLATAFORMA SATELITE

buros producidos por los pozos en una plataforma satélite.

b) Línea de Descarga.

La función de esta línea, es la de permitir la conducción de los hidrocarburos desde los cabezales de recolección, en las plataformas satélites, hasta el complejo de producción. Esta tubería va tendida en el lecho marino y su diseño se hace -- atendiendo al gasto máximo esperado y a la presión máxima obtenida con el o los pozos cerrados. Aunque también, se deben -- tomar en cuenta las condiciones de la zona que atraviesa, la -- presión del colector donde descarga y las propiedades de los -- fluidos que transporta.

c) Complejos de Producción.

Son por lo general, un grupo de plataformas fijas comunicadas entre sí por medio de estructuras (puentes), que permiten el tendido aéreo de tuberías que transportan diversos tipos de fluidos, así como el libre acceso del personal que ahí labora. Un complejo está integrado por las siguientes plataformas:

1. Plataforma habitacional.
2. Plataforma de compresión.
3. Plataforma de enlace.
4. Plataforma de perforación.
5. Plataforma de producción (pueden ser varias).

Plataforma habitacional.- Como su nombre lo indica, es una plataforma acondicionada para que los trabajadores permanescan con la mayor comodidad posible fuera de sus horas de labores.

Plataforma de compresión.- Esta plataforma contiene el equipo necesario para manejar y enviar el gas natural obtenido en el proceso de separación del aceite.

Plataforma de enlace.- En esta plataforma se concentran las llegadas de los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites, los cuales se conectan al cabezal colector general, que tiene la función de distribuir el aceite hacia las plataformas de producción. También de esta plataforma, salen las tuberías por las que se envía el aceite ya procesado (oleoductos). Adicionalmente, en esta plataforma se encuentran instaladas las trampas para recuperar o enviar los dispositivos mecánicos (diablos), utilizados en la limpieza de los ductos.

Plataforma de perforación.- Es idéntica a las plataformas satélites, con la diferencia que en ésta, la línea de descarga de los pozos se conecta directamente al cabezal colector general, sin que exista ningún tendido submarino como en las

otras.

Plataforma de producción.- Por lo general en el campo -- Cantarell, los complejos de producción contienen de dos a tres plataformas de producción, dependiendo del volumen de aceite - que sea necesario manejar. En estas plataformas se efectúa la - separación y medición del gas y el aceite; asimismo, mediante - equipo de bombeo se envía el crudo, a los centros de distribu - ción, almacenamiento o refinación. Sobre las funciones que - tienen lugar en una plataforma de producción, se hablará más - detalladamente en los siguientes capítulos.

CAPITULO III SISTEMA DE SEPARACION GAS-LIQUIDO

El objetivo de este capítulo, es describir y analizar -- el proceso de separación gas-aceite empleado en una plataforma de producción instalada en el campo Cantarell del Area Marina. Para facilitar la comprensión de dicho proceso, es necesario - incluir previamente, algunos conceptos fundamentales que se -- utilizan generalmente al tratar aspectos relacionados con la - separación del gas y del aceite.

III.I FUNDAMENTOS DE LA SEPARACION GAS-LIQUIDO.

a) Procesos de Separación.

Como su nombre lo indica, un proceso de separación tiene como principal objetivo, aislar en forma independiente cada - uno de los componentes de una mezcla. En los campos petroleros, los hidrocarburos durante su trayectoria desde el yacimiento - hasta las instalaciones superficiales de explotación, sufren - cambios de presión y temperatura que provocan un flujo de dos - fases (gaseosa y líquida), las cuales deben separarse para fa - cilitar el manejo de cada una de ellas. Esto puede lograrse -- utilizando sistemas de separación gas-líquido.

La separación del gas y aceite proveniente de un yacimiento, puede realizarse de dos formas:

1. Por separación instantánea (Flash).
2. Por separación diferencial.

En la separación instantánea, la fase gaseosa liberada por abatimiento de presión permanece en contacto con la fase líquida, manteniéndose constante la composición en el sistema durante todo el proceso de separación. En la separación diferencial, el gas es desalojado del sistema conforme éste va liberándose del aceite, por lo que, la composición en el sistema es variable. Pruebas de laboratorio han demostrado que la recuperación de aceite es mayor en un proceso de separación diferencial, que en un proceso de separación instantánea⁽⁵⁾.

En un sistema de producción de hidrocarburos, se tiene una separación instantánea, cuando el flujo pasa a través de la tubería de producción, estranguladores y líneas superficiales; pero se tiene una separación diferencial cuando los fluidos pasan a través de los separadores, ya que la descarga del gas es independiente a la del aceite.

b) Sistema de Separación en Etapas.

Anteriormente se dijo, que la mayor recuperación de

hidrocarburos líquidos se tiene en un proceso de separación -- diferencial, y debido a esto, en los campos petroleros deben -- utilizarse sistemas de separación que operen en forma similar -- a un proceso de separación diferencial. Esto es posible, colo -- cando varias etapas de separación que permitan desalojar el -- gas que se va liberando del aceite. En una etapa de separación, en forma teórica, el gas libre mantiene un equilibrio físico -- con el aceite a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentre el recipiente que los contiene. Idealmente la -- máxima recuperación de líquidos se tendría instalando un sinfín de etapas de separación, lo cual es imposible. En la realidad -- se llegan a tener de dos a cinco etapas de separación, que -- operan de mayor a menor presión en el sentido del flujo. La -- presión en la primera etapa es fijada por la presión con que -- llega el flujo de los hidrocarburos al sistema, o por la pre -- sión requerida para transportar el gas separado. Las presiones de separación en etapas intermedias se fijan por medio de vál -- vulas reguladoras de flujo colocadas en las descargas de los -- fluidos separados. En la última etapa de separación, las con -- diciones de presión y temperatura generalmente son, las predo -- minantes en el medio ambiente de la localidad donde se encuen -- tre instalada; a esta etapa, también se le conoce como "Tan -- que de Almacenamiento" Fig. 8. Debe hacerse notar que, la --

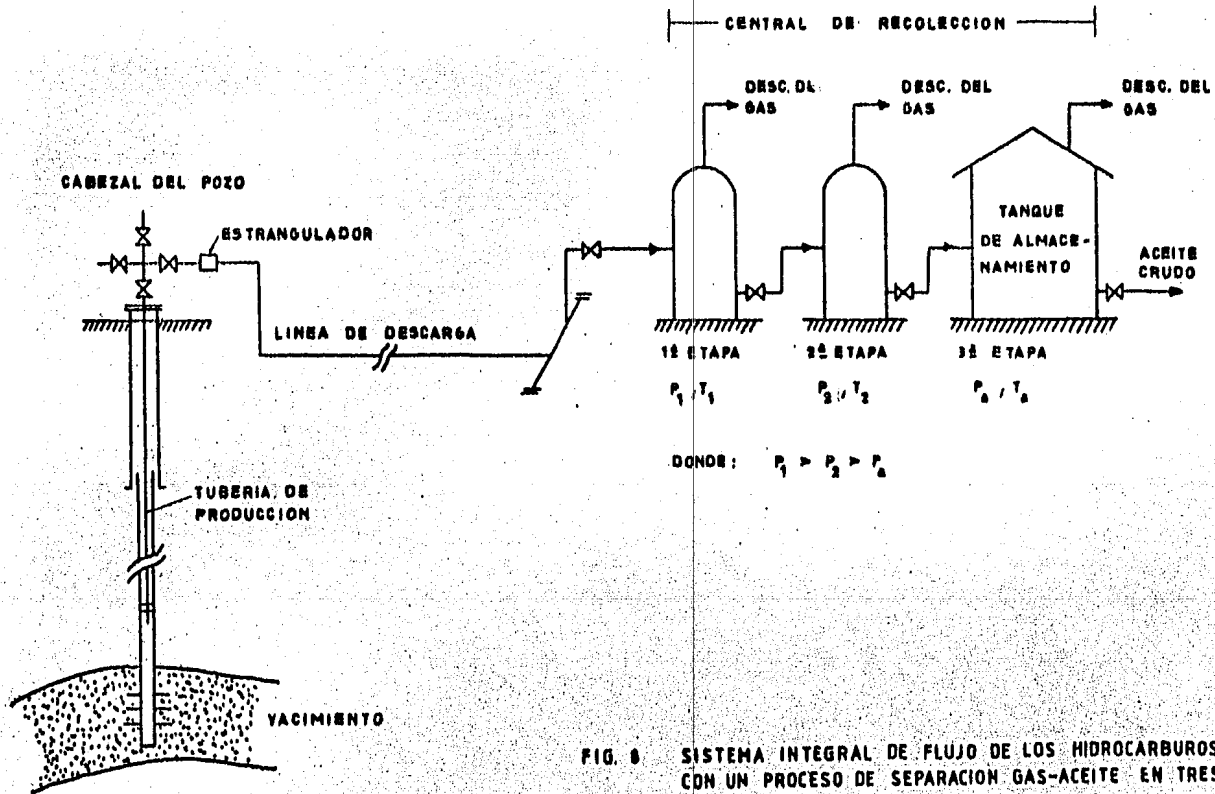


FIG. 8 SISTEMA INTEGRAL DE FLUJO DE LOS HIDROCARBUROS, CON UN PROCESO DE SEPARACION GAS-ACEITE EN TRES ETAPAS.

presión del yacimiento irá abatiéndose durante la explotación del mismo, y por lo tanto, la presión de separación en la - - primera etapa también disminuirá.

Con el fin de establecer las condiciones de operación - más adecuadas en un sistema de separación en etapas, es importante considerar los siguientes objetivos:

1. Obtener la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos estabilizados.
2. Minimizar los costos por requerimientos de compresión para transportar el gas natural separado.

Cuando no se dispone del equipo necesario para transportar el gas separado, y es inevitable quemarlo, las presiones de separación en cada una de las etapas, deben ser optimizadas a fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos a las condiciones de almacenamiento. Por otra parte, si se requiere comprimir el gas separado para enviarlo a centros de proceso o a los sistemas de ductos para su venta, es necesario considerar las presiones de separación en cada etapa para reducir al mínimo los requerimientos por compresión, - obteniéndose así, la menor utilización de equipo y consecuentemente menos costos en la compra e instalación del mismo.

III.2 EQUIPOS DE SEPARACION GAS-LIQUIDO.

En la industria petrolera, los equipos de separación gas-líquido usados con más frecuencia son:

Separador gas-aceite.- Es un recipiente utilizado en los campos petroleros con el fin de separar el gas y el aceite de la corriente que proviene directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes, disminuyen debido a variaciones repentinas del flujo de líquido, ocurriendo esto con mayor frecuencia cuando los pozos producen por medio de sistemas artificiales (6).

Separador a baja temperatura.- Este dispositivo se usa en la separación de gas y condensados, a baja temperatura, por medio de una expansión. Su diseño está hecho para manejar y fundir los hidratos que pueden formarse al disminuir la temperatura del flujo.

Eliminadores.- Se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) contenidos en una corriente de gas a alta presión y se aplican generalmente a sistemas de separación a baja temperatura. Existen también eliminadores de agua libre (FWKO), que se utilizan para separar el agua no emulsionada en la corriente de aceite que entra al sistema de deshidratación.

Depuradores.- Este equipo se utiliza, para manejar -- -
corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican -
también en la separación de gotas muy pequeñas de líquido sus-
pendidas en corrientes de gas cuando éstas no son eliminadas -
por un separador ordinario. Es recomendable instalar depurado-
res antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los
daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas⁽⁷⁾.

a) Partes de un separador.

Los separadores gas-aceite, en cualquiera de sus formas,
se les denomina "Separadores Convencionales", por manejar - -
solamente mezclas de dos fases. Un separador convencional cons-
ta principalmente de las siguientes secciones (Figs. 9 y 10):

1. Sección de separación primaria.
2. Sección de separación secundaria.
3. Sección de extracción de niebla.
4. Sección de almacenamiento de líquido.

Sección de separación primaria.- En esta sección es - -
donde se separa la mayor parte de líquido de la corriente de-
gas, y se reduce la turbulencia del flujo. La separación del -
líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de direc-
ción del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con -

- ① VALVULA DE SEGURIDAD
- ② EXTRACTOR DE NIEBLA
- ③ PLACA DESVIADORA DE ENTRADA
- ④ TUBO DESVIADOR DE SEGURIDAD
- ⑤ CONTROL DE NIVEL
- ⑥ VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS
- ⑦ FLOTADOR
- ⑧ INDICADOR DE NIVEL

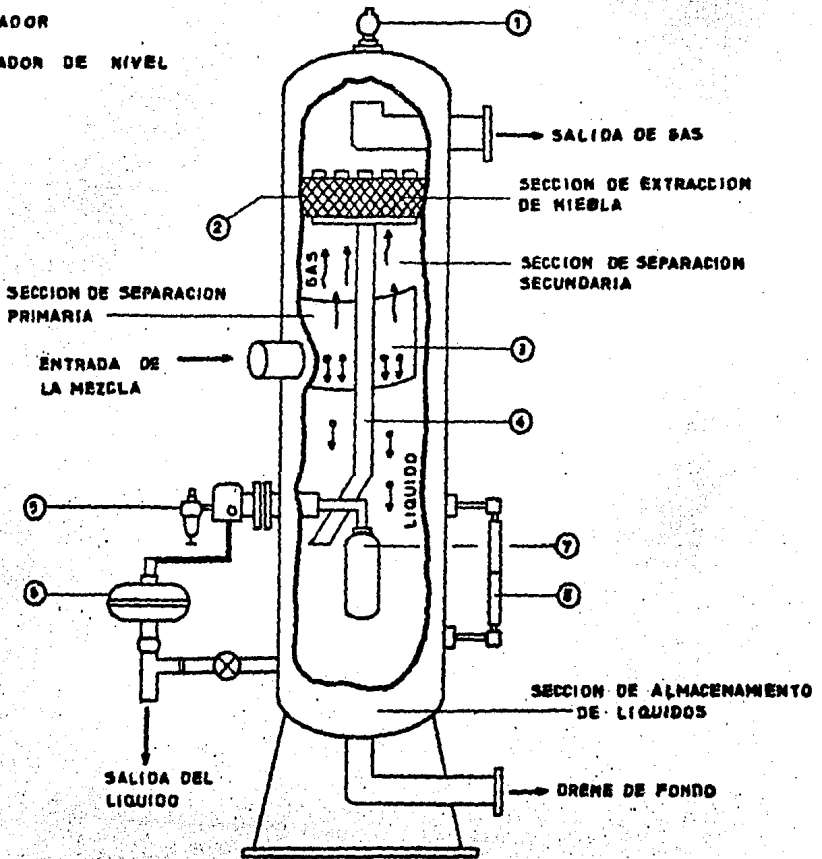


FIG. 9 ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL

- | | |
|---------------------------|-----------------------------------|
| ① PLACA DESVIADORA DE GAS | ⑧ VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS |
| ② TERMOMETRO | |
| ③ MANOMETRO | ⑨ INDICADOR DE NIVEL |
| ④ EXTRACTOR DE NIEBLA | |
| ⑤ VALVULA DE SEGURIDAD | |
| ⑥ CABEZA DE SEGURIDAD | |
| ⑦ FLOTADOR | |

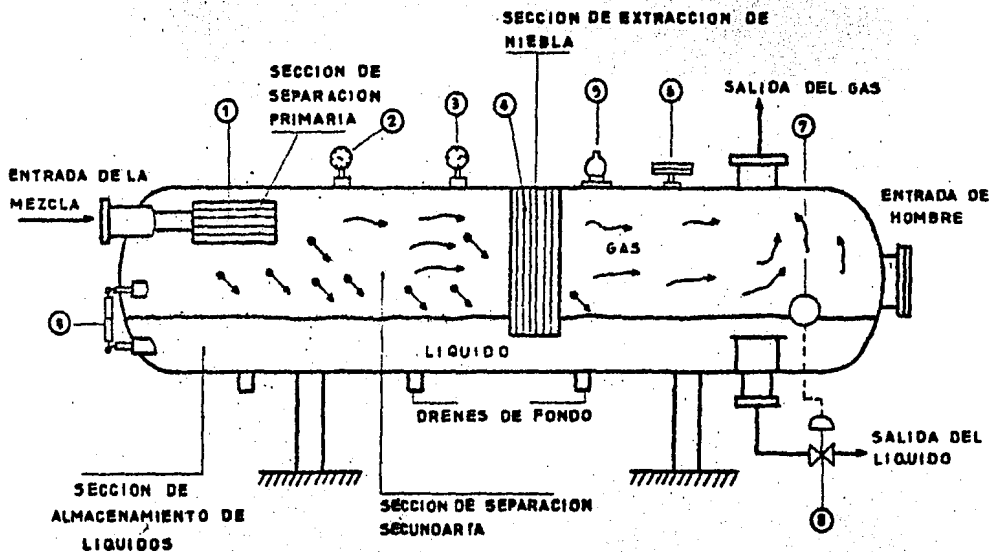


FIG. 10 ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL

una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, -
instalando adecuadamente una placa desviadora en la entrada.
Con cualquiera de las dos formas se induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se logran separar grandes volúmenes -
de líquido.

Sección de separación secundaria.- En esta sección se -
separa la máxima cantidad de gotas de líquido suspendidas en -
la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por -
gravedad, por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima.
Para esto, el separador debe tener cierta longitud que permita
el asentamiento de las gotas. En algunos diseños de separado--
res se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir al mínimo
la turbulencia y que a la vez funcionen como superficies --
colectoras de gotas de líquido. La eficiencia de separación en
esta sección, depende principalmente de las propiedades físi--
cas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido-
suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia de -
éste último.

Sección de extracción de niebla.- Esta sección tiene --
como función principal, separar las gotas más pequeñas de lí-
quido que no se lograron separar en las secciones primaria y-
secundaria del separador. Los mecanismos utilizados en esta -
sección son el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga. Por

medio de estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se acumulen en una superficie para formar gotas más grandes que caen a la sección de almacenamiento de líquidos -- por efectos de gravedad. El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como "Extractor de Niebla", puede estar constituido generalmente por aspas o veletas, por alambre entretejido, o por tubos ciclónicos.

Sección de almacenamiento de líquido.- En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener capacidad suficiente para manejar posibles baches de líquido que puedan presentarse en una operación normal. Además debe de tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador. Esta instrumentación está compuesta por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. La sección de almacenamiento de líquido debe estar situada -- en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Además de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una -- válvula de seguridad y controles de contrapresión adecuados.

b) Tipos de Separadores, Ventajas y Desventajas.

Los separadores pueden clasificarse:

1. Según su forma:

- En Cilíndricos Verticales.
- En Cilíndricos Horizontales (simples o de doble - - barril).

2. Según su operación:

- Para separar dos fases (gas y líquido).
- Para separar tres fases (gas, aceite y agua).

Separadores convencionales (de dos fases).

Separadores Verticales.

Ventajas:

1. Puede manejar arenas e impurezas, debido a su buen drenaje de fondo.
2. El control de nivel de líquidos no necesita ser demasiado sensible.
3. Es fácil de mantenerlos limpios.
4. Por su posición, ocupa menos espacio.
5. Menor tendencia de revaporización del líquido.
6. Maneja más aceite por unidad de gas.
7. Mayor capacidad para oleajes y turbulencias.

Desventajas:

1. Son más costosos que los horizontales.
2. Son más difíciles de instalar que los horizontales.
3. Se necesita mayor diámetro que el de los horizontales, para manejar una misma cantidad de gas.

Separadores Horizontales.

Ventajas:

1. Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
2. Más económicos que los verticales.
3. Menores diámetros para grandes capacidades de gas.
4. Más fáciles de instalar que los verticales.
5. Adecuados para manejar aceites espumantes.

Desventajas:

1. No son adecuados para manejar flujos que contengan materiales sólidos, como arena o lodo, por ser muy difíciles de limpiar.
2. El control de nivel del líquido, debe ser más sensible que el de los verticales.

Separadores Esféricos.

Ventajas:

1. Más barato que los tipos horizontales y verticales.
2. Más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
3. Más compactos que los otros tipos de separadores.
4. Facilidad en su transporte, lo que lo hace excelente para pruebas de producción a boca de pozo o para instalaciones individuales de pozos con altas presiones.

Desventajas:

1. Tienen una capacidad de separación muy limitada.

Separadores de Tres Fases.

Estos separadores tienen la función de separar las fases líquidas y gaseosas, y además, separa de la fase líquida el agua no emulsionada en el aceite. La separación de ambos líquidos, se efectúa debido a la diferencia de densidades existentes entre ellos. Por lo tanto, para que ocurra la separación es necesario proporcionar a la fase líquida, suficiente tiempo de residencia y que se deposite en un espacio donde no haya turbulencia.

Los separadores de tres fases pueden ser verticales, - - horizontales y esféricos. Y además de contener las secciones - y dispositivos con que cuentan los separadores convencionales, tienen las siguientes características y accesorios especiales:

1. Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que tenga lugar la separación del aceite y el agua.
2. Un sistema de control entre la interfase agua-aceite.
3. Dispositivos de descarga independientes para el - - aceite y para el agua.

En la Fig. 11⁽⁸⁾, se muestra un separador trifásico - - donde el controlador del nivel total de líquidos y de la inter fase agua-aceite, son del tipo de desplazamiento. El primero - regula la descarga del aceite y el segundo la del agua.

c) Capacidad de Tratamiento de los Separadores Conven-- cionales.

Los factores que intervienen fundamentalmente en la - - capacidad de los separadores de aceite y gas son⁽⁵⁾:

1. El diámetro y la longitud del separador.

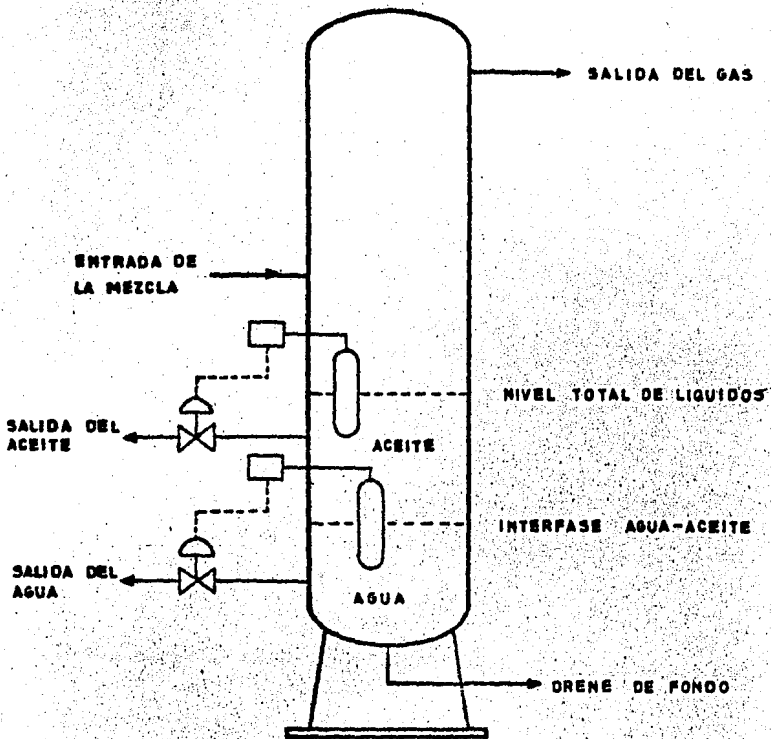


FIG. 11 ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON CONTROLADORES DE NIVEL DEL TIPO DE DESPLAZAMIENTO

2. El diseño y arreglo de las partes internas del separador.
3. Las características físicas y químicas de los fluidos del pozo (viscosidad, densidad, equilibrio de fases, etc.).
4. La presión y temperatura de operación del separador.
5. El número de etapas de separación.
6. El nivel del líquido en el separador.
7. La tendencia del aceite a formas espuma.
8. La cantidad de sólidos arrastrados por los fluidos que se van a separar.
9. Las condiciones del separador y sus componentes.

Capacidad de Tratamiento de Separadores Verticales.

Capacidad de gas:

De la ecuación de continuidad:

$$v_t^* = q_f / A_f \quad 3.1$$

$$A_f = (\pi D^2) / 4 \quad 3.2$$

* La nomenclatura, se localiza al final del desarrollo de las ecuaciones.

Sustituyendo 3.2 en 3.1 y despejando q_f :

$$q_f = (\pi D^2 v_t) / 4 \quad 3.3$$

De la ecuación general de los gases para condiciones -- estándar y condiciones de operación del separador:

$$q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} q_f \quad 3.4$$

Sustituyendo 3.3 en 3.4, considerando $T_s = 520^\circ R$, -- $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2$ y multiplicando el valor de q_f por 86400 -- para obtener q_{sg} en pies³/día a condiciones estándar:

$$q_{sg} = \frac{2.4 \times 10^6 P_f v_t D^2}{Z_f T_f} \quad 3.5$$

La velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que una gota de líquido con un cierto diámetro se separe, -- está dada por la ecuación 3.6, la cual es una forma de la Ley de Stokes⁽⁹⁾:

$$v_t = \frac{g dp^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad 3.6$$

Sustituyendo 3.6 en 3.5 :

$$q_{sg} = \frac{4.294 \times 10^6 P_f dp^2 (\rho_p - \rho_g) D^2}{z_f T_f \mu_g} \quad 3.7$$

Donde q_{sg} es el gasto de gas a condiciones estándar - - que puede manejar el separador, sin que partículas de líquido de diámetro mayor que dp sean arrastradas por la corriente de gas. Como puede verse en la ecuación 3.7, la capacidad de gas de un separador vertical, es independiente de la longitud.

Nomenclatura:

- A_f Area de flujo del gas a través del separador (pies²).
- D Diámetro interior del separador (pies).
- dp Diámetro de una gota de líquido esférica (pies).
- g Aceleración de la gravedad (pies/seg²).
- P_f Presión de operación del separador (lb/pg² abs.).
- P_s Presión a condiciones estándar 14.7 lb/pg² abs.
- q_f Gasto de gas a través del separador a P_f y T_f en - - (pie³/seg).
- q_{sg} Gasto de gas a través del separador a P_s y T_s en - - (pie³/día).
- T_f Temperatura de operación del separador (°R).

- T_s Temperatura a condiciones estándar 520° R.
 v_t Velocidad de asentamiento de una gota de líquido (pie/seg).
 Z_f Factor de compresibilidad del gas a P_f y T_f (adim.).
 ρ_g Densidad del gas a P_f y T_f (lbm/pie³).
 ρ_p Densidad de las gotas de líquido (lbm/pie³).
 μ_g Viscosidad del gas (lbm/pie-seg).

Capacidad de líquido:

Para calcular la capacidad de manejo de líquido en un separador, ya sea vertical u horizontal, es necesario tomar en cuenta el diámetro del separador, el nivel del líquido arriba de la salida del aceite en el separador, el factor de volumen del aceite a las condiciones de operación del separador y el tiempo de retención del líquido. Para separadores verticales se recomienda que el nivel máximo de líquido, se encuentre entre una y tres veces el diámetro del separador, dependiendo del diseño (10).

El volumen disponible para manejo de líquido en un separador vertical es:

$$V_{vl} = A_{f1} h = \pi D^2 h / 4 \quad 3.8$$

Por lo tanto el gasto de líquido a las condiciones - -
estándar que el separador puede manejar es:

$$q_{sl} = \frac{V_{vl}}{Bo t_r} = \frac{D^2 \pi h}{4 Bo t_r} \quad 3.9$$

Para obtener q_{sl} en (bls/día), se multiplica el segundo-
miembro de la ecuación 3.9 por 1440/5.615 quedando:

$$q_{sl} = 201.420 \frac{D^2 h}{Bo t_r} \quad 3.10$$

Nomenclatura:

- A_{fl} Area de flujo del líquido a través del separador en - -
(pies²).
- Bo Factor de volumen del aceite a condiciones de operación-
del separador (bl/bl).
- D Diámetro del separador (pies).
- h Nivel de líquido en el separador (pies).
- q_{sl} Gasto de líquido a través del separador a condiciones --
estándar (bl/día).
- t_r Tiempo de retención del líquido en el separador (min.).
- V_{vl} Volumen disponible para manejo de líquido en un separador
vertical (pie³).

La Oil Metering and Processing Equipment Corporation - -
OMPEC⁽¹¹⁾ recomienda los siguientes tiempos mínimos de reten--
ción para que sus separadores operen con máxima eficiencia:

Rango de presiones (lb/pg ² abs.)	Tiempo de retención (seg)
0 - 600	60
600 - 1000	50
más de 1000	30

Cuando el aceite que se va a separar tiende a formar - -
espuma, el tiempo de retención se debe incrementar hasta en 5-
minutos, lo que hace que la capacidad del líquido del separador
disminuya notablemente.

El factor de volumen del aceite (Bo), puede determinarse
mediante análisis PVT de los fluidos en cuestión; también - -
puede obtenerse a partir de constantes de equilibrio o por - -
correlaciones. En cualquiera de los casos, es interesante - -
hacer las siguientes observaciones:

En un sistema de separación en tres etapas, los volúme-
nes de líquido que manejarán los separadores en la primera y -
segunda etapa, son mayores que el volumen contenido en el tan-
que de almacenamiento, debido a que el volumen de gas disuelto

en el aceite a las condiciones de operación de la primera y -- segunda etapa, es mayor que a las condiciones en el tanque de almacenamiento.

Si se conoce el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento y el factor de volumen del aceite para las condiciones de operación de cada etapa, se pueden determinar aproximadamente los volúmenes manejados en la primera y segunda etapa, multiplicando su respectivo valor del factor de volumen del aceite, por el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento.

Sin embargo, sobre los valores del factor de volumen --- del aceite que comunmente se disponen, es necesario considerar los siguientes aspectos:

1. Los factores de volumen del aceite, se obtienen generalmente a partir de análisis PVT a la temperatura - del yacimiento, la cual difiere de las temperaturas - de separación.
2. En realidad, en el separador, debido a los cortos --- tiempos de retención y a la poca agitación de los - - fluidos, no se alcanzan las condiciones de equilibrio entre las fases; las cuales si se establecen en el --

laboratorio. Debido a esto, el aceite en el separador está supersaturado y su factor de volumen del aceite es mayor que el que se obtiene a las condiciones de equilibrio.

3. Los factores de volumen para las condiciones de separación, se pueden calcular a partir de las constantes de equilibrio, pero en estos cálculos tampoco se consideran las condiciones de supersaturación del aceite.

Un caso especial en la separación ocurre cuando se produce aceite volátil. En estos casos se presenta la condensación del gas a través del sistema de producción, antes de que los fluidos entren al separador; incrementándose el volumen de líquido por separar. Esto se debe a la disminución de la temperatura de los fluidos y a la similitud entre la composición del aceite y el gas⁽¹²⁾.

Capacidad de Tratamiento de Separadores Horizontales.

Capacidad de gas:

Para obtener la ecuación con la que se calcula la capacidad de manejo de gas de los separadores horizontales, se harán las siguientes consideraciones que dependen del diseño específico del separador.

1. Las gotas de líquido caen en un ángulo de 45° desde la entrada de los fluidos al separador, situada en la parte superior del mismo, a la interfase gas-líquido, Fig. 12.
2. El extractor de niebla está situado a una distancia de dos veces la diferencia del diámetro del separador menos el nivel del líquido.

De acuerdo a lo anterior, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido es:

$$v_t = \frac{\sqrt{(D-h)^2 + (D-h)^2}}{t_{rg}} = \frac{\sqrt{2} \cdot (D-h)}{t_{rg}} \quad 3.11$$

Despejando t_{rg} de la ecuación 3.11, que es el tiempo de retención del gas necesario para que las gotas de líquido se depositen en la interfase gas-líquido:

$$t_{rg} = \frac{\sqrt{2} (D-h)}{v_t} \quad 3.12$$

La velocidad del gas a través del separador es:

$$v_g = \frac{2(D-h)}{t_{rg}} = \frac{2(D-h)}{\sqrt{2} \cdot (D-h)/v_t} = \sqrt{2} v_t \quad 3.13$$

De acuerdo a la ecuación de continuidad:

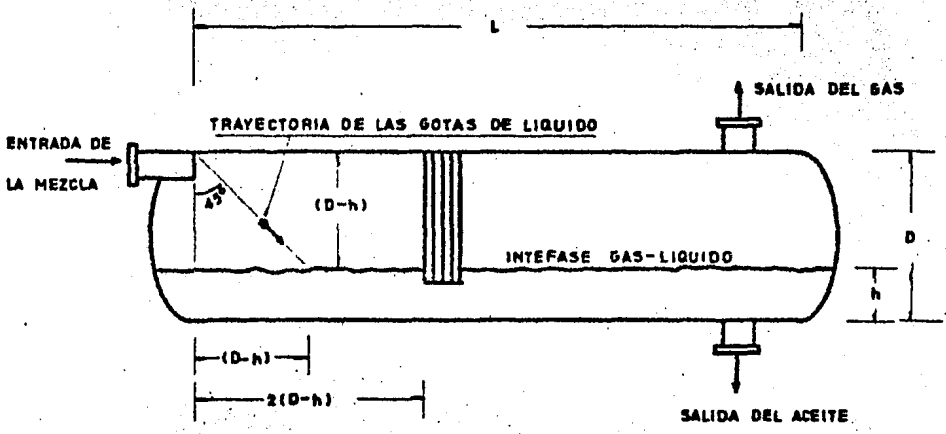


FIG. 12 SUPUESTA TRAYECTORIA QUE SIGUEN LAS GOTAS DE LIQUIDO AL ENTRAR A UN SEPARADOR HORIZONTAL

$$q_f = v_g A_f = \sqrt{2} v_t A_f \quad 3.14$$

Donde:

$$A_f = \frac{\pi D^2}{4} \left[\frac{1}{2} + \frac{\arcsin(1 - \frac{2h}{D})}{180^\circ} \right] + \left(\frac{D}{2} - h \right) (Dh - h^2)^{1/2} \quad 3.15$$

De la ecuación general de los gases, para condiciones estándar y condiciones de operación del separador:

$$q_{sg} = \frac{T_s P_f q_f}{P_s Z_f T_f} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} \sqrt{2} v_t A_f \quad 3.16$$

Considerando $T_s = 520$ °R, $P_s = 14.7$ lb/pg² y multiplicando el segundo miembro de la ecuación 3.16 por 86400, para obtener q_{sg} en (pies³/dfa) a las condiciones estándar:

$$q_{sg} = 4.322 \times 10^6 \frac{P_f v_t A_f}{Z_f T_f} \quad 3.17$$

Sustituyendo la ecuación 3.6 en 3.17 queda:

$$q_{sg} = 7.725 \times 10^6 \frac{P_f d_p^2 (\rho_p - \rho_g) A_f}{Z_f T_f \mu_g} \quad 3.18$$

En la cual, q_{sg} es el gasto de gas a condiciones estándar que puede manejar el separador, sin que partículas de - -

diámetro mayor que d_p , sean arrastradas por la corriente de -- gas.

Nomenclatura:

- A_f Area de flujo del gas a través del separador (pies^2).
- D Diámetro interior del separador (pies).
- d_p Diámetro de una gota de líquido esférica (pies).
- h Nivel de líquido en el separador (pies).
- P_f Presión de operación del separador (lb/pg^2 abs.).
- P_s Presión a condiciones estándar (14.7 lb/pg^2 abs.).
- q_f Gasto de gas a través del separador a condiciones de -- operación (pies^3/seg).
- q_{sg} Gasto de gas a través del separador a condiciones -- estándar ($\text{pies}^3/\text{día}$).
- T_f Temperatura de operación del separador ($^{\circ}\text{R}$).
- t_{rg} Tiempo de retención del gas en un separador horizontal -- en (seg).
- T_s Temperatura a condiciones estándar (520°R).
- v_g Velocidad del gas a través de un separador horizontal -- a condiciones de operación (pie/seg).
- v_t Velocidad de asentamiento de una gota de líquido en -- (pies/seg).
- Z_f Factor de compresibilidad del gas a condiciones de ope-

ración del separador (adim.).

ρ_g Densidad del gas a condiciones de operación del separador (lbm/pie³).

ρ_p Densidad de las gotas de líquido (lbm/pie³).

μ_g Viscosidad del gas (lbm/pie-seg).

Capacidad de líquido:

En separadores horizontales es recomendable que el nivel del líquido máximo, sea menor que la mitad del diámetro interior del separador.

El volumen disponible, para manejar líquido en un separador horizontal es:

$$V_{lh} = (A_{fl}) (L) = \left(\frac{\pi D^2}{4} - A_f\right) L \quad 3.19$$

Por lo que, el gasto de líquido que el separador puede manejar a las condiciones estándar es:

$$q_{sl} = \frac{V_{lh}}{B_o t_r} = \frac{\left(\frac{\pi D^2}{4} - A_f\right) L}{B_o t_r} \quad 3.20$$

Donde q_{sl} está en (pies³/min.).

Para obtener q_{sl} en (bls/día), se multiplica el segundo

miembro de la ecuación 3.20 por 1440/5.615, quedando:

$$q_{sl} = \frac{256.474 \cdot \left(\frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L}{B_o t_r} \quad 3.21$$

Los tiempos de retención, son los mismos que recomienda la OMPEC para separadores verticales.

Nomenclatura:

- A_f Area de flujo del gas a través del separador (pies²).
- A_{fl} Area de flujo del líquido a través del separador en - - (pies²).
- B_o Factor de volumen del aceite a condiciones de operación del separador (bl/bl).
- D Diámetro interior del separador (pies).
- L Longitud del separador (pies).
- q_{sl} Gasto de líquido a través del separador a condiciones - estándar (bl/día).
- t_r Tiempo de retención del líquido en el separador (min.).
- V_{lh} Volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal (pies³).

III.3 METODOS PARA OPTIMIZAR LAS PRESIONES DE OPERACION EN UN SISTEMA DE SEPARACION GAS-ACEITE EN ETAPAS (13).

Se dijo con anterioridad que los principales objetivos a seguir en un sistema de separación en etapas, son:

- Obtener la mayor recuperación de hidrocarburos líquidos a las condiciones de almacenamiento.
- Minimizar los requerimientos de potencia para transportar el gas separado.

Existen otros objetivos tales como el de mejorar la eficiencia de separación del gas y el aceite, que depende prácticamente del diseño de los separadores; así como el de incrementar los ritmos de producción, lo cual es posible, disminuyendo al mínimo la presión de separación en la primera etapa.

Para que estos objetivos se puedan cumplir, es necesario efectuar una selección adecuada de las siguientes variables:

1. El tipo de separador, sus dimensiones y sus componentes.
2. El número de etapas de separación.
3. La presión y la temperatura de operación en cada

etapa de separación.

a) Optimización por Recuperación de Hidrocarburos Líquidos a Condiciones de Almacenamiento.

Al operar un sistema de separación gas-aceite en etapas bajo condiciones que proporcionen la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos, se tienen incrementos notables en la calidad y el volumen del aceite recuperado. También el gas separado tiene un mayor grado de estabilización; lo que es importante, ya que si el gas se transporta, se reducen los problemas de operación por condensados en las líneas, y en caso de que sea necesario quemarlo, las pérdidas económicas serán menores al disminuir la cantidad de condensados arrastrados por la corriente de gas hacia el quemador.

En una etapa de separación, la corriente de hidrocarburos que se alimenta al separador gas-aceite, es llevada físicamente a las condiciones de equilibrio de fases a la presión y temperatura del mismo, por lo que los volúmenes de gas y líquido separados se pueden determinar mediante cálculos de "Balance de Materia", los cuales se presentan a continuación:

Efectuando un balance de materia global en una etapa de separación, Fig. 13, se tiene que:

- P.- No. de moles en la alimentación.
- L.- No. de moles en la fase líquida.
- V.- No. de moles en la fase vapor.
- P.- Presión de operación.
- T.- Temperatura de operación.
- z_i - Fracc. mol del componente i en la alimentación.
- x_i - Fracc. mol del componente i en la fase líquida.
- y_i - Fracc. mol del componente i en la fase vapor.

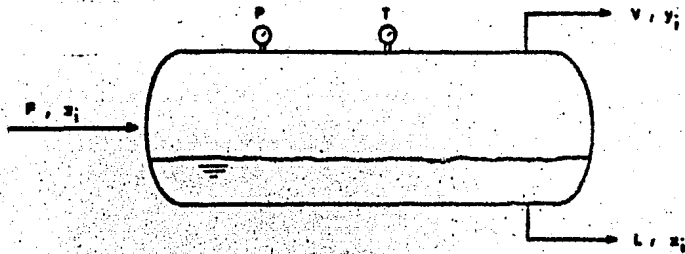


FIG. 13 BALANCE DE MATERIA EN UNA ETAPA DE SEPARACION.

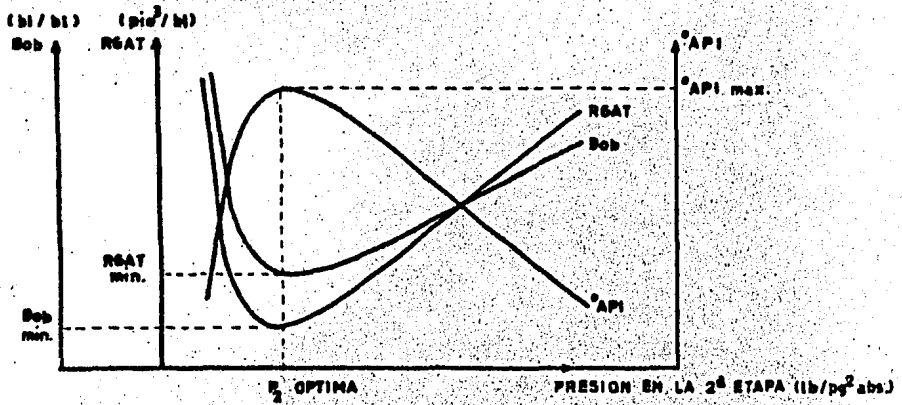


FIG. 14 OPTIMIZACION POR RECUPERACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS PARA UN SISTEMA DE SEPARACION EN TRES ETAPAS

$$F = V + L \quad 3.22$$

De un balance global por componente, se determina:

$$F z_i = V y_i + L x_i \quad 3.23$$

Por otra parte, la constante de equilibrio vapor-líquido se define como:

$$K_i = y_i/x_i \quad 3.24$$

Combinando las ecuaciones 3.22, 3.23, 3.24 y considerando como unitario el número de moles alimentados (F), se determina la siguiente expresión:

$$x_i = \frac{z_i}{V (K_i - 1) + 1} \quad 3.25$$

Para todo sistema definido, se tiene que:

$$\sum x_i = 1 \quad 3.26$$

$$\sum y_i = 1 \quad 3.27$$

Dado que es factible conocer la composición de alimentación al sistema y las condiciones de operación del mismo, se podrá determinar la constante de equilibrio físico vapor-líquido (K_i). Esta constante puede obtenerse de diferentes formas, tales como son: correlaciones, gráficas, tabulaciones y ecuaciones de estado. Una de las ecuaciones de estado que tiene mayor aceptación en los cálculos del equilibrio vapor-líquido por su calidad de predicción, es la de Peng-Robinson⁽¹⁴⁾.

La resolución de la ecuación 3.25 es de forma iterativa, se suponen diferentes valores de moles en la fase vapor (V) y la solución se encuentra cuando las composiciones en ambas fases son iguales a la unidad (Ecs. 3.26 y 3.27).

El método para optimizar las presiones de operación en un sistema de separación por recuperación de hidrocarburos líquidos consiste en que, conociendo la composición del fluido que se alimenta al sistema de separación y las presiones de operación en la primera y la última etapa, se asignan presiones a las etapas intermedias con el fin de realizar un balance de materia vapor-líquido que determine en cada una de las etapas propuestas: la relación gas-aceite total (RGAT), la densidad del aceite a las condiciones estandar y el factor de volumen del aceite a condiciones de saturación (Bob). Este método

es iterativo y el proceso se repite hasta determinar las presiones que proporcionen los valores mínimos de las tres variables mencionadas, ya que:

- Los valores mínimos de la relación gas-aceite total y la densidad del aceite a las condiciones de almacenamiento, indican que los hidrocarburos intermedios (C_3 a C_6), permanecen en la fase líquida, evitándose así, la pérdida de los mismos en el gas separado.
- El factor de volumen del aceite a la presión de saturación, varía ligeramente en función de las condiciones de separación que se tengan en la superficie. El valor mínimo de esta variable indica, que se requiere un volumen menor de aceite a las condiciones de saturación en el yacimiento, para obtener una unidad de volumen de aceite a las condiciones de almacenamiento.

En cada etapa del sistema, los valores mínimos de estas variables deben coincidir en una misma presión de separación, que será la correspondiente a la presión óptima de operación en dicha etapa. En la Fig. 14, se muestra como quedan graficadas las variables respecto a las presiones de separación de la

segunda etapa, en un sistema de tres etapas.

A continuación se ilustra la forma de determinar las propiedades de los fluidos (Bob, RGAT y API°) con la información obtenida de los cálculos del equilibrio vapor-líquido para cada etapa de separación. En la Fig. 15, se muestran las variables que intervienen en el cálculo de dichas propiedades, considerando un sistema de separación de tres etapas.

Si F_1 son los moles alimentados a la primera etapa, los moles alimentados a la segunda etapa son:

$$F_2 = L_1 = \lambda_1 F_1 \quad 3.28$$

y a la tercera:

$$F_3 = L_2 = \lambda_2 F_2 = \lambda_2 L_1 = \lambda_1 \lambda_2 F_1 \quad 3.29$$

Para un sistema de tres etapas, los moles retenidos en el tanque de almacenamiento son:

$$L_3 = \lambda_3 F_3 = \lambda_3 L_2 = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 F_1 \quad 3.30$$

Para un número m de etapas, se tiene que los moles retenidos en la etapa m son:

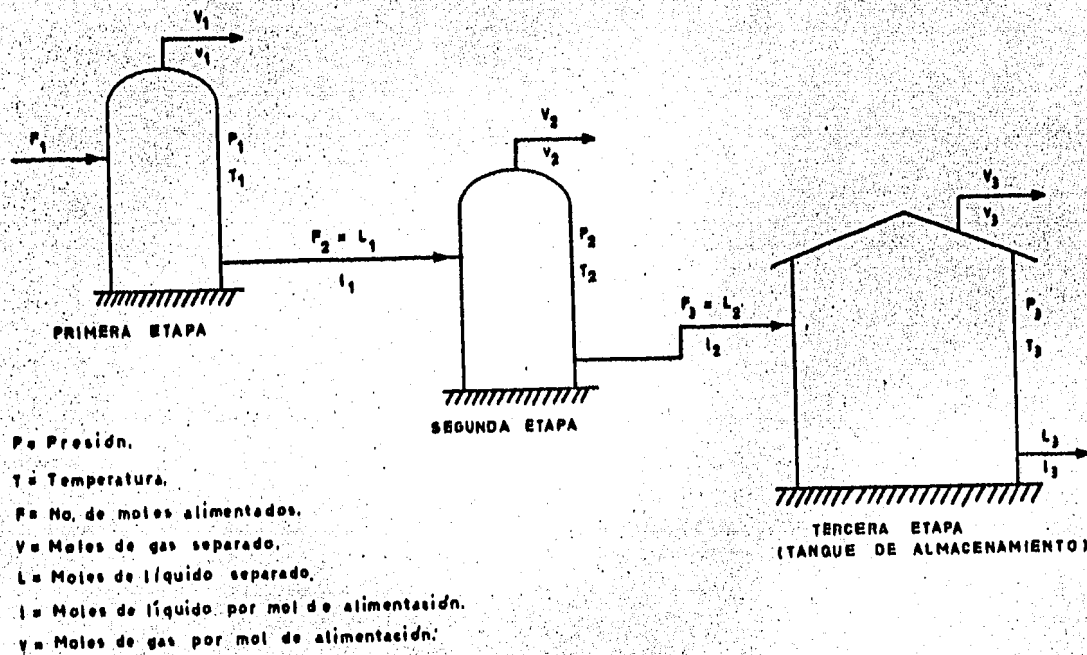


FIG. 15 BALANCE DE MATERIA EN UN SISTEMA DE SEPARACION EN TRES ETAPAS

$$L_m = l_1 l_2 l_3 \dots l_m F_1 \quad 3.31$$

Si $F_1 = 1.0$, los moles en el tanque de almacenamiento -- por mol de alimentación al sistema son:

$$n_t = l_1 l_2 l_3 \dots l_m \quad 3.32$$

De manera similar se puede calcular el número de moles -- para el gas separado, así en la primera etapa se tiene:

$$V_1 = v_1 F_1 \quad 3.33$$

Para la segunda etapa:

$$V_2 = v_2 F_2 = v_2 l_1 F_1 \quad 3.34$$

Para la tercera etapa:

$$V_3 = v_3 F_3 = v_3 l_1 l_2 F_1 \quad 3.35$$

Entonces el número de moles liberados en la etapa m es:

$$V_m = v_m l_1 l_2 l_3 \dots l_{m-1} F_1 \quad 3.36$$

Si $F_1 = 1.0$, el número de moles de gas liberado por -- mol de alimentación en la etapa m es:

$$n_{gm} = v_m l_1 l_2 l_3 \dots l_{m-1} \quad 3.37$$

El volumen de aceite en el tanque de almacenamiento, - - puede calcularse a partir de la densidad y el peso molecular - del aceite mediante la expresión:

$$V_{ot} = \frac{n_t W_{ot}}{D_{ot}} \quad 3.38$$

El peso molecular del aceite en el tanque de almacenamien to (W_{ot}), se calcula mediante la composición de la fase líquida y el peso molecular de cada componente:

$$W_{ot} = \sum_{i=1}^r x_i W_i \quad 3.39$$

La densidad del aceite en el tanque de almacenamiento, - se determina a partir de la composición de la fase líquida en el tanque de almacenamiento y la densidad de cada componente - a condiciones estándar. Los valores de estas densidades están indicados en el Engineering Data Book ⁽¹⁵⁾.

$$D_{ot} = \frac{\sum_{i=1}^r x_i d_i W_i}{\sum_{i=1}^r x_i W_i} \quad 3.40$$

Donde d_i es la densidad del componente i a las condiciones estándar.

El volumen de gas separado para cada etapa j se calcula -- mediante los moles de gas liberados y el volumen molar del gas -- a las condiciones estándar:

$$VG_j = V_j \cdot VM_g \quad 3.41$$

La relación gas-aceite por etapa se define como el volumen de gas liberado por volumen de aceite a las condiciones estándar y se determina por medio de la expresión:

$$RGA_j = \frac{VG_j}{V_{ot}} = \frac{V_j \cdot VM_g \cdot D_{ot}}{n_t \cdot W_{ot}} \quad 3.42$$

La relación gas-aceite total, es la sumatoria de las relaciones gas-aceite en cada etapa:

$$RGAT = \sum_{j=1}^n RGA_j \quad 3.43$$

El factor de volumen del aceite a la presión de saturación (Bob), se define como el volumen de aceite a las condiciones de saturación, entre el volumen de aceite a las condiciones estándar y puede determinarse por cálculos de equilibrio vapor-líquido, --

quedando:

$$Bob = \frac{V_{ob}}{V_{ot}} = \frac{W_{ob} D_{ot}}{n_t W_{ot} D_{ob}} \quad 3.44$$

En esta ecuación se considera una mol de alimentación al sistema.

Nomenclatura:

- Bob Factor de volumen del aceite a las condiciones de saturación ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).
- D_{ob} Densidad del aceite a las condiciones de saturación -- (lbm/pie^3).
- D_{ot} Densidad del aceite en el tanque de almacenamiento -- (lbm/pie^3).
- d_i Densidad del componente i a las condiciones estándar -- (lbm/pie^3).
- F Número de moles en la alimentación.
- K Constante de equilibrio vapor-líquido.
- L Número de moles en la fase líquida.
- l Moles de líquido por mol de alimentación.
- m Número de etapas de separación.
- n_{gm} Moles de gas por mol de alimentación en la etapa m.
- n_t Moles de líquido por mol de alimentación en el tanque -- de almacenamiento.

RG	Relación gas-aceite ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).
RGAT	Relación gas aceite total ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).
r	Número de componentes en la mezcla.
V	Número de moles en la fase vapor.
VG_j	Volumen de gas en la etapa j (pie^3).
VM_g	Volumen molar del gas a las condiciones estándar ($379.6 \text{ pie}^3/\text{lb-mol}$).
V_{ob}	Volumen de aceite a las condiciones de saturación (pie^3).
V_{ot}	Volumen de aceite en el tanque de almacenamiento (pie^3).
v	Moles de gas por mol de alimentación.
W_i	Peso molecular del componente i de la mezcla.
W_{ob}	Peso molecular del aceite a las condiciones de saturación.
W_{ot}	Peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento.
x	Fracción mol en la fase líquida.
y	Fracción mol en la fase vapor.
z	Fracción mol en la alimentación.
	Subíndices:
g	Gas.
i	Componente.
j	Etapas.

o Aceite.

t Tanque de almacenamiento.

1, 2, 3, . . . , m Número de etapa.

b) Optimización por Requerimientos de Potencia para - -
Transportar el Gas Separado.

En general los costos para manejar el gas separado, - -
resultan bastantes significativos debido a los siguientes fac-
tores:

- Los volúmenes de gas que se separan en la central de - -
recolección (batería de separación), son con frecuen--
cia elevados, siendo esto más notable en las baterías-
donde se maneja aceite volátil, el cual se caracteriza
por tener relaciones gas-aceite mayores de 1,000 - -
 pie^3/bl .
- Es frecuente que la presión con la que debe llegar el -
gas a las plantas de tratamiento es del orden de 1,000
 lb/pg^2 , por especificaciones del diseño de las propias
plantas.
- Generalmente las distancias entre las baterías de sepa-
ración y las plantas de tratamiento, son considerables.
Esto ocasiona la necesidad de cierta energía adicional
para transportar el gas a la planta.

Por lo anterior, las presiones de separación de un sistema en etapas deben optimizarse a fin de minimizar la potencia de compresión requerida para transportar el gas separado. Con tal objetivo, se propuso el método que a continuación se describe.

En la aplicación del método es necesario disponer previamente de los siguientes datos:

- 1.- El número de etapas de separación.
- 2.- Las temperaturas de cada etapa.
- 3.- La composición de la corriente que se alimenta al sistema.
- 4.- La presión de envío a la planta de tratamiento del gas (presión de descarga de las compresoras).

El procedimiento utilizado es iterativo y en cada iteración se asignan valores de presión a cada una de las etapas intermedias, obteniéndose el volumen de gas separado y la potencia necesaria para comprimir el gas y poder enviarlo a la planta de tratamiento. Las presiones en la primera y la última etapa por lo general, permanecen fijas, ya que la presión en la primera etapa será la de envío a la planta de tratamiento o a la que llegue la corriente de hidrocarburos a la batería de separación; para la última etapa la presión será la del tanque

de almacenamiento, la cual equivale prácticamente a la especificada por las condiciones estándar. El proceso se repite para todos los posibles valores de presión en cada etapa, hasta -- encontrar aquellos con los que se obtenga la mínima potencia.

El gasto de gas liberado en la etapa j , se determina -- por la siguiente ecuación:

$$Q_{gj} = RGA_j Q_o / 10^6 \quad 3.45$$

donde:

Q_{gj} , gasto de gas liberado en la etapa j , en millones de pies³/día a las c.s.

RGA_j , relación gas-aceite en la etapa j , pie³/bl.

Q_o , gasto de aceite de alimentación al sistema, en bl/día a las c.s.

La relación gas-aceite liberado en la etapa j (RGA_j), -- se puede obtener por medio de cálculos de equilibrio vapor-líquido. Sin embargo, para fines más prácticos se pueden utilizar correlaciones tales como la de Vázquez⁽¹⁶⁾, Standing⁽¹⁷⁾, -- etc.

La potencia teórica para incrementar la presión del -- gas separado en cada etapa, se calcula mediante la siguiente --

expresión (18):

$$PT_j = 44.5 Nc \left(R_c^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) Q_{gj} \quad 3.46$$

donde:

PT_j , potencia teórica, en caballos de fuerza (Hp).

Nc , número de pasos de compresión.

R_c , relación de compresión, P_d/P_s .

k , relación de calores específicos, C_p/C_v .

Q_{gj} , gasto de gas liberado en la etapa j , en millones de pies³/día a las c.s.

La presión de descarga de las compresoras (P_d), corresponde a la presión de envío, mientras que la presión de succión (P_s), corresponde a la de separación. La relación de compresión (R_c), que se define como la presión de descarga entre la de succión (P_d/P_s), se recomienda que su valor sea menor de cuatro (18).

Esta limitación es debida a que, al aumentar la relación de compresión, disminuye la eficiencia mecánica de las compresoras y se incrementan los esfuerzos a que se somete el equipo. Cuando el valor de la relación de compresión resulte mayor de 4, el proceso de compresión debe realizarse en varios pasos o

etapas. Para calcular el número de pasos de compresión se --
 utiliza la siguiente ecuación:

$$R_c = (P_d/P_s)^{1/N_c} \quad 3.47$$

donde:

- R_c, relación de compresión; debe ser menor que 4.
- P_d, presión de envío a la planta de tratamiento, -
 en lb/pg² abs.
- P_s, presión de separación, en lb/pg² abs.
- N_c, número de pasos de compresión.

La relación de calores específicos (k), se ha determina-
 do para hidrocarburos gaseosos de diferentes pesos moleculares
 a la temperatura de 150 °F, y se obtiene con la siguiente --
 expresión (15),

$$k = \frac{1545.31 - [2387982.99 - [(2328.4) (1041.31 - PM_g)]]^{1/2}}{1164.2} \quad 3.48$$

donde:

- k, relación de calores específicos medidos a --
 150 °F.
- PM_g, peso molecular del gas.

La potencia real requerida por etapa, se calcula dividiendo la potencia teórica (PT_j) entre la eficiencia de compresión (Ec). Este último valor se obtiene mediante una correlación empírica que está en función de la relación de compresión y es (19):

$$Ec = 0.969882 - \frac{0.480065}{Rc} \quad 3.49$$

donde:

Ec , eficiencia de compresión.

Rc , relación de compresión.

Por lo tanto la potencia real de compresión es:

$$PR_j = PT_j / Ec \quad 3.50$$

donde:

PR_j , potencia real en la etapa j , (Hp).

PT_j , potencia teórica en la etapa j , (Hp).

Ec , eficiencia de compresión.

Una vez calculada la potencia real requerida para transportar el gas separado en cada etapa del sistema; se suman para obtener la potencia real total, la cual se grafica respecto a las presiones asignadas a cada etapa. Cuando la potencia-

alcanse su valor mínimo, las presiones en cada etapa serán -- las óptimas para minimizar los costos por compresión del gas-- separado en el sistema. En la Fig. 16, se muestra una gráfica de la potencia real total vs. la presión de separación en la-- segunda etapa, para un sistema de tres etapas.

Por las características de los métodos descritos para -- optimizar las presiones de operación de un sistema en etapas, ya sea por recuperación de hidrocarburos líquidos o por requerimientos de compresión, se puede observar que estos procedi-- mientos también permiten establecer el número más adecuado -- de etapas de separación realizando un análisis de tipo econó-- mico.

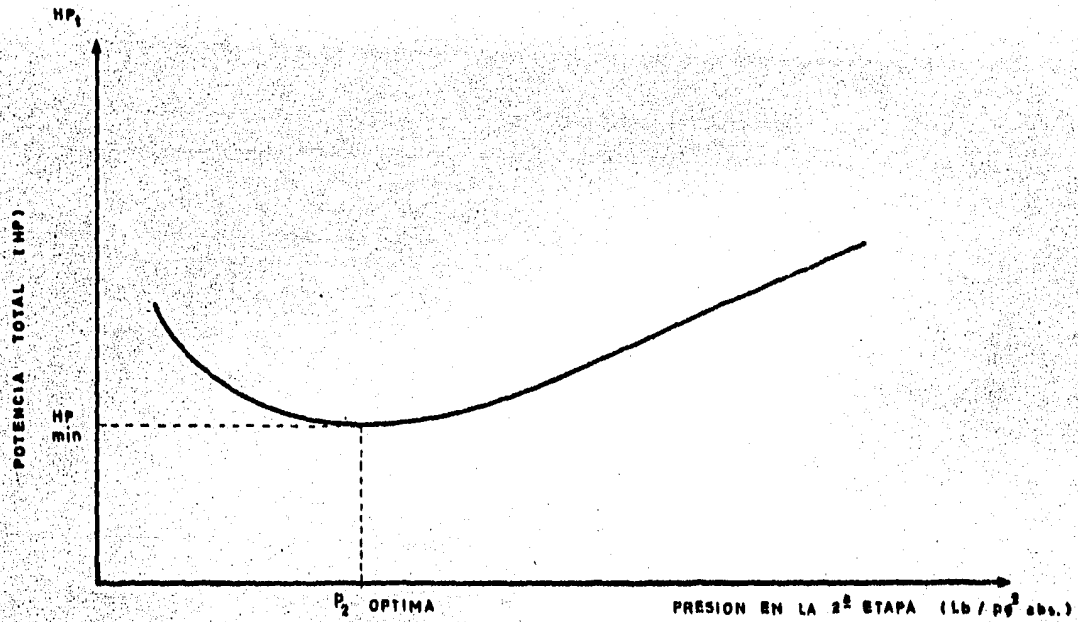


FIG. 16 OPTIMIZACION POR REQUERIMIENTOS DE COMPRESION PARA UN SISTEMA DE SEPARACION EN TRES ETAPAS

III.4 DISPOSITIVOS DE CONTROL E INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN LOS SISTEMAS DE SEPARACION GAS-ACEITE.

Por lo general, los separadores gas-aceite tienen integrados una serie de accesorios, necesarios para:

- Proteger al equipo y al personal de fallas originadas por causas imprevistas.
- Indicar visualmente y en forma constante, las condiciones de operación en el separador.
- Mantener un control automático de las condiciones de operación que se requieran.

Los principales accesorios con que debe contar todo separador gas-aceite, son:

Manómetro.- Es un instrumento que registra la presión que existe dentro del separador. De los manómetros, los de tipo Bourdon son los más utilizados en la zona marina.

Termómetro.- Este instrumento indica la temperatura existente en el interior del separador, la cual es aproximadamente igual a la de los fluidos que pasan a través de él. También existe gran variedad de termómetros, siendo los del tipo bimetalico con termopozo, los más utilizados en los separadores de la zona marina.

Válvula de Seguridad.- Es una válvula de alivio la cual permanece normalmente cerrada por la acción de un resorte calibrado a la presión de diseño del separador, al incrementarse ésta en el interior del mismo, la válvula se abre permitiendo el paso de los fluidos hacia la atmósfera. Esto protege al equipo de los daños que pudiera ocasionarle el represionamiento.

Cabeza de Seguridad.- Este dispositivo está compuesto de una membrana sujeta por medio de dos bridas, la cual está diseñada para romperse a determinada presión. Por lo general, la cabeza de seguridad acciona en caso de que la válvula de seguridad llegase a fallar.

Nivel Optico.- Como su nombre lo indica, este accesorio permite apreciar a simple vista donde se encuentra ubicada la interfase gas-líquido dentro del separador. En los campos petroleros, a este dispositivo se le conoce como nivel de cristal.

Controlador del Nivel de Líquido.- Este dispositivo es parte integral en el proceso de separación, su función es la de mantener constante el nivel de líquido requerido dentro del separador. Para que esto sea posible, es indispensable el uso de un indicador de nivel, el controlador y una válvula reguladora denominada comúnmente válvula de descarga de líquidos. El

indicador de nivel transmite al controlador la necesidad de un aumento o disminución en el mismo, y éste a su vez envía una presión proporcional a la válvula reguladora, la cual permite una mayor salida de aceite en caso de que el nivel sea alto e inversamente, restringe esta salida en caso de que el nivel sea bajo. Si la descarga de aceite del separador está conectada a un sistema de bombeo, el nivel mínimo de aceite en el separador ocasiona un cierre total de la válvula reguladora en la descarga y permite la apertura de otra válvula instalada en el sistema de bombeo, de tal forma que cuando esto ocurre, las bombas no llegan a operar en vacío sino que se quedan recirculando el aceite.

Controlador de Presión.- Este dispositivo al igual que el anterior, también forma parte integral en el proceso de separación, y su finalidad es la de mantener fija la presión a la que se desea llevar a cabo la separación de los fluidos (presión de separación). Una vez indicada en el controlador la presión requerida, éste se encarga de transmitir a la válvula de contrapresión que es también una válvula reguladora colocada en la descarga del gas, la presión necesaria para mantenerla lo suficientemente abierta, a fin de que la presión de separación prefijada no varíe.

Válvula Reguladora.- Todas las válvulas reguladoras, ya sean de presión o de nivel, se basan en el control de los ritmos de flujo que por ellas atraviesan. El flujo es controlado directamente por la acción de una válvula interna que cierra o abre según la cantidad de presión transmitida al actuador de la misma. Existen válvulas reguladoras normalmente abiertas y normalmente cerradas, la diferencia entre ambas consiste en que al aplicarles presión, las primeras cierran y las segundas abren. La selección de una válvula reguladora en un proceso de separación, depende de: la caída de presión a través de ella, la presión máxima a soportar, las limitaciones de los dispositivos de control y de las variaciones en los ritmos de flujo. En la Fig. 17, se muestra un arreglo típico de instrumentación para el control automático de operación de un separador. La Fig. 18, muestra la sección transversal de una válvula reguladora.

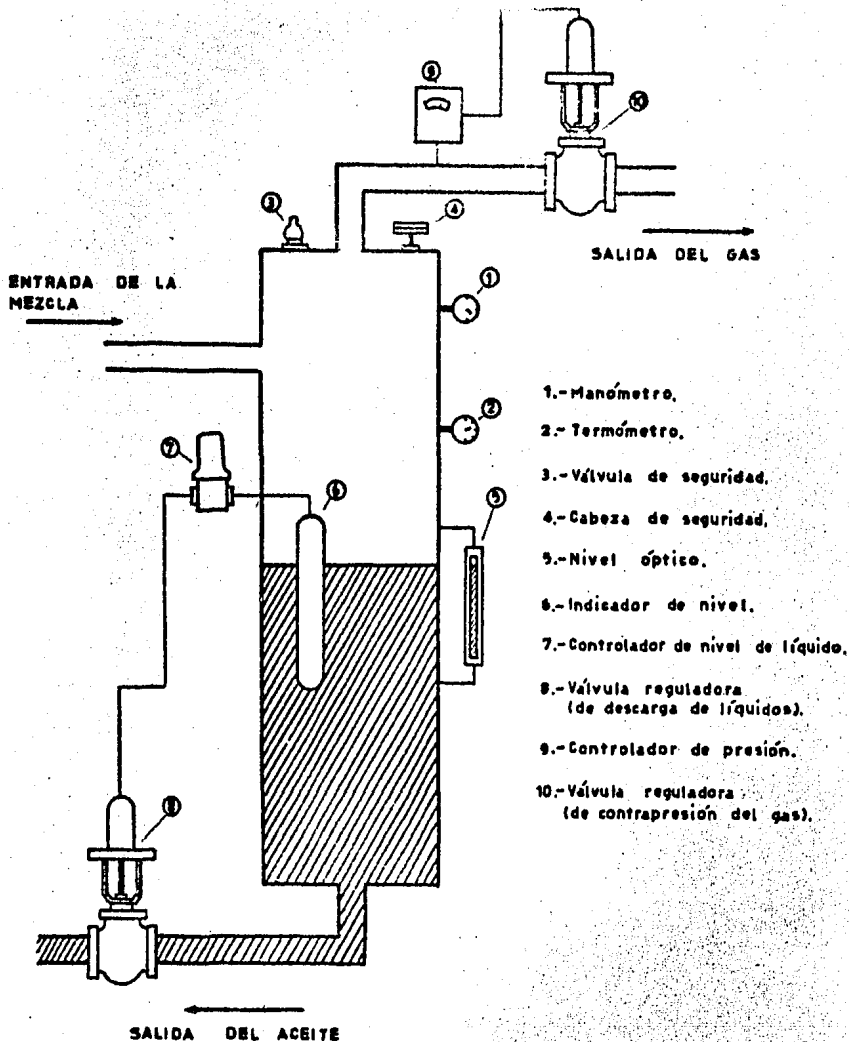
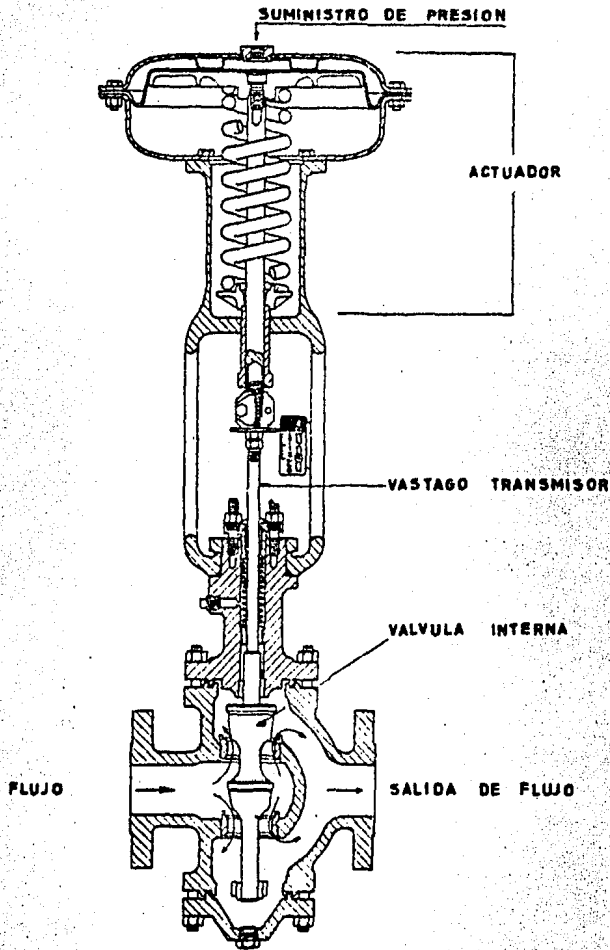


FIG. 17 ARREGLO TÍPICO DE LA INSTRUMENTACION EN UN SEPARADOR GAS-ACEITE

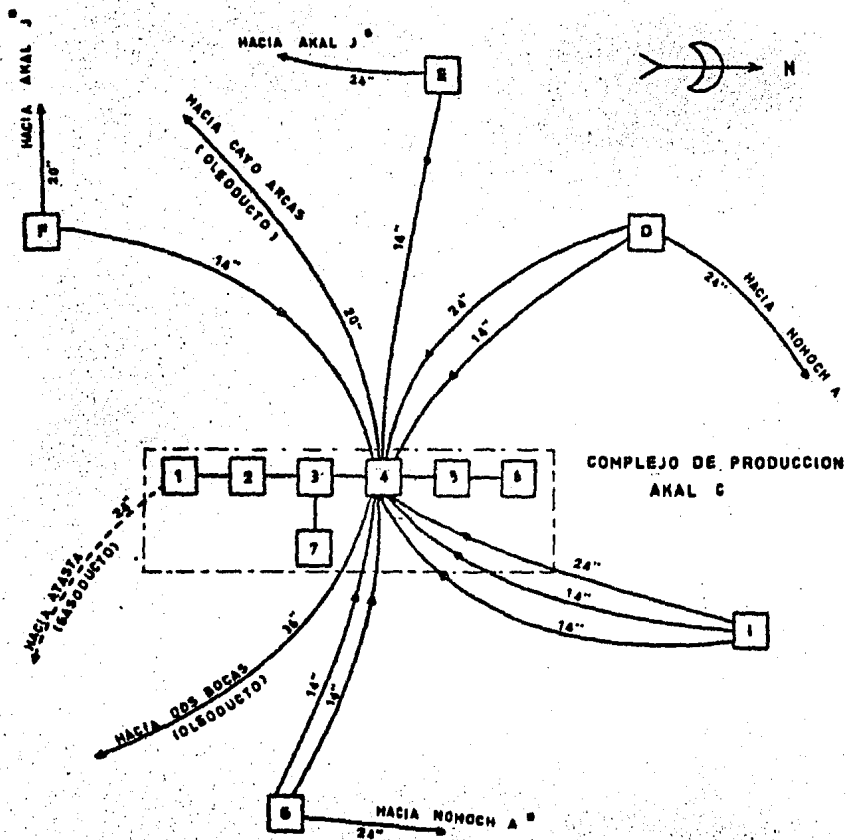


**FIG. 10 SECCION TRANSVERSAL DE UNA VALVULA REGULADORA
NORMALMENTE ABIERTA (Marca Fisher Governor Co.)**

III.5 PROCESO DE SEPARACION UTILIZADO EN EL CAMPO CANTARELL.

Una vez establecidos los conceptos básicos sobre los sistemas de separación gas-aceite, se procederá a describir el proceso de separación empleado en la plataforma de producción Akal C-1 perteneciente al complejo Akal C. Hay que tomar en cuenta que los complejos pueden contener más de una plataforma de producción, pero los procesos de separación que se emplean en ellas son muy similares entre sí.

En la Fig. 19, se muestra como están distribuidas las plataformas que integran el complejo de producción Akal C., los principales ductos con que cuenta y las plataformas satélites que suministran hidrocarburos a dicho complejo. Cabe aclarar que todas las instalaciones indicadas en la figura, pertenecen al campo Cantarell; y que, en la realidad, los oleogasoductos provenientes de las plataformas satélites no necesariamente arriban a la plataforma de enlace que es lo más común, sino que también pueden llegar a cualquiera de las otras plataformas del complejo con excepción de la habitacional. Lo anterior, se debe principalmente a la falta de espacio en la plataforma de enlace por encontrarse saturada con otros ductos, y en ocasiones al aspecto económico considerado para el tendido de las líneas.



PLAT. SATELITES	No. DE POZOS	COMPLEJO DE PROD. AKAL C
AKAL D	10	1 PLAT. DE COMPRESION
AKAL E	3	2 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-3
AKAL F	11	3 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-2
AKAL G	10	4 PLAT. DE ENLACE
AKAL H	6	5 PLAT. DE PERFORACION
PLAT. DE PERP.		6 PLAT. DE PRODUCCION AKAL C-1
AKAL C	1	7 PLAT. HABITACIONAL

FIG. 19 DISTRIBUCION DE PLATAFORMAS Y DUCTOS QUE INTEGRAN EL COMPLEJO DE PRODUCCION AKAL C

Las plataformas satélites Akal D, Akal E, Akal F y -- Akal G pueden derivar también su producción a otros complejos. Esto quiere decir, que parte del aceite producido en éstas, es procesado en el complejo Akal C y el resto en otros complejos. Los hidrocarburos que se producen en el campo Cantarell, se -- distribuyen entre los complejos de producción, considerando la capacidad de manejo que tenga cada uno de ellos, a fin de evitar represionamientos en los oleogasoductos que puedan restrin-- gir los ritmos de producción de los pozos.

Todos los oleogasoductos al llegar al complejo de pro-- ducción Akal C, ya sea en la plataforma de enlace o en cual--- quier otra plataforma, descargan a un cabezal colector general que tiene la función de distribuir la mezcla de hidrocarburos-- a cada una de las plataformas de producción, Fig. 20.

a) Proceso de Separación Utilizado en la Plataforma de--
Producción Akal C-1.

En la plataforma de producción, como se dijo con ante-- rioridad, es donde se lleva a cabo la separación y medición -- del gas y el aceite; y además, mediante equipo de bombeo se -- envía a éste último a los centros de distribución, almacenamien-- to o de refinación. A estas plataformas, es común que en el -- campo se les denomine baterías de separación, por lo que en --

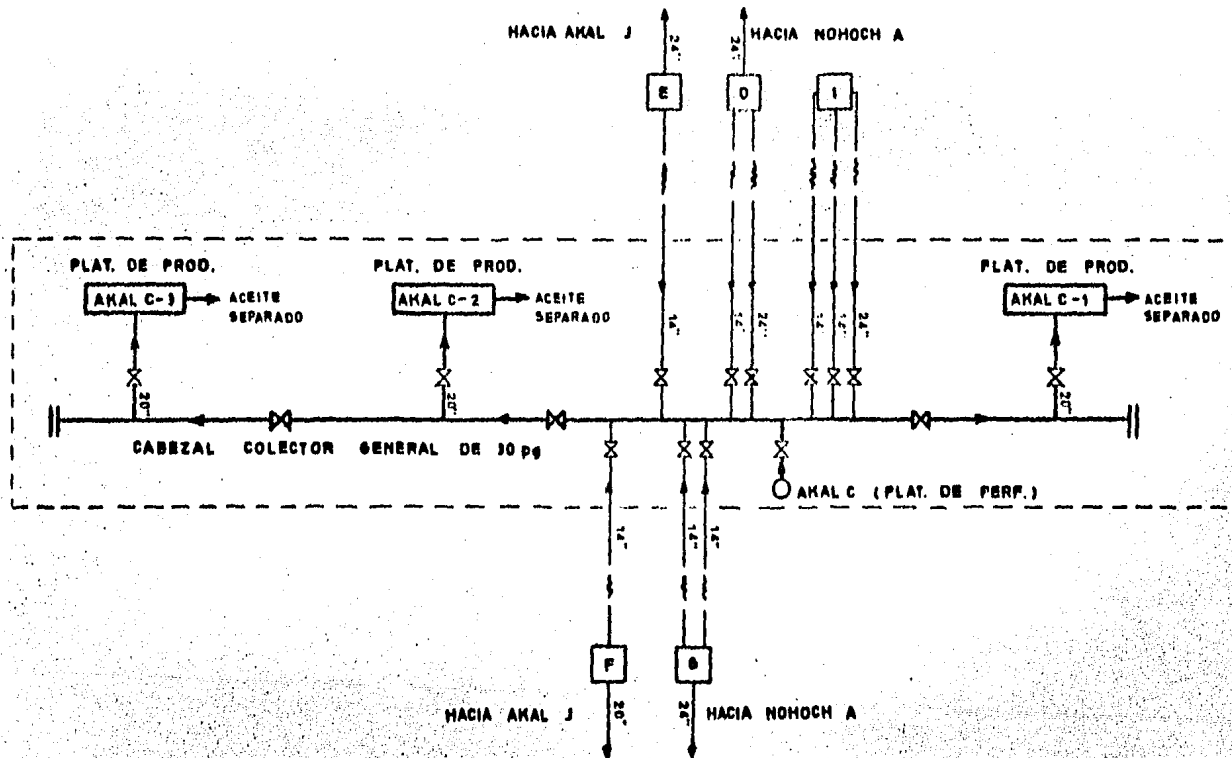


FIG. 20 DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION EN EL COMPLEJO AKAL C

adelante se les designará de esta manera.

El diagrama de flujo de los hidrocarburos en la batería Akal C-1, está representado en la Fig. 21. Como puede observarse, la mezcla entra a los separadores de la primera etapa, que operan normalmente a una presión de 100 lb/pg^2 , y es en estos donde se libera la mayor parte del gas disuelto en el aceite - (aproximadamente el 85%); el gas separado se hace pasar a través de un rectificador a fin de quitarle los condensados, y se envía directamente a compresión. Mientras tanto el aceite recuperado se traslada al separador de la segunda etapa (tanque de balance), el cual opera a una presión de 14.22 lb/pg^2 , y es en donde prácticamente se libera el resto del gas disuelto; -- éste último también se mide, se rectifica y se envía a compresión. El aceite recuperado en esta etapa, se manda a un sistema de bombeo donde se le suministra la energía necesaria para su transporte; pero antes de enviarlo a cualquier lado, se conduce a través del paquete de medición, en donde se determina el volumen de aceite crudo que sale del sistema.

A fin de poder entender de una manera integral, pero somera, el sistema de manejo de los fluidos separados en las baterías de la zona marina, es conveniente indicar los siguientes aspectos:

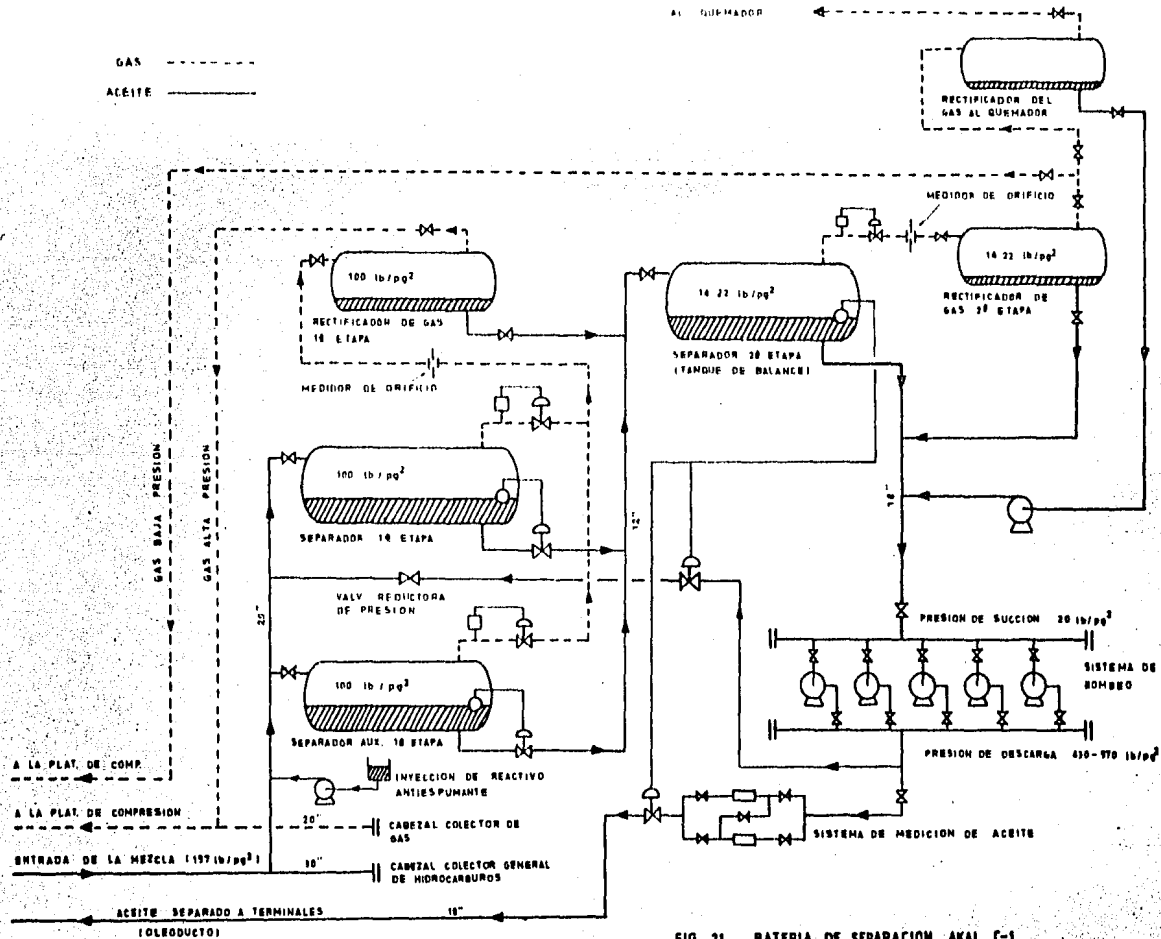


FIG. 21 BATERIA DE SEPARACION ALKAL C-1
(diagrama de flujo de los hidrocarburos)

- El aceite procesado se envía por medio de oleoductos - a Dos Bocas y Cayo Arcas; en estos lugares se le conduce a través de un equipo de estabilización antes de -- ser distribuido o almacenado.

- El gas de alta y baja presión que sale de la batería, - bajo condiciones normales de operación, se envía a la plataforma de compresión donde se deshidrata, se endulza una parte para utilizarlo como combustible, y el resto se recomprime para enviarlo a las instalaciones de procesamiento en tierra. Cuando el gas no puede ser -- manejado en dicha plataforma por cualquier anomalía en el equipo, éste se manda hacia el quemador.

A continuación se presentan algunas características del equipo que integra el sistema de separación, y su distribución de acuerdo a como se encuentra instalado en cada uno de los -- tres niveles que componen a la plataforma de producción Akal - C-1, Fig. 22 (20).

Primer Nivel:

1.- Sistema de Separación

- (a) Un separador rectificador del gas al quemador --

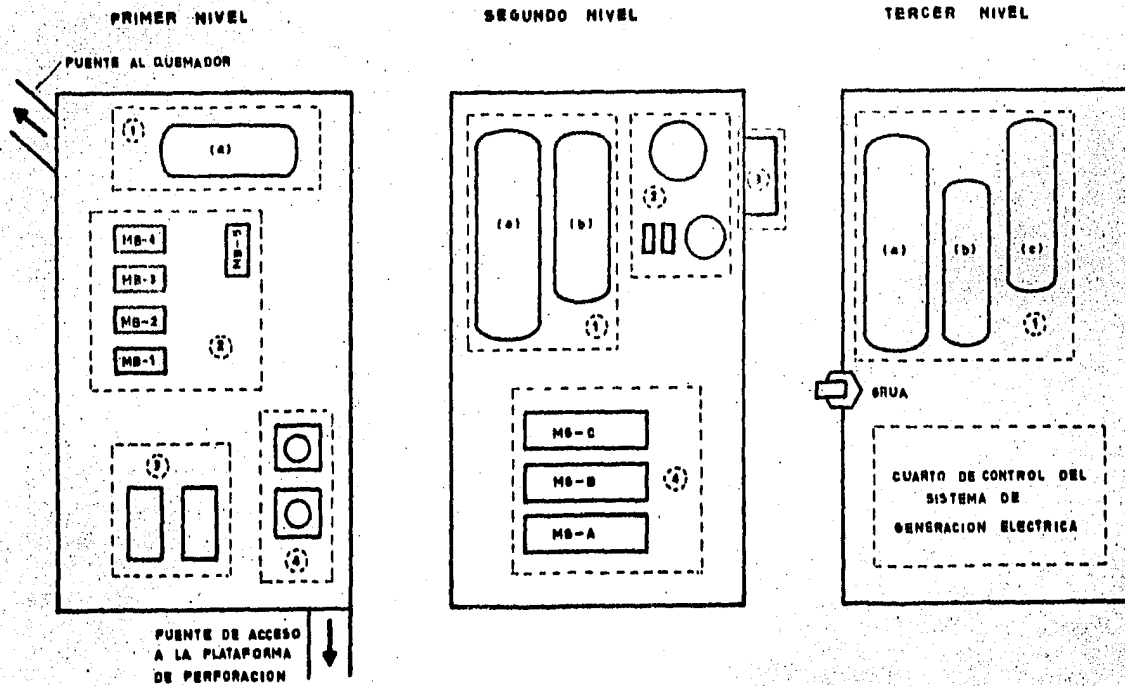


FIG. 22 EQUIPO INSTALADO EN CADA NIVEL DE LA PLATAFORMA DE PRODUCCION AKAL C-1

de 72 pg de diámetro por 15 pies de longitud, --
"Pro Lab ML Houston Tex.", tipo horizontal y --
capacidad para 60 MMPCD* de gas.

- 2.- Sistema de Bombeo de Aceite.
- 3.- Sistema de Compresión de Aire para Instrumentos.
- 4.- Sistema de Contraincendio.

Segundo Nivel:

1.- Sistema de Separación.

(a) Un separador de primera etapa de 102 pg de diámetro por 35 pies de longitud, "Smith Industries Inc.", 550 lb/pg², 200 °F, tipo horizontal y -- capacidad para 145 MBPD de aceite.

(b) Un separador auxiliar de primera etapa de 72 pg- de diámetro por 30 pies de longitud, tipo -- horizontal y capacidad para 35 MBPD de aceite.

- 2.- Sistema de Almacenamiento y Centrifugación de Com-- bustible (diesel).
- 3.- Sistema de Medición de Aceite.
- 4.- Sistema de Generación Eléctrica.

Tercer Nivel:

1.- Sistema de Separación.

* Millones de pies cúbicos por día, a las condiciones estándar.

- (a) Un separador de segunda etapa (tanque de balance) de 102 pg de diámetro por 60 pies de longitud, -- "Smith Industries Inc.", tipo horizontal y capacidad para 180 MBPD de aceite.
- (b) Un separador rectificador de primera etapa de 72 pg de diámetro por 20 pies de longitud, "Trico - Superior Inc.", 150 lb/pg², 650 °F, tipo horizontal y capacidad para 75 MMPCD de gas.
- (c) Un separador rectificador de segunda etapa de 52 pg de diámetro por 15 pies de longitud, tipo -- horizontal y capacidad para 45 MMPCD de gas.

Atendiendo a las características del equipo instalado; - la batería Akal C-1 cuenta con una capacidad de separación de aceite de 180 MBPD, una capacidad de separación de gas de 120-MMPCD y una capacidad de bombeo de 255 MBPD.

De lo descrito anteriormente y tomando en cuenta los -- aspectos teóricos sobre el proceso de separación del aceite y el gas, es factible hacer las siguientes observaciones:

- Los separadores de la batería Akal C-1 contienen todas las partes mencionadas en el inciso III.2.a, y son de tipo horizontal debido a que el aceite producido en el

campo Cantarell, tiene tendencia a formar espuma estable; a la gran capacidad que tienen para manejar gas y a la facilidad con que pueden instalarse. La formación de espuma en los separadores, ocasiona arrastre de -- hidrocarburos líquidos en la corriente de gas, lo cual debe evitarse para no quemarlos, ni enviarlos a compresión. Esto se logra inyectando en forma continua un -- reactivo antiespumante a la mezcla de hidrocarburos, - antes de que entre al proceso de separación. Cabe - - también indicar que con los separadores horizontales, - al tener mayor área de interfase gas-líquido, se logra una mejor separación del gas disuelto en el aceite.

- Los rectificadores se colocan en la descarga del gas - de primera y segunda etapa, a fin de retener los líqui dos que pudiera llevar la corriente de gas que se - - envía a las compresoras o al quemador. Estos dispositi vos también son horizontales, y a diferencia de los -- separadores convencionales, carecen de accesorios inter nos, aunque en algunos casos, están provistos con un - extractor de niebla.

- La selección del número de etapas de separación en la batería, se efectuó considerando las limitaciones de espacio y de carga en las plataformas, así como los costos por instalación de equipo y personal para mantenerlo en operación. Debido a esto, se optó por instalar un sistema de dos etapas, y al aceite separado, enviarlo a una tercera etapa ubicada en las terminales de distribución y almacenamiento.

Las presiones de operación originales en cada etapa de separación de la batería, se han modificado como a continuación se explica:

- Originalmente no existían módulos de compresión y el gas separado se quemaba íntegramente, pero la primera etapa se operaba a la presión que le permitiera una mayor producción de aceite; sin embargo en la segunda, la presión de operación se mantenía lo más alta posible (50 lb/pg² aprox.), con el fin de aprovechar el gas disuelto en el aceite que se enviaba a las instalaciones en tierra. Posteriormente se instalaron los módulos de compresión, y la presión en la primera etapa se ajustó para que el gas separado pudiera entrar directamente al sistema de compresión.

Por otra parte, como se pretende poner fuera de operación la estabilizadora y el barco cautivo situados en Cayo Arcas, debido a los costos que representa mantener a este equipo operando, se ha reducido la presión en el separador de la segunda etapa (14.22 lb/pg^2), a fin de obtener el mayor grado de estabilización del -- aceite antes de transportarlo.

CAPITULO IV SISTEMA DE MEDICION

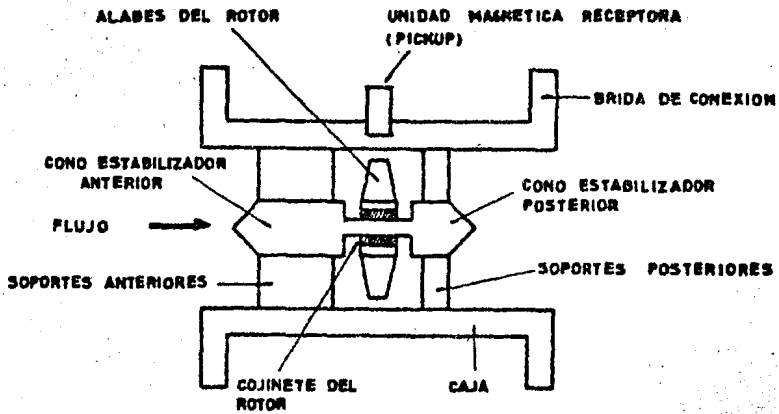
La cuantificación de los fluidos manejados en la batería de separación, es de vital importancia en el control de la -- producción del campo, a fin de que su explotación se realice -- en forma racional; asimismo, es indispensable para proveer los volúmenes requeridos en las terminales de distribución y almacenamiento. A continuación, se describen los sistemas de medición utilizados en la batería Akal C-1.

IV.1 MEDICION DE ACEITE

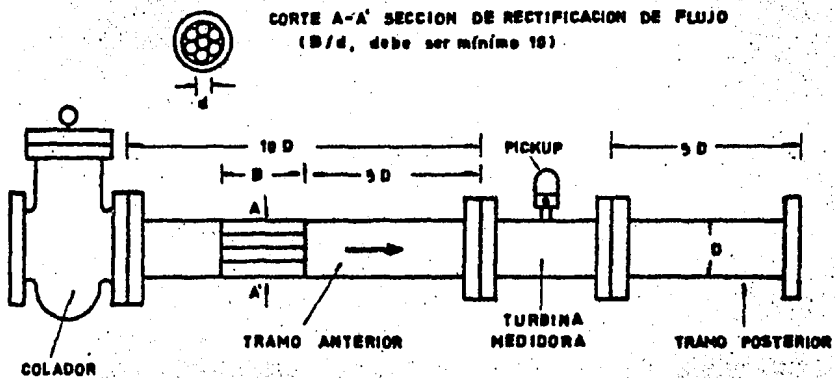
a) Turbina Medidora de Flujo ⁽²¹⁾

El volumen de aceite que sale de la batería, se determina a través de un sistema constituido principalmente por un -- medidor de turbina de flujo axial.

Este dispositivo está formado por una caja cilíndrica -- de acero inoxidable, parecida a un carrete de tubería bridada, dentro de la cual se aloja un rotor con aspas, exactamente -- balanceado y colocado coaxialmente al eje de la tubería; además tiene una unidad magnética situada muy cerca del rotor, pero -- sin penetrar en la pared de la caja, Fig. 23(a).



(a)



(b)

FIG. 23 PARTES Y CARACTERISTICAS DE INSTALACION DE LA TURBINA MEDIDORA

Funcionamiento e instalación de la turbina medidora.

El aceite entra previamente a un rectificador de flujo para reducir la turbulencia y posteriormente atravesar la sección donde se encuentra colocado el rotor. El fluido al pasar a través de la caja medidora, imparte una velocidad angular -- al rotor de la turbina (rpm), la cual es proporcional a la velocidad lineal del fluido en movimiento. Los álabes del rotor -- están contruidos de un material con propiedades magnéticas, -- que generan una señal al pasar por el campo magnético de la -- unidad receptora. La frecuencia y amplitud de esta señal, son -- los parámetros que determinan la cantidad de aceite que sale -- del sistema. En la batería, los contadores digitales propor -- cionan este dato directamente en barriles.

La instalación de la turbina medidora en la batería -- Akal C-1, se efectuó bajo las siguientes características a --- fin de aumentar la precisión en la medición ⁽²²⁾, Fig. 23(b).

- El tramo anterior al medidor, tiene aproximadamente -- diez veces el diámetro de la tubería, Dicho tramo -- contiene una sección rectificadora de flujo colocada -- a cinco diámetros antes de la turbina.
- Los tubos pequeños que integran la sección de rectifi-

cación, tienen una longitud de 2 a 3 veces el tamaño del diámetro de la tubería. El número de tubos individuales en dicha sección está dado por la relación de la longitud entre el diámetro (B/d), y debe tener un valor mínimo de 10. El tramo posterior a la turbina tiene una distancia de cinco veces el diámetro del mismo.

- Adicionalmente y antes de que el flujo de aceite pase a través de las instalaciones especificadas, existen dispositivos de protección tales como son: filtros, trampas para sedimentos, etc.

El paquete de medición de aceite de la batería está integrado por dos turbinas medidoras, de las cuales, una se mantiene en constante operación (turbina medidora de producción), y la otra sólo se utiliza para verificar el funcionamiento de la primera, o para sustituirla cuando haya necesidad de repararla. En la Fig. 24, se puede apreciar el arreglo del paquete de medición y la manera de verificar el funcionamiento de la turbina de producción. Como puede observarse, la Fig. 24(a) representa el flujo a través de la turbina de producción, que es como debe operar normalmente; en la Fig. 24(b), se han colocado en serie la primera y la segunda turbina, de manera que -

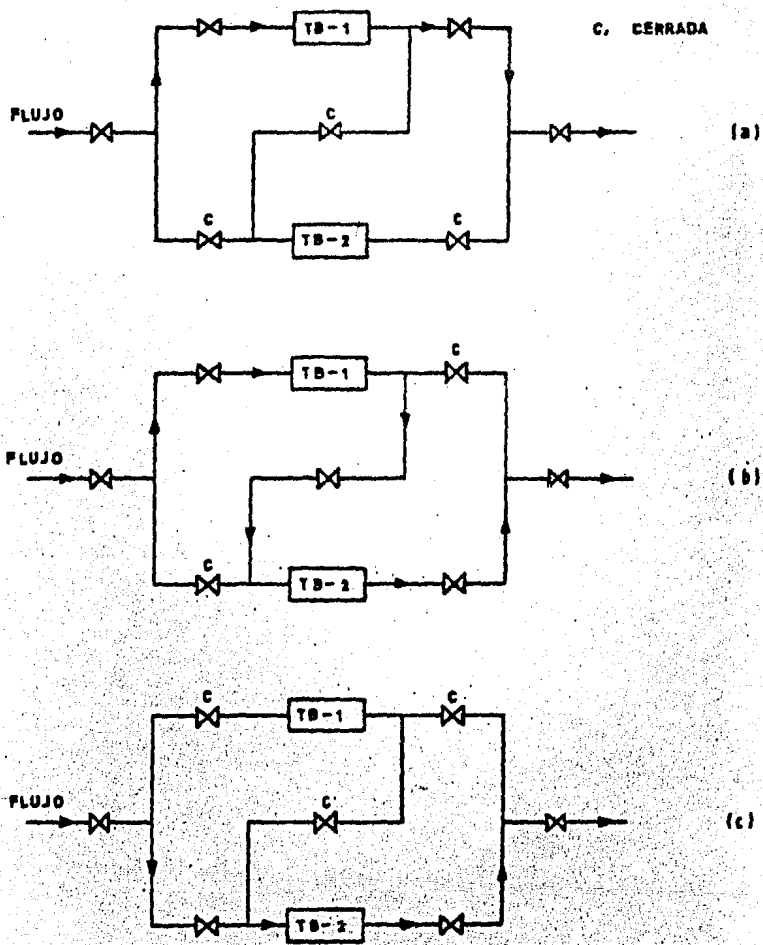


FIG. 24 PAQUETE DE MEDICION DE ACEITE INSTALADO EN AKAL C-1
 (formas de medición del flujo)

el volumen de aceite a medir sea el mismo en ambas. En caso de que los contadores de cada turbina señalen valores diferentes en un mismo lapso, habrá necesidad de revisar a la primera de ellas a fin de que estos concuerden. En la Fig. 24(c), se muestra un cambio en el flujo de aceite, para que éste pueda medirse a través de la segunda turbina, mientras se encuentre en -- reparación la de producción.

IV.2 MEDICION DE GAS

a) Placa de Orificio⁽²³⁾.

La medición del gas separado en la batería se efectúa -- por medio de una placa de orificio (elemento primario de medición), colocada en las tuberías que transportan a dicho gas; - el uso de este dispositivo se debe principalmente a su bajo -- costo, a su fácil instalación y a su gran precisión cuando se emplea apropiadamente. Cuando por condiciones de operación se espera que en forma frecuente sea necesario reemplazar la placa de orificio, se instala un dispositivo conocido como "porta orificio" el cual permite realizar el cambio sin suspender el flujo.

El principio de funcionamiento de la placa de orificio, - está basado en la relación que existe entre la velocidad del - fluido y la pérdida de presión ocasionada, al pasar éste a - -

través de una restricción en la tubería. La pérdida de presión causada por la placa de orificio, es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido. Lo anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$h_w \propto v^2 \quad 4.1$$

Eliminando el signo de proporcionalidad y considerando la ecuación de continuidad, queda:

$$h_w = K v^2 \quad 4.2$$

$$Q = K A (h_w)^{1/2} \quad 4.3$$

donde:

- Q, cantidad de flujo.
- h_w , caída de presión.
- K, coeficiente de descarga (cte.).
- A, área de la restricción (cte.).

Al pasar el fluido a través del elemento primario de medición aumenta su velocidad, al mismo tiempo que disminuye su presión estática. Como puede verse en la Fig. 25, hay un ligero aumento en la presión antes de llegar el fluido a la res

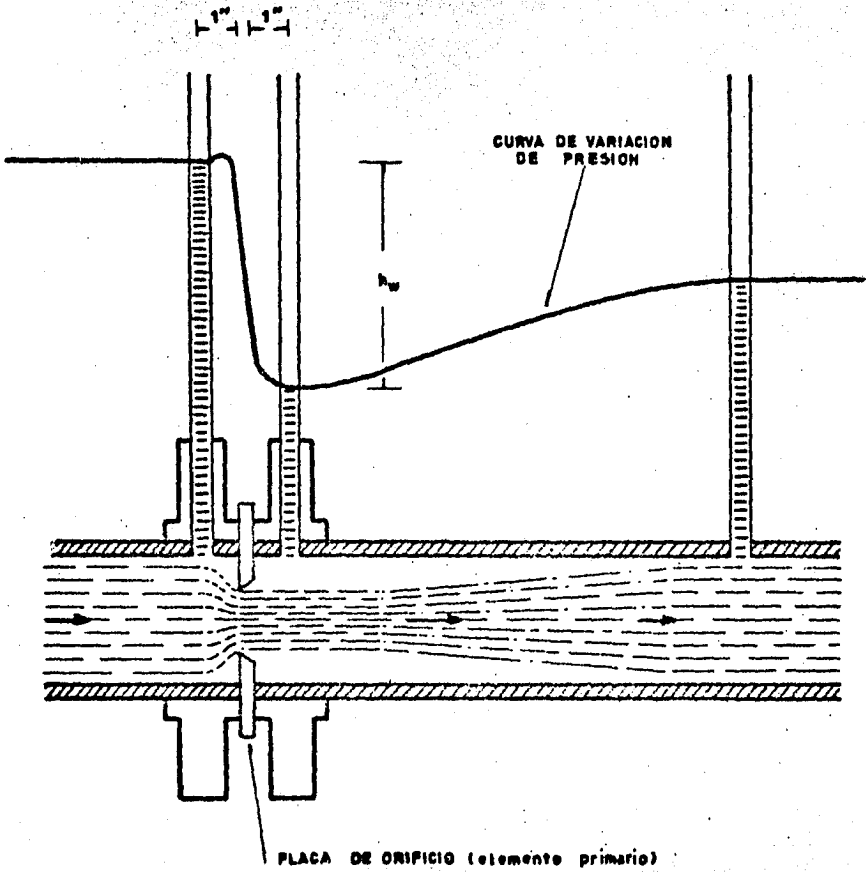


FIG. 25 FLUJO A TRAVES DE UN ORIFICIO (tomas bridas)

tricción, después de ésta, la presión disminuye y posteriormente aumenta pero no en su totalidad. La diferencia entre las presiones antes y después del elemento primario, se le conoce como presión diferencial, e indica la velocidad del fluido que pasa a través de dicha restricción.

La presión diferencial y la presión estática que se tiene después de la restricción, se transmiten a través de tubos delgados al instrumento registrador de presiones, donde por medio de estiletes se van graficando en una carta circular la cual tiene una escala radial de 0-24 horas con subdivisiones cada cuarto de hora, y otra concéntrica de raíz cuadrada, a fin de que los valores graficados sean los de $(h_w)^{1/2}$ y $(P_e)^{1/2}$.

Con base en el teorema de Bernoulli, se desarrolló una expresión matemática que permite calcular el gasto de gas que pasa por el orificio, partiendo de las presiones graficadas en el registrador. Dicha expresión es la siguiente:

$$Q_g = C' (h_w P_e)^{1/2} \quad 4.4$$

En la que C' es la constante de orificio y es el producto de varios factores.

$$C' = F_b M F_{pb} F_{tb} F_g F_{tf} F_{pv} F_r F_a F_m Y_2 \quad 4.5$$

De lo anterior, la ecuación 4.4 puede expresarse como --
sigue:

$$Q_g = F_b M F_{pb} F_{tb} F_g F_{tf} F_{pv} F_r F_a F_m Y_2 (h_w P_e)^{1/2} \quad 4.6$$

donde:

Q_g , gasto de gas a condiciones estándar, pie³/hora

F_b , factor básico de orificio.

M , factor por rango del registrador con gráfica de raíz --
cuadrada L-10.

$$M = 0.01 (R_h R_p)^{1/2}$$

R_h , rango del elemento de presión diferencial, pg de --
agua.

R_p , rango del elemento de presión estática, lb/pg².

F_{pb} , factor por presión base.

$$F_{pb} = 14.73 / P_b$$

P_b , presión base del lugar, lb/pg² abs.

F_{tb} , factor por temperatura base.

$$F_{tb} = T_b / 520$$

T_b , temperatura base del lugar, °R.

F_g , factor por densidad.

$$F_g = (1 / G)^{1/2}$$

G , densidad relativa del gas (aire = 1.0).

F_{tf} , factor por temperatura de flujo.

$$F_{tf} = 520 / T_f$$

T_f , temperatura de flujo, °R.

F_{pv} , factor de supercompresibilidad.

$$F_{pv} = 1 / (Z)^{1/2}$$

Z , factor de compresibilidad.

F_r , factor de corrección por número de Reynolds.

F_a , factor por expansión térmica de la placa.

F_m , factor para registradores con mercurio, $F_m = 1.0$ cuando se usa otro tipo de registrador.

Y_2 , factor de corrección por expansión del gas, basado en la presión estática tomada después del orificio.

h_w , diferencial de presión, pg de agua.

P_e , presión estática, lb/pg² abs.

En la práctica, los valores de los factores utilizados en el cálculo de la constante de orificio, se obtienen por medio de fórmulas (24) o de manuales, donde se encuentran tabu-

lados en función de las variables de que dependen. De estos -- factores, los valores de M y F_b son los más considerables, ya que los restantes se aproximan a la unidad. A cada orificio en particular, corresponde un valor de C' el cual se puede ajustar, para obtener el gasto directamente en pies³/día, o en cualquier otra unidad que sea congruente.

Para obtener buenos resultados en la medición, es necesario que la placa de orificio quede instalada según las recomendaciones propuestas por la American Gas Association⁽²⁴⁾, y que a continuación se describen muy brevemente:

- El orificio debe quedar concéntrico a la tubería y -- su parte biselada hacia el lado de baja presión; -- asimismo, el espesor de la placa debe ser el adecuado para evitar la deformación o rotura que pueda ocasionarle la presión a la que se encuentre sometida.
- El diámetro del orificio con respecto a la tubería, -- debe seleccionarse entre los límites de un rango permisible.
- Los accesorios contenidos en la tubería (codos, válvulas reguladoras, etc.) cercanos al elemento primario, --

originan turbulencias en el flujo que deben ser eliminadas; por tal motivo, los tramos colocados antes y -- después del dispositivo de medición deben tener ciertas dimensiones que dependen de dichos aditamentos.

- En ocasiones es necesario usar una sección rectificadora antes del orificio a fin de que el flujo sea de tipo laminar, sin embargo se puede prescindir de este dispositivo, cuando la tubería ha sido instalada de acuerdo a las características mencionadas.

Por lo general, las placas de orificio en la batería, -- están sujetas por medio de bridas, en las que se encuentran -- colocadas las tomas de alta y baja presión, aproximadamente a una distancia de 1 pg a ambos lados de la placa.

IV.3 MEDICION DE POZOS

Como ya se mencionó con anterioridad, en los cabezales -- de recolección de los pozos localizados en el piso de producción de las plataformas de perforación, se tienen los cabezales de prueba que permiten cuando se requiere, descargar la -- producción de cualquier pozo al separador de prueba. Las fases

líquida y gaseosa que salen del separador se miden utilizando generalmente medidores de orificio, para después descargar - - ambas corrientes a la línea que conduce la producción total de los pozos perforados en la plataforma, a la batería de separación. Es común que para poder efectuar la medición de un pozo y reincorporar en el cabezal de grupo, el aceite y el gas que salen del separador, se estrangulen los otros pozos a fin de - - abatir la presión de operación de dicho cabezal.

En relación con este sistema de medición, cabe hacer - - los siguientes comentarios:

- Como la mayor parte de los pozos se localizan en las - - plataformas satélites, en las que generalmente no se cuenta con personal en forma permanente, dá lugar a -- que la medición por pozo se realice sólo en forma - -- esporádica.
- De la breve descripción realizada del sistema, se - - puede deducir que para medir la producción de un pozo, se requiere personal especializado y tiempo para efectuar operaciones en cierta forma complicadas, como son: el cambio de la descarga del pozo del cabezal de grupo al de prueba, el estrangulamiento de pozos cuando se -

requiere y la habilitación del equipo de medición.

- En general los datos de producción obtenidos con este sistema, aunque proporcionan una buena estimación, no son tan precisos ya que el aceite medido mantiene gas en solución, esto es debido a que la presión de operación del separador de prueba necesariamente es mayor que la atmosférica. Sería conveniente implementar factores de ajuste para estas mediciones, los cuales se podrían determinar a partir de datos PVT de los fluidos o mediante correlaciones empíricas.

De todo lo anterior, y considerando que la historia de producción de los pozos es un factor primordial en diversos estudios de ingeniería para la explotación de los hidrocarburos, se puede concluir que resulta importante investigar la posibilidad de desarrollar un sistema de medición, que permita realizar esta operación en forma más práctica y precisa.

CAPITULO V

PROCESO DE DESHIDRATAACION DEL ACEITE CRUDO

El aceite que se envía a las terminales para su exportación o refinación, debe contener una mínima cantidad de impurezas, tales como agua, sal y otros residuos a fin de evitar que se castigue el precio del crudo, en caso de que éste se exporte; o también para reducir los daños que se puedan ocasionar al equipo utilizado en su refinación. De lo anterior se puede deducir la importancia que tienen los procesos de deshidratación y desalado en campos productores de aceite con altos porcentajes de agua.

Actualmente el aceite que se produce en el campo Cantarell, carece de las impurezas antes mencionadas, por lo cual hasta el momento no ha sido necesario emplear ningún sistema para limpiarlo. Sin embargo, se espera que conforme vaya avanzando la explotación del campo, se tenga producción de agua en el aceite, pudiendo ser ésta, la de invasión por el empuje hidráulico natural del yacimiento o la inyectada para efectos de recuperación secundaria.

La razón por la cual se efectúa la deshidratación en el campo, es la de reducir el volumen de agua que se mueve a

través del sistema de transporte. Mientras más pronto se elimine el agua del petróleo crudo, se consumirá menos energía en el equipo de bombeo, serán factibles tuberías de diámetros menores y se reducirán los problemas de corrosión en el sistema.

V.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES MANEJADOS EN EL ANALISIS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATAACION Y DESALADO DE CRUDOS ⁽²⁵⁾.

Emulsiones.- El agua producida en los campos petroleros puede manifestarse en forma separada o de emulsión. Las emulsiones de agua en aceite, son la dispersión de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes. Para formar una emulsión, es necesario además del agua y el aceite, la agitación y la presencia de un agente emulsificante que estabilice la mezcla. Los emulsificantes presentes en el aceite son: asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos, arcillas, etc. Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante, que la aísla tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película, depende la estabilidad de la emulsión.

Salmuera.- Se denomina así, a una solución formada por sales disueltas en agua. En los campos petroleros, las sales

se encuentran presentes en las formaciones productoras, y son llevadas a la superficie por medio del agua producida en el -- aceite. La concentración y tipos de sales que se tengan, dependen de las características de la formación.

Deshidratación.- Es el proceso de separación del agua -- del petróleo crudo, en el que se utilizan comúnmente: sistemas mecánicos tales como tanques deshidratadores; vasijas electrostáticas de alto voltaje para romper la emulsión y permitir que las gotas de agua se unan para que se separen por gravedad; o también, tratadores-calentadores para disminuir la viscosidad del aceite e incrementar la velocidad de asentamiento de las gotas de agua.

El objetivo esencial de la deshidratación del crudo es reducir su contenido de sal a menos de 100 libras por cada mil barriles. Este proceso, por lo general, se realiza en el campo.

Desalado.- Es el proceso de eliminación de la sal contenida en el petróleo contaminado con salmuera. Esto es posible incorporando agua de lavado al petróleo a fin de diluir la -- salmuera, y posteriormente eliminar la mezcla de agua resultante mediante unidades electrostáticas.

se encuentran presentes en las formaciones productoras, y son llevadas a la superficie por medio del agua producida en el -- aceite. La concentración y tipos de sales que se tengan, dependen de las características de la formación.

Deshidratación.- Es el proceso de separación del agua -- del petróleo crudo, en el que se utilizan comúnmente: sistemas mecánicos tales como tanques deshidratadores; vasijas electros-táticas de alto voltaje para romper la emulsión y permitir que las gotas de agua se unan para que se separen por gravedad; o también, tratadores-calentadores para disminuir la viscosidad del aceite e incrementar la velocidad de asentamiento de las - gotas de agua.

El objetivo esencial de la deshidratación del crudo es reducir su contenido de sal a menos de 100 libras por cada mil barriles. Este proceso, por lo general, se realiza en el campo.

Desalado.- Es el proceso de eliminación de la sal contenida en el petróleo contaminado con salmuera. Esto es posible incorporando agua de lavado al petróleo a fin de diluir la -- salmuera, y posteriormente eliminar la mezcla de agua resultante mediante unidades electrostáticas.

El propósito esencial del desalado, es abatir el contenido de sal en el crudo a menos de 10 libras por cada mil barriles. Esto se lleva a cabo comúnmente en refinерías.

Desemulsificantes.- Son agentes activos de superficies que promueven la separación del petróleo y el agua. El efecto del desemulsificante tiene lugar en la interfase formada por las gotas de agua y el aceite, de tal manera que es ahí donde debe actuar para romper la película que ha provocado la emulsión.

Los reactivos desemulsificantes se requieren necesariamente, tanto en el proceso de deshidratación como en el desalado de crudos.

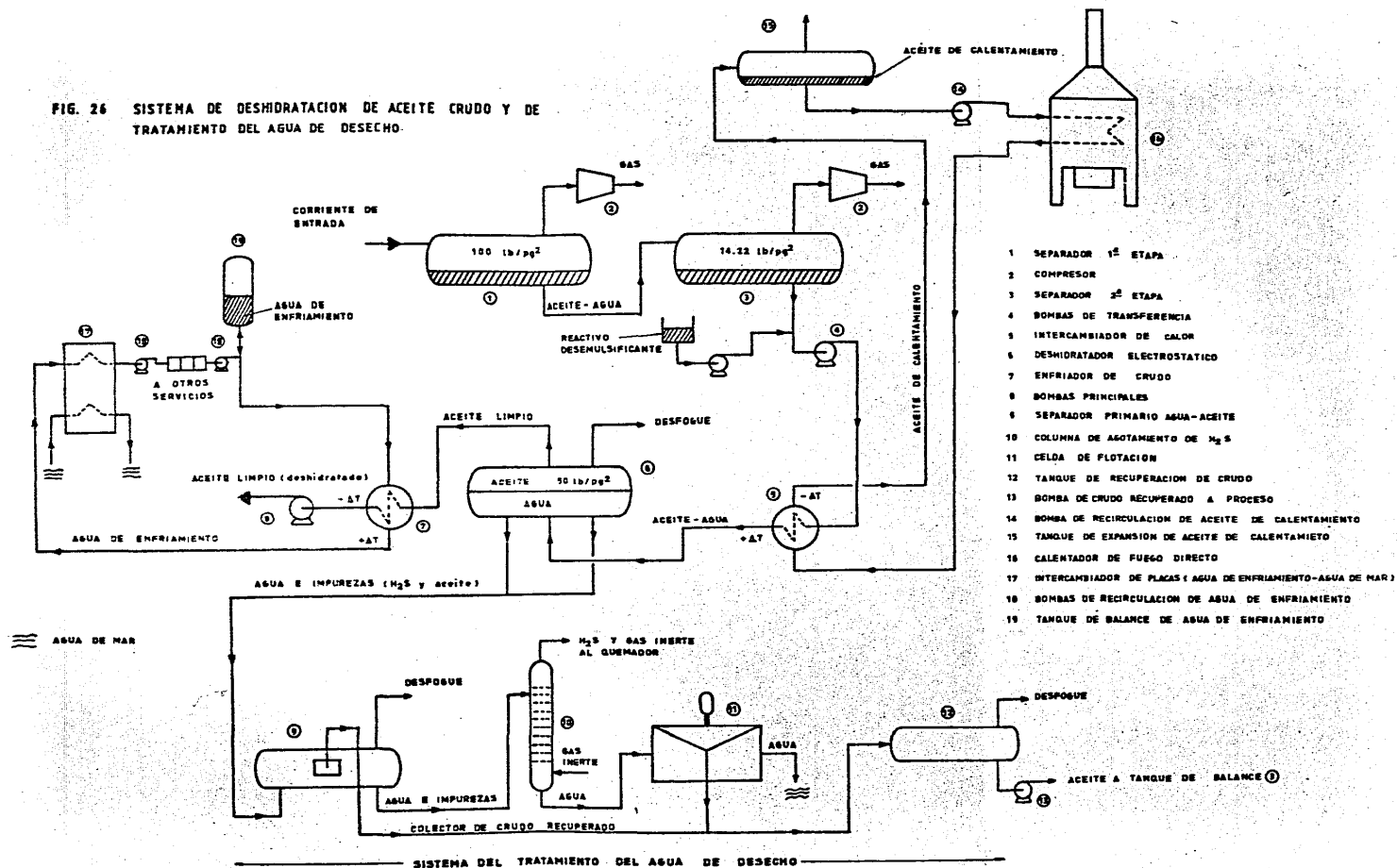
La deshidratación del aceite puede realizarse mediante una variedad de equipos tales como, eliminadores de agua libre, calentadores, tanques deshidratadores, tratadores termoquímicos convencionales y/o tratadores electrostáticos⁽²⁶⁾. El empleo de cualquiera de estos sistemas en el tratamiento de emulsiones, depende principalmente de las características de crudo en particular, entre las que se tiene: el tipo de emulsión, el tamaño de las gotas de la fase dispersa, el contenido de agua y la salinidad de la misma.

V.2 DESCRIPCION DEL PROCESO DE DESHIDRATACION.

Como ya se mencionó, en el campo Cantarell actualmente no se produce agua, por lo que no se cuenta con ningún sistema para deshidratar el aceite, sin embargo es muy probable que en el futuro se utilice uno parecido al que a continuación se describe.

En la Fig. 26, se presenta un diagrama de flujo del sistema para deshidratar el crudo. Como puede observarse, a la emulsión que sale del separador de segunda etapa, se le agrega un reactivo desemulsificante y por medio de unas bombas de transferencia se conduce a un intercambiador, donde se incrementa su temperatura; una vez realizada esta operación, el aceite entra al deshidratador electrostático, en el cual un sistema de rejillas cargadas de alto voltaje se encargan de separar el aceite y el agua emulsificada. El agua se envía al sistema de tratamiento para eliminarle impurezas y el aceite que sale del deshidratador, se hace pasar a través de un sistema de enfriamiento para disminuir su temperatura, a fin de evitar posibles daños al recubrimiento de las líneas submarinas. Ya con la temperatura adecuada, éste pasa a través de un sistema de bombeo que se encarga de incrementar su presión, para posteriormente filtrarlo, medirlo y enviarlo a los cen-

FIG. 26 SISTEMA DE DESHIDRATACION DE ACEITE CRUDO Y DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE DESECHO.



- 1 SEPARADOR 1^a ETAPA
- 2 COMPRESOR
- 3 SEPARADOR 2^a ETAPA
- 4 BOMBAS DE TRANSFERENCIA
- 5 INTERCAMBIADOR DE CALOR
- 6 DESHIDRATADOR ELECTROSTATICO
- 7 ENFRIADOR DE CRUDO
- 8 BOMBAS PRINCIPALES
- 9 SEPARADOR PRIMARIO AGUA-ACEITE
- 10 COLUMNA DE AGOTAMIENTO DE H₂S
- 11 CELDA DE FLOTACION
- 12 TANQUE DE RECUPERACION DE CRUDO
- 13 BOMBA DE CRUDO RECUPERADO A PROCESO
- 14 BOMBA DE RECIRCULACION DE ACEITE DE CALENTAMIENTO
- 15 TANQUE DE EXPANSION DE ACEITE DE CALENTAMIENTO
- 16 CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO
- 17 INTERCAMBIADOR DE PLACAS (AGUA DE ENFRIAMIENTO-AGUA DE MAR)
- 18 BOMBAS DE RECIRCULACION DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
- 19 TANQUE DE BALANCE DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

SISTEMA DEL TRATAMIENTO DEL AGUA DE DESECHO

tros de distribución y almacenamiento.

El empleo del equipo mencionado, se justifica por su -- bajo costo, su fácil instalación en espacios limitados y por -- su alta eficiencia en el manejo de grandes volúmenes de aceite en tiempos relativamente reducidos. El deshidratador electrostático es común que sea horizontal y en ocasiones puede ser -- más de uno, dependiendo esto, del volumen de emulsión que se -- requiera manejar. También es posible que el aceite enviado a -- las terminales de distribución y almacenamiento, reciba en éstas, otro tratamiento adicional con el fin de mejorar aún más -- la calidad del mismo.

Cabe indicar que el sistema descrito carece de equipo -- para separar el agua libre que comúnmente se manifiesta, ya -- que está diseñado para eliminar únicamente el agua que se presenta en forma de emulsión. Para esta situación, debe de considerarse la incorporación de equipo adicional tal como eliminadores de agua libre.

CAPITULO VI

SISTEMA DE BOMBEO

El sistema de bombeo desempeña un papel importante en el transporte del aceite separado en la batería, por lo que es conveniente explicar los principios básicos de su funcionamiento.

VI.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE BOMBEO INSTALADO EN LA BATERIA DE SEPARACION AKAL C-1.

El sistema de bombeo lo constituyen cinco bombas centrífugas colocadas en paralelo, es decir, la succión de cada bomba está conectada a un cabezal común, y la descarga hacia otro cabezal. Las bombas son impulsadas por motores eléctricos de jaula de ardilla, los cuales necesitan de energía eléctrica para su movimiento. Esta energía es proporcionada por el sistema de generación eléctrica, el cual se describirá más adelante.

El conjunto formado por el motor eléctrico y la bomba centrífuga, recibe el nombre de "motobomba"; a continuación se describen las principales características de las motobombas que integran al sistema instalado en la batería de separación Akal C-1.

MOTOBOMBA No. 1 Y No. 2.

- Motor Eléctrico.

Marca	Hitachi LTD.
Potencia	1500 HP.
Velocidad	3570 RPM.
Voltaje	4160/2300 V.
Fases	3.

- Bomba Centrífuga.

Marca	Bingham.
Pasos	5.
Capacidad	35.8 BPM.*
Velocidad	3560 RPM.
Carga	3025 pies.

* Barriles por minuto.

MOTOBOMBA No. 3.

- Motor Eléctrico.

Marca	Louis Allis,
Potencia	800 HP.
Velocidad	3565 RPM.
Voltaje	4160 V.
Fases	3.

- Bomba Centrífuga.

Marca	Bingham.
Pasos	5.
Capacidad	24.5 BPM.
Velocidad	2560 RPM.
Carga	2300 pies.

MOTOBOMBA No. 4.

- Motor Eléctrico.

Marca	Shinko Electric Co. (LTD).
Potencia	900 HP.
Velocidad	3560 RPM.
Voltaje	4160 V.
Fases	3.

- Bomba Centrífuga.

Marca	United.
Pasos	6.
Capacidad	24.3 BPM.
Velocidad	3560 RPM.
Carga	2333 pies.

MOTOBOMBA No. 5.

- Motor Eléctrico.

Marca	General Electric.
Potencia	900 HP.
Velocidad	3560 RPM.
Voltaje	4160 V.
Fases	3.

- Bomba Centrífuga.

Marca	United.
Pasos	6.
Capacidad	24.3 BPM.
Velocidad	3560 RPM.
Carga	2333 pies.

Funcionando a su máxima capacidad y en condiciones normales, en la batería se tendrían operando de 3 a 4 motobombas, quedando disponibles las restantes. La disponibilidad de motobombas es muy importante, para sustituir aquéllas que se pongan fuera de operación, ya sea por fallas mecánicas imprevistas o para efectuarles un simple mantenimiento, y con esto, evitar tener que diferir la producción de aceite.

VI.2 SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA.

Como se mencionó, el sistema de generación eléctrica - -

en la batería, como el mismo equipo de bombeo, es de fundamental relevancia, ya que es el que proporciona a las motobombas la energía necesaria para su movimiento. El sistema de generación eléctrica, está constituido por tres motores diesel con sus respectivos generadores trifásicos de corriente alterna.- El motor es el que origina el movimiento del generador, y éste a su vez, produce la energía eléctrica requerida por el sistema de bombeo, (Fig. 27).

Se denomina comúnmente como "motogenerador", al equipo formado por el motor diesel y el generador. Los motogeneradores que integran el sistema de generación eléctrica de la batería Akal C-1, tienen las siguientes características:

MOTOGENERADORES A, B y C.

- Motor Diesel.

Marca	Electro Motive Division (EMD).
Modelo	20-645-E4.

- Generador Eléctrico.

Marca	Beliot Power Systems.
Modelo	A20-T24.
Potencia	3250 KVA, 2600 KW.
Frecuencia	60 HZ.

SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA

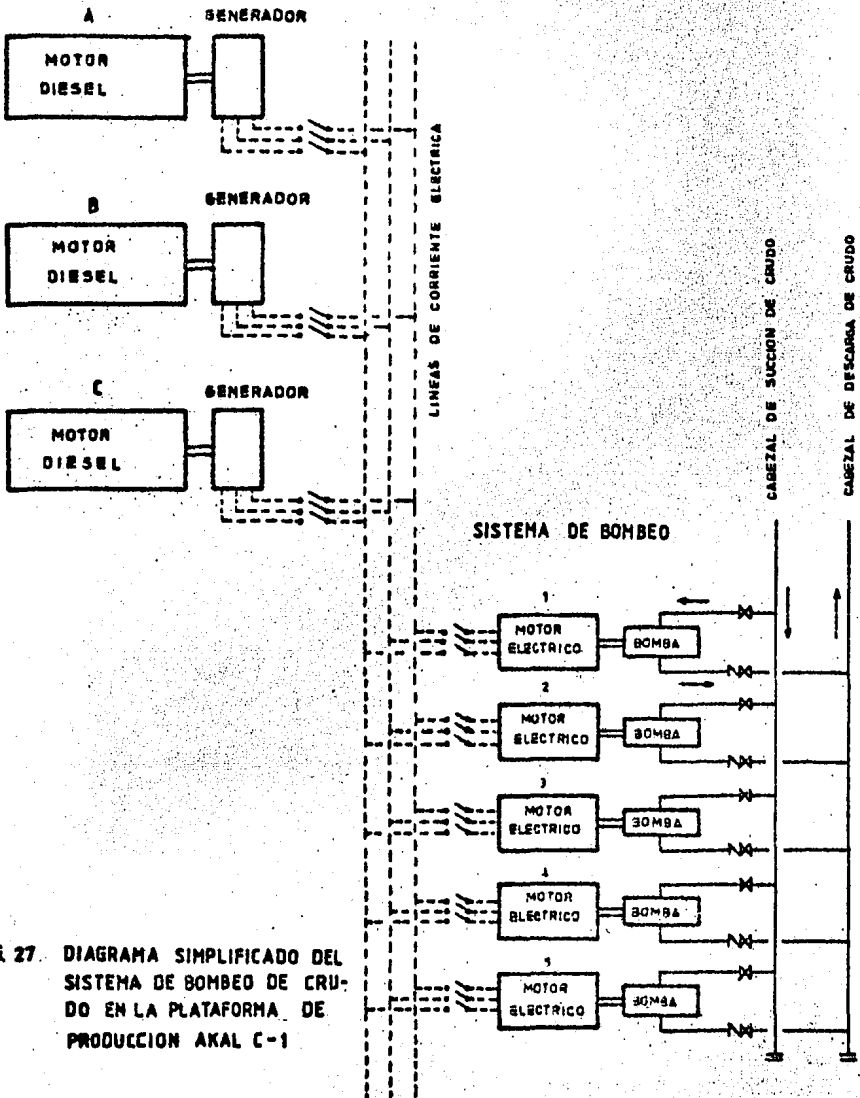


FIG. 27. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO EN LA PLATAFORMA DE PRODUCCION AKAL C-1

Fases	3.
Velocidad	900 RPM.
Voltaje	2400/4160 v.
Corriente	782/452 AMP.

Tanto el sistema de generación eléctrica como el de - -
bombeo, contienen indicadores de paro automático que pueden --
ser activados por anomalías en el equipo tales como: el calen-
tamiento de los cojinetes en el que rotan los ejes, por baja -
presión de succión en las bombas centrífugas, etc.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La descripción de los sistemas para el manejo de los -- hidrocarburos producidos en la Zona Marina de Campeche -- que se presenta en este trabajo, es tal vez simplifica -- da a fin de hacerla comprensible. Sin embargo, en la -- realidad los sistemas son tan complicados que se ha -- considerado necesario, contar con personal calificado -- para operarlos en forma eficiente.
- También como puede percibirse en diversas partes del -- trabajo, existen ciertas deficiencias de diseño en -- algunos sistemas de la plataforma de producción Akal C-1. -- Esto fue ocasionado posiblemente por las siguientes -- causas: el poco conocimiento del yacimiento y de los -- fluidos producidos del campo Cantarell cuando se efec -- tuaron los diseños, la premura con que se requerían las -- instalaciones y las altas cuotas de producción.
- En lo correspondiente al sistema de separación de acei -- te y gas, actualmente las condiciones de operación en -- cada etapa son las más apropiadas. Sin embargo, resulta

recomendable revisarlas con cierta periodicidad utilizando procedimientos de optimización, y en caso de no ser las más adecuadas, ajustarlas.

- Dado que los pozos son de alta productividad y el aceite crudo tiene alta tendencia a formar espuma, ha sido indispensable la utilización de un agente antiespumante a fin de evitar que los separadores operen con baja eficiencia y consecuentemente, reducir el arrastre de aceite en la corriente de gas que se envía al sistema de compresión.

- Como es sabido, la historia de producción de los pozos es fundamental en diversos trabajos sobre ingeniería de la explotación de yacimientos petrolíferos. Por tal motivo es recomendable, según lo descrito en este trabajo, considerar la posibilidad de realizar estudios para establecer sistemas de medición más prácticos y precisos.

- A la fecha, ya se cuenta con diseños preliminares de los sistemas de deshidratación de crudo, aunque no han sido requeridos. Al respecto, resultaría conveniente iniciar estudios para desarrollar reactivos adecuados,

para tratar el tipo de emulsión que posiblemente se --
manifieste.

- El equipo de potencia (motogeneradores) para que fun--
cione el sistema de bombeo, de la plataforma Akal C-1,
requiere de bastante espacio. Por tal motivo, como se--
ha comprobado en otros casos, resultaría adecuado que--
en las nuevas plataformas se emplearan turbobombas, en
las cuales se utiliza parte del gas producido como ---
combustible.

REFERENCIAS

- 1.- Sánchez Montes de Oca, R.
"Geología del Area Marina de Campeche". Trabajo presentado en el XVII congreso de la AIPM, Cancún Q.R. Mayo, - 16 al 19 de 1979.
- 2.- Petróleos Mexicanos, Subdirección de Producción Primaria.
"Campo Akal, Complejo Cantarell, Estudios de Comportamiento sin y con Inyección de Agua". Zona Marina, Carmen. Mayo, 1983.
- 3.- McCray y Frank Cole.
"Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros". CECSA. Octubre, 1963.
- 4.- Ali A. Pilehvari.
"Experimental Study of Critical Two-Phase Flow Through - Wellhead Chokes". The University of Tulsa, Fluid Flow -- Projects. June, 1981.
- 5.- Frick, T.C. y Taylor, R.W.
"Petroleum Production Handbook Vol. I". McGraw-Hill Book Company, Inc. 1962.

- 6.- Gravis Charles K.
"The Oil and Gas Separator".
World Oil. Enero, 1960.
- 7.- Nolasco M., J.E.
"Eliminación de Líquidos y Polvo en Gasoductos y Redes --
de Distribución". Reporte del IMP, 1972.
- 8.- Broussard W.F., Gravis Ch.K.
"Three Phase Separators".
World Oil. Abril, 1960.
- 9.- M. Steve Worley, Lawton L. Laurence.
"Oil and Gas Separation is a Science".
Black, Sivalls and Bryson, Inc. Oklahoma City, Okla.
- 10.- Smith, H. Vernon.
"New Charts Determine Separator Capacity".
The Oil and Gas Journal. Enero, 1959.
- 11.- Oil Metering and Processing Equipment Corporation
"Catálogo de Equipo".
4843 Yale street, Houston 18, Texas, U.S.A.

- 12.- Jacoby R.H. and Berry Jr., V.J.
"A Method of Predicting Depletion Performance of Reservoir Producing Volatile Crude Oil".
Trans. AIME, 1957.
- 13.- Nolasco M., J.E. y Martini S., J.L.
"Optimización de las Condiciones de Operación en un Sistema de Separación Gas-Aceite". Trabajo presentado en el XVIII congreso de la AIPM. Monterrey, Méx., 1980.
- 14.- Valdivieso T., Ponce R. y Vizcaino T.
"Análisis Numérico de la Ecuación de Estado de Peng-Robinson". Revista del IMP, Vol. XVI No. 1. Enero, 1984.
- 15.- Natural Gasoline Supply Men's Association.
"Engineering Data Book".
Seventh edition. 1957.
- 16.- Vázquez A., M.E.
"Correlations for Fluid Physical Property Prediction".
M.S. Thesis, Tulsa University.
- 17.- Standing, M.B.
"A General Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Greases". Drill and Production Prac. API (1974) 275.

- 18.- Kennedy, J.L.
"Here's What Affects HP Needs".
The Oil and Gas Journal. Nov. 13, 1967.
- 19.- Katz, D.L.
"Handbook of Natural Gas Engineering".
McGraw-Hill Book Company. 1959.
- 20.- Archivo de la Gerencia de Producción de Petróleos Mexicanos. México D.F., 1984.
- 21.- LaNasa, P.J.
"Medidores de Turbina para Líquidos".
Daniel Industries Inc. Houston Tex. 77024
- 22.- American Petroleum Institute.
"Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5 -
(Metering), Sección 3 (Turbine Meters)". Julio, 1976.
- 23.- Nacif N., J.
"Ingeniería de Control Automático Tomo I". Libro de - -
texto de la materia de instrumentación industrial que se
imparte en la ESIQIE del Instituto Politécnico Nacional,
México D.F., 1978.

24.- American Gas Association.

"Orifice Metering of Natural Gas".

1515 Wilson Boulevard, Arlington, Va. 22209, 1978.

25.- Téllez, J.I. y Lory M., A.

"Curso Corto Sobre Tratamiento de Fluidos".

IMP, Coatzacoalcos, Ver. Mayo, 1979.

26.- Petrolite Corporation, Petreco Division.

"Electric Dehydration/Desalting of Crude Oils in - -
Oilfield Production". Houston, Tex. Agosto, 1974.