

521981



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**BATERIAS DE SEPARACION COMO UNIDAD
DE PRODUCCION**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A:

Nikra Elvira Campos Espinoza

MEXICO. D. F.

1981



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

CAPITULOS	PAGINAS
<i>Introducción</i>	
1.0 Separadores	1
2.0 Definición y partes	4
3.0 Tipos de separadores	9
4.0 Diseño	13
5.0 Analisis de costos	17
<i>Bibliografía</i>	
<i>Nomenclatura</i>	

INTRODUCCION

Inicialmente no se efectuaba la separación de gas y líquidos por medio de equipo diseñado especialmente para este fin. En los tanques de almacenamiento se desprendía el gas y por segregación gravitacional se separaba el agua e impurezas.

Al progresar la tecnología, se advirtió que la separación efectuada técnicamente resultaba útil para la industria petrolera. Las razones principales de esta conveniencia son:

- 1.- En lugares donde no existen separadores adecuados y se está quemando gas, también se quema una cantidad considerable de aceite ligero, que es arrastrado por el flujo de gas.
- 2.- Cuando se transporta el gas es conveniente eliminarle previamente la mayor cantidad de líquido, ya que esto ocasiona problemas de abrasión, corrosión, aumento en las caídas de presión.

En la succión de las compresoras no se debe permitir el paso de líquido, porque como sabemos las compresoras son para manejar gas y si llega líquido a los pistones puede provocar un golpe de arriete.

Los sistemas de separación son instalaciones que permiten separar principalmente el gas del aceite, para facilitar su manejo.

La separación puede variar dentro de rangos de operación muy diversos, así encontramos en términos generales el sistema de separación de baja presión y el de separación de alta presión.

Fundamentalmente en los separadores se aprovechan los choques, los cambios de velocidades y las expansiones para separar los líquidos y el gas.

CAPITULO I

SEPARADORES.

Los separadores son dispositivos mecánicos, contru-
idos en forma de tanques metálicos cilíndricos o esféricos para
separar fluidos (gas, líquidos y detritus) para nuestro caso --
consideraremos el aceite, el gas, el agua y pequeñas partículas
de las formaciones, las cuales se encuentran en suspensión en -
los fluidos.

Los separadores de aceite y gas están diseñados para-
operar automáticamente en una amplia variedad de condiciones, -
ya que la producción de gas y aceite proveniente de los pozos -
varía en un amplio rango en periodos cortos de tiempo; por ejem-
plo, una descarga de aceite es seguida por un flujo de gas y é-
ste por un periodo de quietud, durante el cual las fuerzas perma-
necen temporalmente en equilibrio y el separador recibe el flu-
jo sin descargar, hasta que el indicador de nivel llega a su lí-
mite, lo que hace que se accione una válvula; por la cual sale
el líquido del separador.

Las descargas de gas se controlan automáticamente por
medio de válvulas que operan según los cambios en las condicio-
nes de presión, dentro del separador.

La separación gas-líquido obedece a los principios bá-
sicos siguientes:

a) Proceso mediante el cual es separado un líquido de un gas, -
debido al choque súbito de la corriente de fluido sobre una mam-
para.

b) La expansión que se efectúa depende de la naturaleza de los
fluidos a separar y de la relación que existe entre los dos.

b) Sometiendo la mezcla a movimiento centrífugo, aumenta la eficiencia de separación, sobre todo cuando el contenido de la fase líquida es considerable.

c) Aprovechando las caldas de presión, por lo tanto, podemos resumir diciendo:

Los separadores son dispositivos mecánicos en forma de tanques metálicos cilíndricos o esféricos, provistos en su interior de aditamentos necesarios para que la mezcla de hidrocarburos sufran choques, expansiones y cambios de velocidades súbitas, para obtener una mejor separación del gas y aceite.

A continuación se describen los tipos de separación más frecuentes:

SEPARACION POR LA FUERZA CENTRIFUGA

Toda materia en movimiento ofrece resistencia al cambio de estado y trayectoria y tiende a desplazarse en línea recta. La intensidad de esta resistencia llamada fuerza centrífuga depende, entre otras cosas, de la concentración de materia o densidad de masa. Cuando una corriente de aceite y gas cambia su dirección las gotas líquidas que viajan con el gas tienen una densidad de masa mayor, ofreciendo más resistencia al cambio de dirección y tienden a continuar en línea recta, ocasionando un choque de las partículas líquidas más grandes contra la pared, separándose del gas que es menos denso.

La fuerza centrífuga que resulta del cambio de dirección de una corriente a velocidades, tiene el mismo efecto que el aumento de la fuerza de gravedad.

SEPARACION POR CHOQUE.

Este método es el más usado para recolectar partículas líquidas en la separación de aceite y gas; este tipo de separación depende del choque de las partículas arrastradas contra un obstáculo localizado en las paredes del recipiente. Estos obstáculos que actúan como superficie de recolección, reciben el nombre de extractores de neblina. Existen dos tipos de extractores de neblina: el de malla y el de paleta. La diferencia entre ellos es la intensidad de la fuerza centrífuga utilizada. (ver lámina No. 1).

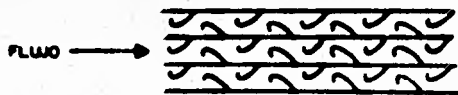
En el extractor de alabes, como en el caso de la separación por fuerza centrífuga, las gotas más pesadas tienden a continuar en línea recta y chocan contra la superficie colectora, cuando la corriente de flujo pasa a través de las obstrucciones. En esta forma las gotas de líquido quedan atrapadas - en dichos alabes y debido a su propio peso caen uniéndose al líquido recolectado.

En el tipo de dispositivo para separación por choque constituido por la malla de alambre tejido, también se utilizan la fuerza centrífuga y la de gravedad en la recolección de partículas líquidas pequeñas.

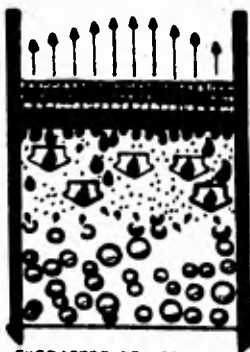
SEPARACION POR GRAVEDAD.

Es el mecanismo que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador, por gravedad, de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas.

El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.



EXTRACTORES DE NEBLINA TIPO PALETA



EXTRACTOR DE NEBLINA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	
FACULTAD DE INGENIERÍA	
EXTRACTORES DE NEBLINA	
TESIS PROFESIONAL	
NIRRA CAMPOS ESPINOZA	
MEXICO, D.F. MARZO DE 1961	LAB No 1

CAPITULO -II

DEFINICION Y PARTES.

PARTES DE UN SEPARADOR.

COMPONENTES INTERNOS.

1. Sección de separación primaria.

En esta sección se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas y se reduce la turbulencia de flujo. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada.

Con cualquiera de las dos formas se induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

2. Sección de separación secundaria.

En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad, por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

3. Sección de Extractor de Niebla.

En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. (ver lámina No. 2)

En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque o la fuerza centrífuga como mecanismo de separación. Mediante estos mecanismos se logran que las pequeñas gotas de líquido, se recolecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen, contra la corriente de gas, a la sección de separación primaria.

El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido o por tubos ciclónicos.

4. Sección de almacenamiento de líquidos.

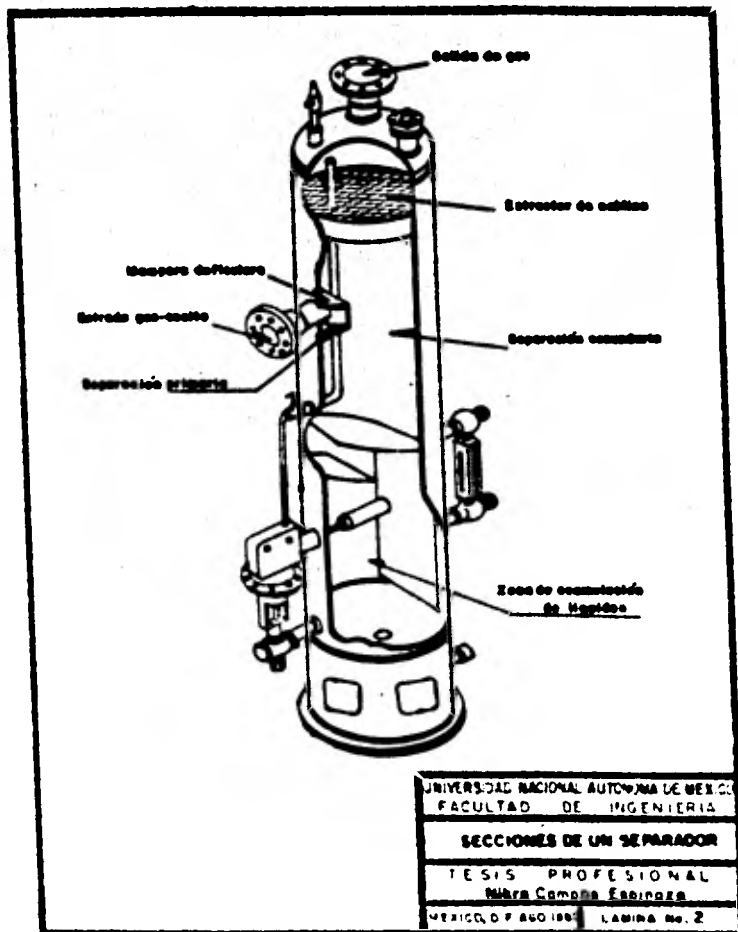
En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador.

Esta instrumentación está formada por un controlador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

COMPONENTES EXTERNOS.

a) VALVULAS: Son piezas móviles de formas diversas que sirven para interrumpir alternativamente o permanentemente la comunicación entre dos partes de un ducto.

Las partes principales de que consta una válvula son: -



el cuerpo de la válvula, el elemento de cierre, el asiento, el prensa estopa y el volante.

Atendiendo a la forma del elemento obturante se dividen en válvulas de compuerta, válvulas de globo y válvulas de aguja. Las válvulas de compuerta se emplean generalmente en donde el fluido por controlar es líquido, las de aguja generalmente son usadas para el control del gas, y las válvulas de globo tienen una gran aplicación en el control de gas y aceite.

En casi todas las baterías de separación el tipo de válvula que más se usa es el de compuerta.

b) VALVULAS DE SEGURIDAD: En la parte superior se tiene instalada la válvula de seguridad, la cual tiene la finalidad de proteger y asegurar el equipo contra las presiones excesivas, especialmente cuando la presión excede la presión de trabajo para la cual fue diseñado el separador. Estas válvulas abren automáticamente al ser alcanzada la presión de calibración y cierran nuevamente al disminuir abajo de la presión de calibración.

Consta principalmente del cuerpo de la válvula, cuya parte inferior va roscada o con brida para ser conectada al separador. y por su parte superior o lateral se tiene una descarga para los fluidos; en su interior se encuentra un resorte calibrado convenientemente para operar a la presión en que se calibró, el cual descansa sobre un émbolo con un asiento debidamente ajustado, siendo el resorte el que mantiene cerrada la válvula.

c) MANOMETRO: Sirven para medir la presión que se tiene dentro del separador, son metálicos y miden la presión por la deformación que se produce en un tubo flexible y cerrado llamado de Bourdon.

Consiste en un recinto cerrado de paredes delgadas, cuya forma varía por la diferencia de presiones entre el exterior y el interior. Este tubo es cerrado, elástico y encorvado; se deforma cuando la presión interior aumenta.

Para conocer la presión de separación en los separadores, se utiliza el manómetro de Bourdon y para que sea sensible a cualquier variación en la presión, se escogerá aquel cuyo rango o capacidad para medición sea el doble de la presión de separación, aunque también es conveniente, por razones de seguridad, tener manómetros con rango superior a la presión de trabajo del separador.

d) INDICADOR DE NIVEL: El indicador de nivel es un tubo de cristal que está conectado por medio de nipples y válvulas al cuerpo del separador desde la mitad hasta su parte inferior de tal modo que por vasos comunicantes nos indica en cualquier momento de la forma en que está trabajando el separador.

e) LINEA DE PURGA: En el fondo del separador hay un orificio de salida de 2 pulgadas de diámetro conectado a una línea y una válvula de compuerta, esta línea descarga al canal de drenaje y debe ser visible la salida para que el operador se dé cuenta que está drenando exclusivamente agua y cerrará la válvula al empezar a salir aceite.

Si el operador drena periódicamente el agua salada en todos los turnos, se podrá conservar el separador en buenas condiciones durante mayor tiempo, ya que se le quita un agente corrosivo de primer orden que actúa en el fondo del separador, además se le quita la acumulación de sedimentos y partículas que llegan a obturar la descarga de la válvula de control de nivel.

f) VALVULA REGULADORA DE PRESION: Esta válvula se instala en la línea de descarga de gas del tren de separación y propiamente no forma parte directa del cuerpo del separador,

pero está ligada a su operación correcta, ya que por medio de ella se mantiene la unidad a la presión de operación deseada.

g) CONTROL AUTOMÁTICO DE NIVEL DE ACEITE: EL control está compuesto por un piloto y la válvula motora.

Válvula Motora: Está conectada a la línea de descarga del aceite y su función es permitir o impedir la salida de aceite, según el nivel del mismo dentro del separador.

Válvula Piloto: Acciona a la válvula anterior de acuerdo con el nivel de aceite dentro del separador, mediante una señal de presión de gas, la cual toma del mismo separador.

Estas válvulas de seguridad descargan a tanques de almacenamiento o a la línea de gas, que de ahí pueden pasar a quemadores.

CAPITULO III

TIPOS DE SEPARADORES.

Por su forma de construcción se dividen en:

- a) Verticales
- b) Horizontales
- c) Esféricos

SEPARADORES VERTICALES.

Operación:

Los separadores verticales, están diseñados y contruidos para hacer uso de todos los factores que propician y facilitan una separación mecánica de la fase gaseosa de la fase líquida (ver lámina 3).

Separación Primaria. - Al entrar la corriente al separador, encuentra una mampara que divide la corriente en dos y la lanza por la circunferencia del cuerpo del separador. El brusco cambio de dirección y la fuerza centrífuga resultante del flujo circular separan eficientemente el líquido, que ahora fluye hacia abajo por las paredes del cuerpo.

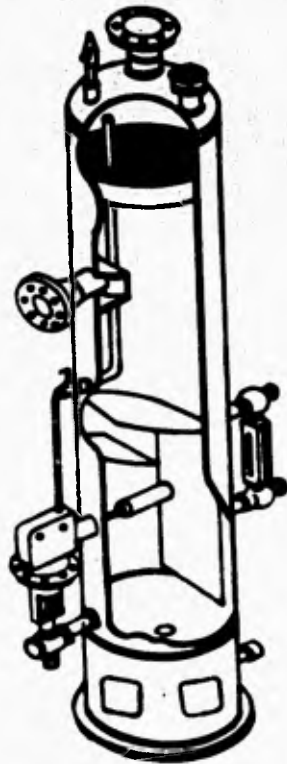
Separación Secundaria. - El gas fluye verticalmente hacia arriba, a baja velocidad y con poca turbulencia, dándole oportunidad al líquido, que no se había separado inicialmente, a caer a contra corriente con el gas.

Extractor de neblina. - Permite separar las gotas pequeñas que aún van en el gas y las incorporan a la corriente de aceite.

Cuando se ha acumulado suficiente líquido en la parte inferior, opera una válvula motora que permite la salida del aceite del separador.

VENTAJAS DEL SEPARADOR VERTICAL.

- 1.- Pueden manejar más líquidos por unidad de gas que los horizontales.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

SEPARADOR
VERTICAL

TESIS PROFESIONAL
Nora Corina Ramirez

MEXICO, D.F. AGO 1980 LAMINA No. 3

- 2.- El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el controlador de nivel sea más sensible a los cambios de nivel de aceite.
- 3.- Su gran capacidad para manejar líquidos, hace que su aplicación sea preferida en los casos en que se presentan cabezadas de líquido o como sucede en los pozos que están en producción por bombeo neumático intermitente.
- 4.- Hay menor tendencia de arrastre de líquidos.
- 5.- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomienda para manejar flujos con alto contenido de arena o cualquier material sólido.
El drenaje colocado en la parte inferior permite que la operación de limpieza sea muy simple.
- 6.- La forma vertical facilita el montaje de una batería de ellos cuando el espacio es limitado.

Desventajas del separador vertical.-

- 1.- Son más costosos que los horizontales
- 2.- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

SEPARADORES HORIZONTALES.

Operación:

Separación primaria.-

La corriente de gas-líquido al entrar al separador encuentra un deflector que la obliga a cambiar bruscamente de dirección

Aprovechando la alta velocidad en la boquilla de admisión, este brusco cambio de dirección provoca una efectiva separación inicial.

Separación secundaria.- El gas fluye a baja velocidad y poca turbulencia a lo largo del separador, por lo que las gotas de líquido arrastrada por el gas pueden caer hasta tocar la su-

perficie de líquido acumulado, al cual se incorporan.

Extractor de neblina.- El gas tiene que pasar por un extractor de neblina en donde las gotas más pequeñas de líquido que dan atrapadas, incorporándose al volumen de líquido principal.

Ventajas del Separador Horizontal.- (Ver lámina No. 4)

- 1.- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- 2.- Son más económicos que los verticales.
- 3.- La inspección y reparación de los dispositivos de seguridad montados sobre el separador se pueden hacer generalmente desde el piso.
- 4.- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espumas. Para esto, donde queda la interfase gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma

Desventajas de los Separadores Horizontales.-

- 1.- El control de nivel es más crítico que en los verticales.
- 2.- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos, pues es difícil limpiar este tipo de separador.

SEPARADORES ESFERICOS.

Sección de separación primaria.

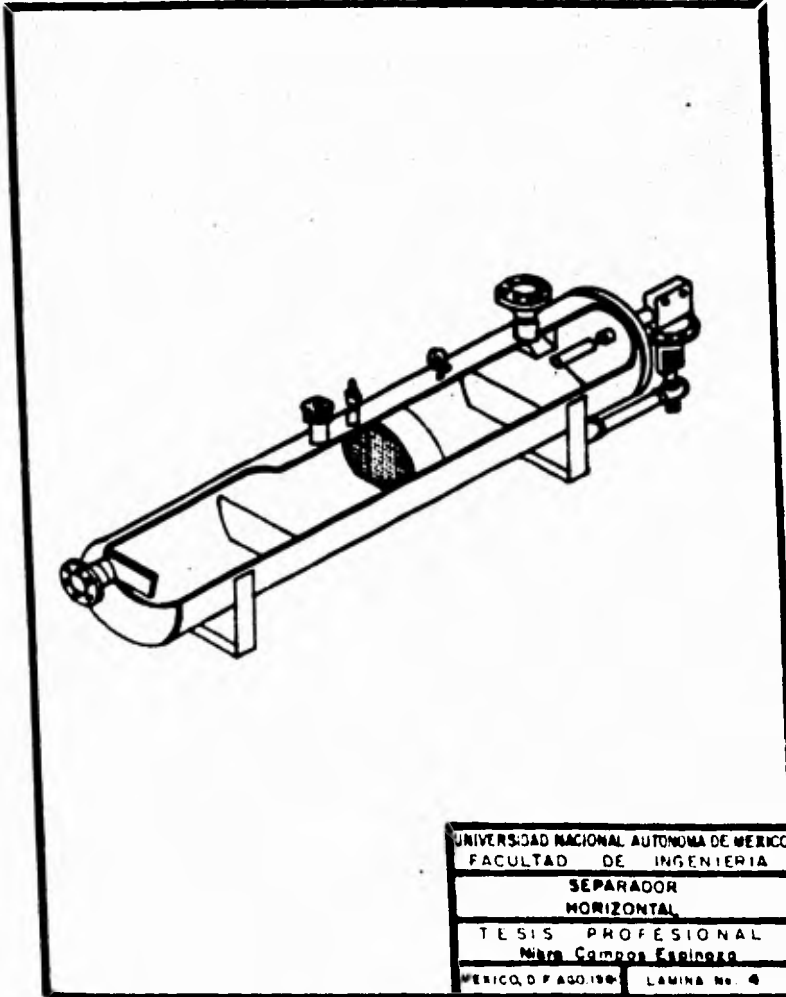
En esta sección la separación se realiza mediante un cambio de dirección del flujo (ver lámina No. 5)

Sección de separación secundaria.

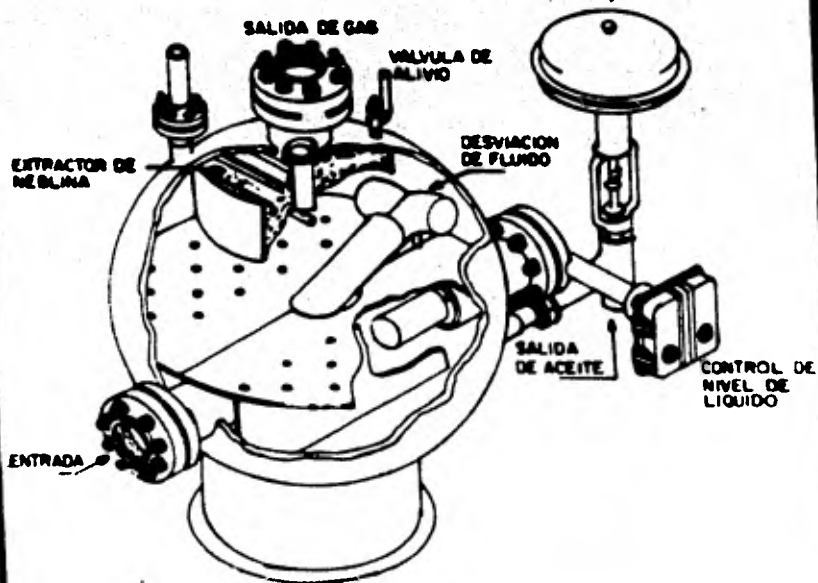
Aquí se le quita la mayor cantidad de líquido al gas, reduciendo la velocidad del flujo, caerán por gravedad las gotas de líquido más grandes.

Sección de extracción de niebla.

Aquí se tienden acumular hidratos de parafina en las mallas donde se forman gotas de líquido más grande, que posteriormente se unen a la sección de acumulación.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO	
FACULTAD DE INGENIERIA	
SEPARADOR	
HORIZONTAL	
TESIS PROFESIONAL	
Mtro. Campos Espinosa	
MEXICO, D.F. AGO. 1966	LAMINA No. 4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

SEPARADOR ESFERICO

TESIS PROFESIONAL
MIRA CAMPOS ESPINOZA

MEXICO, D F MARZO DE 1981

LAB. No. 9

VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

- 1.- Son más baratos que los horizontales o verticales.
- 2.- Son más compactos que los horizontales, por lo que se usan en plataforma costaguera.
- 3.- Los diferentes tamaños disponibles, los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

CLASIFICACION SEGUN SU USO.

1.- SEPARADORES DE MEDICION.

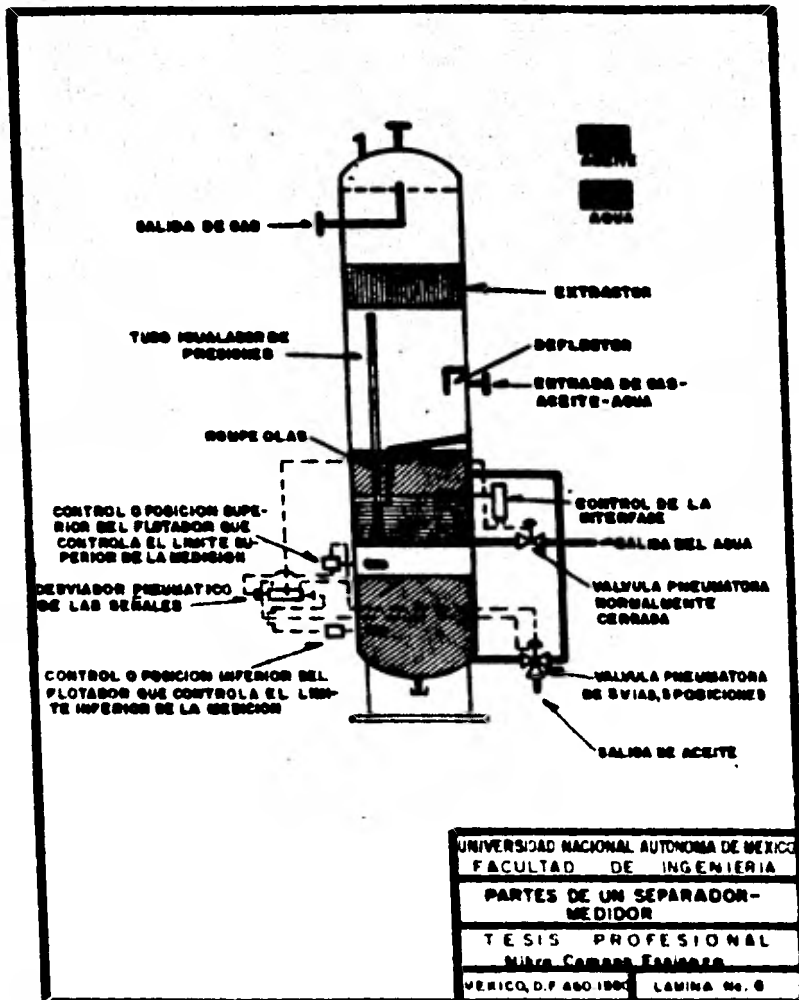
Son aquellos que se destinan a operar con un solo pozo, - con el fin de medir el volumen de aceite, gas y agua producido por dicho pozo.

El aceite se mide en un tanque de medición.

El agua se mide tomando una muestra de aceite y se analiza en el laboratorio, el gas se mide mediante una placa de orificio y por medio de conexiones a un registro gráfico de presiones (ver lámina No. 6)

2.- SEPARADORES DE PRODUCCION GENERAL.

Estos separadores son de un tamaño mayor que los de medición por el hecho de que tienen que manejar el aceite y el gas producido por un grupo de pozos. El aceite se mide en tanques de producción general y el gas es medido en conjunto, en aparatos registradores instalados en los extremos de la batería.



CAPITULO IV

DISEÑO DE SEPARADORES:

Separador Vertical

CAPACIDAD DE GAS.

$$Q = \frac{67824 C d^2}{z} \frac{P}{P_{cs}} \frac{T_{cs}}{T} \left(\frac{P_o - P_g}{P_g} \right)^{1/2}$$

Q (ft^3/D) Gasto de gas a CS.

C (Variable) Coeficiente de separación (.167)

d (pies) Diámetro del separador

z Factor de supercomprensibilidad

P (psia) Presión de operación

T ($^{\circ}R$) Temperatura

P_o (lb/ft^3) Densidad de aceite

P_g (lb/ft^3) Densidad de gas (P y T) de operac.

Densidad relativa de aceite.

$$\gamma_o \text{ (agua = 1.0) cs}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Densidad de aceite (lb/ft^3) cs

$$P_o = 62.4 \gamma_o$$

Densidad relativa de gas a cs

$$\gamma_g \text{ (aire = 1.0)}$$

Densidad de gas a cs

$$P_{gcs} = 0.0764 \gamma_g$$

Densidad de gas a (P, T) de flujo

$$\rho_g = \rho_{gs} \frac{P T_{cs}}{P_{cs} T}$$

Capacidad de aceite bl/día

$$Q_o = \frac{100.5 d^2 h}{t}$$

Donde

h = altura de nivel de líquido

t = tiempo de retención

= 1 min

2. SEPARADOR HORIZONTAL

Capacidad de gas

$$Q_g = \frac{1.11998 c P d^2 T_{cs}}{Z T \rho_{cs}} \left(\frac{P_o - P_g}{P_g} \right)^{0.5}$$

$$c = .382$$

Capacidad de líquido

$$Q_o = \frac{100.5 d^2 h}{t}$$

PROGRAMA DE COMPUTO PARA CALCULAR LAS CAPACIDADES Y LOS DIAMETROS PARA SEPARADORES VERTICA
LES Y HORIZONTALES

6 PAUSE "SEPARADORES"
7 PAUSE "VERT Y HOR"
8 PRINT "S.V. (C=0.167)" C
9 PRINT "S.H. (C=0.302)" C
10 PRINT "QG (M3/D)(Q)" Q
11 PRINT "ACEITE (M) ?" M
12 PRINT "DIAM (P/2) (D)" D
14 PRINT "GAMA G" G
16 PRINT "GAMA Ø" Ø
19 PRINT "TEMP (FAR)" T
20 PRINT "P (LB/IN2)" P
21 PRINT "H (P/2)" H
22 PRINT "L - L (H)" L
23 PRINT "T DE RET (V)" V
24 "A" PRINT "INICIO"
25 A = 142.5/(141.5/ Ø) * 62.4
26 PRINT "R Ø Ø" A
28 F = 0.7632 * G
30 PRINT F
32 F = F * P * 520/14.7/(T+460)
33 PRINT "RO G" F
34 PRINT "SI Z=1 SEPARADOR HORIZONTAL"
35 IF Z = 1 GO TO 150
36 PRINT "X = 1 CALCULA D"
37 IF X = 1 GO TO 50

```

- 38 Q = 67.824 * C * D * D * P/14.7 * ((A - F)/F) ^ 0.5
40 PRINT "GAS (FT 3/D)" Q
42 W = 100.4 * D * D * L/V
43 PRINT "ACEITE (BL/D)" W
- 50 D = sqrt(Q * 14.7 * (T - 460)/67824/0.167/P/520/ ((A-F)/F) ^ 0.5)
52 PRINT "DIAM (PIE)" D
54 D = (W * V/100.5/L)
56 PRINT "DIAM (PIE)" D
150 PRINT "SI X = 1 Calc. Diam (D)"
151 IF X = 1 GO TO 200
-152 Q = 1.11998 * C * P * D * D/14.7 * ((A - F)/F) ^ 0.5
154 PRINT "GAS (FT3/D)" Q
156 W = 100.5 * D * D * L/V
158 PRINT "ACEITE (BL/D)" W
-200 D = sqrt(Q * 2 * T/1.11998/C/P/((A-F)/F) ^ 0.5)
202 PRINT "DIAM (PIE) =" D
210 D = sqrt(W * V/100.5/L)
211 PRINT "DIAM (PIE)" D
220 END

```

10

CAPITULO V

ANALISIS DE COSTOS.

Este análisis tiene como finalidad proporcionar los elementos necesarios para el cálculo de los indicadores económicos que sirvan de base para las opciones de inversión.

Lo que se pretende es justificar todos los gastos generados por la empresa, para obtener los beneficios de la misma. En este caso el beneficio obtenido no va a ser el real - porque solo le quitamos a los ingresos los gastos de una batería de separación; pero no estamos tomando en cuenta otros egresos que se realizan para llevar a cabo la producción de aceite y gas.

CONCEPTOS BASICOS:

Producción:

Es la operación económica que implica la transformación de un bien aumentando su utilidad; para esta transformación hubo necesariamente un consumo o destrucción de utilidad. Si existen varias modificaciones y aumenta su utilidad llegaremos a una producción final.

CONSUMO:

Implica utilización total de un bien o de un servicio.

GASTO:

Representa un egreso, sólo se refiere a salidas de dinero independientemente del costo constituidos por la suma de gastos.

COSTOS.-

Se habla de costo cuando se considera la suma de todos los gastos efectuados en la producción de un bien o de un servicio.

COSTO TOTAL.-

Agrupar todos los costos y gastos efectuados para un trabajo o para la fabricación de algún material.

$\text{Costo total} = \text{Costo fijo} + \text{costo variable.}$

COSTOS FIJOS.-

Son los costos que se efectúan una sola vez y son independientes del trabajo al que se le cargue, se realice o no. Dentro de estos costos están las inversiones, la depreciación, los muebles, inmuebles y el pago de primas de seguros.

COSTO VARIABLE.-

Estos costos son aquellos que entran en vigor solo cuando empieza la función de producción de la empresa o de algún trabajo.

Cuando empieza a producir el trabajo en cuestión, se generan los gastos de personal, energía, consumo de materias primas, combustibles, lubricantes, etc.

COSTO MEDIO.-

Es el costo promedio llamado unitario, se obtiene dividiendo el costo total entre las cantidades producidas o entre el número de productos cuando son de un mismo tipo.

$\text{Costo medio} = \frac{\text{costo total}}{\text{cantidades producidas.}}$

PRECIO.-

Es el valor de una cosa expresada en dinero.

Valor = Función (utilidad y rareza)

Normalmente el precio es superior al costo total de manera que permite un porcentaje de beneficio.

INGRESOS.-

Son todas aquellas cantidades de dinero que recibe una empresa por la venta de sus bienes y servicios producidos, así como las aportaciones y subsidios de particulares o de instituciones.

BENEFICIOS.-

Son las cantidades que persisten al restarle a los ingresos totales el costo total.

INVERSTON.-

Es el conjunto de operaciones que tienen por finalidad aumentar los bienes de producción, actuando de manera directa sobre la producción futura.

AMORTIZACION.-

$$A = C \frac{i(1+i)}{(1+i)^n - 1}$$

A = Amortización anual

C = Capital inicial o inversión

i = tasa de interés

n : número de años de vida útil

La amortización es la constatación contable o men-
taria de la depreciación o pérdida de valor de un bien.

La amortización tiende a mantener el valor ini-
cial del capital fijo al reconstituir el capital, aportando
una cantidad de dinero para este fin.

DEPRECIACION.-

La depreciación es la pérdida física, real y efec-
tiva sufrida por un bien económico.

La vida técnica o útil del bien va a definir su -
período de amortización.

La depreciación es ocasionada primordialmente por:

- a) El desgaste físico
- b) El agotamiento del material o del bien económi-
co.
- c) Obsolescencia.
- d) Fluctuaciones en el mercado.

EFFECTO DEL MANTENIMIENTO SOBRE LA DEPRECIACION.-

El mantenimiento contrarresta la depreciación sin
llegar a dominarla plenamente.

Existen 4 tipos de mantenimiento:

1.- MANTENIMIENTO OPERATIVO.

Es el mantenimiento que se emplea como forma normal de su-
ministro, tales como lubricación de motores, válvulas, etc.

2.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Se refiere a la inspección técnica efectiva y controlada - que es necesaria efectuar sobre maquinaria, equipo o instalaciones para obtener una operación eficiente.

3.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Se practica sobre los mecanismos, materiales y maquinarias para corregir una falla o mejorar su funcionamiento.

4.- MANTENIMIENTO RECONSTRUCTIVO.

Son reparaciones que abarcan un alto porcentaje del cambio en los materiales iniciales, cuando prácticamente se substituyen motores, equipo o instalaciones por depreciación, - o por reparación.

- PROTECCION ANTICORROSIVA.

Es la protección que debe recibir la batería cada tres años

- TRABAJO POR CONTRATO EN LA BATERIA.

Corresponde a los gastos que se efectúan por concepto de -- acondicionamiento y chapeo en el área de trabajo.

- MANO DE OBRA.

Esto es por concepto de salarios, tiempo extra ocasional del personal técnico desde nivel 19 hasta 32, vacaciones, aguinaldos, días económicos y ausencias por enfermedad.

- TRANSPORTE DEL PERSONAL.

El personal que labora en las baterías viaja en el camión - de la guardia, el cual transporta 10 personas; considerando que se requiere un chofer con su autobús a tiempo completo. Se tendrá el gasto del sueldo del chofer de nivel 9.

Respecto a los ayudantes F, encargado de producción e Ingeniero petrolero, se hace la atribución de acuerdo con el -- tiempo que este personal emplea el vehículo.

EJEMPLO:

En este ejemplo se obtendrá la amortización de cada instalación, además obtendremos los beneficios de la empresa y el costo por metro cúbico de cada instalación.

COSTOS FIJOS

Obra civil	\$ 3,800,000.00
Tanques de almacenamiento	1,380,000.00
Separadores	1,400,000.00
Deshidratadores	1,250,000.00
Estación de bombas	300,000.00
Estación de compresión	290,000.00

AMORTIZACION:

Calcular la amortización para una tasa de interés de 12% y vida útil de las instalaciones a 20 años.

$$A = C \frac{i (1+i)}{(1+i)^n - 1}$$

Tanques de almacenamiento.

$$A = 1,380,000.00 \times 0.133878 = 184,751.6 \text{ \$/año}$$

Separadores.

$$A = 1,400,000.00 \times 0.133878 = 187,429.2 \text{ \$/año}$$

Deshidratadores.

$$A = 1,250,000.00 \times 0.133878 = 167,347.5 \text{ \$/año}$$

Estación de bombas.

$$A = 300,000.00 \times 0.133878 = 40,163.4 \text{ \$/año}$$

Estación de Compresión.

$$A = 290,000.00 \times 0.133878 = 38,824.6 \text{ \$/año}$$

Costo Fijo = 618.516.2 \$/año

COSTOS VARIABLES.

Protección anticorrosiva.

Superficie	Costo unitario	Costo Total
730 m ²	250 \$/m ² - año	182,500 \$/año

Trabajo por contrato en la batería	32,000.00 \$/año
------------------------------------	------------------

Mano de obra	200,000.00 \$/año
--------------	-------------------

Transporte de personal

Egresos por salario nivel 9	18,320.00 \$/año
-----------------------------	------------------

Camión de la guardia	17,300.00 \$/año
----------------------	------------------

Camionetas del personal	45,163.00 \$/año
-------------------------	------------------

TOTAL	495.283.00 \$/año
-------	-------------------

INGRESOS.

Ingresos por concepto de aceite y gas producido.

Basando el cálculo en el precio que establece la sub
dirección de finanzas.

(1,000 \$/m³ aceite) (200,275 m³/año) = 200,275,000.00 \$/año

(.400 \$/m³ gas) (80x10⁶ m³/año) = 32,000.000.00 \$/año

Ingresos = 232,275,000.00 \$/año

BENEFICIOS.

Ingresos - (costo fijo + costo variable)

Costo variable = 495,283 \$/año

Costo fijo = 618,516 \$/año

Beneficio:

232,275,000.00 - (1,113,799.00)

Beneficio = 231,161,201.00

COSTOS.

a) **Tanques de almacenamiento**

$$C = 184,751.6 \text{ \$/año} \times \frac{1}{200,275} \frac{\text{año}}{\text{m}^3} =$$

$$C = 0.922 \text{ \$/m}^3$$

b) **Separadores**

$$C = 167,429.2 \text{ \$/año} \times \frac{1}{200,275} \frac{\text{año}}{\text{m}^3} = 0.93 \text{ \$/m}^3$$

c) **Deshidratadores**

$$C = 167,347.5 \text{ \$/año} \times \frac{1}{200,275} \frac{\text{año}}{\text{m}^3} = 0.84 \text{ \$/m}^3$$

d) **Estación de bombas.**

$$C = 40,163.4 \text{ \$/año} \times \frac{1}{200,275} \frac{\text{año}}{\text{m}^3} = 0.20 \text{ \$/año}$$

e) **Estación de Compresión**

$$C = 38,824.6 \text{ \$/año} \times \frac{1}{80 \times 10^6} \frac{\text{año}}{\text{m}^3} = 0.0005 \text{ \$/m}^3$$

NOMENCLATURA.

- C: Coeficiente de separación
- d: Diámetro interior del separador (pies)
- Z: Factor de compresibilidad a P y T
- P: Presión de operación (lb/Pg^2)
- T: Temperatura de operación ($^{\circ}\text{R}$)
- Tes: Temperatura a condiciones standar ($^{\circ}\text{R}$)
- Pes: Presión a condiciones standar (lb/Pg^2)
- ρ_o : Densidad de las gotas de líquido (lbm/Pie^3)
- ρ_g : Densidad del gas (lbm/Pie^3)
- h: Altura del nivel del líquido (pie)
- t: Tiempo de retención (min)
- Q_g : Gasto de gas a través del separador ($\text{pie}^3/\text{día}$)
- Q_L : Gasto de líquido a través del separador ($\text{bl}/\text{día}$)

REFERENCIAS.

1. M. Steve Worley, Lanton L. Lawrence
"Oil and Gas Separation is a Science"
Black, Sivalls and Bryson, Inc., Oklahoma.
2. Campbell J.M.
"Knitted wire Mist Extractors and How they work"
The Oil and Gas Journal. Marzo 1956.
3. Perry H. Robert, Chilton H. Cecil
"Chemical Engineers' Handbook"
McGraw Hill Chemical Engineering Series
4. Frick C. Thomas, Smith H. Vemon
"Petroleum Production Handbook" Vol. 1
McGraw Hill Co. 1962
5. Equipos Petroleros Mexicanos S. A. (CPN. S.A)
Cat Sep. 70
Diseño Fabricación e Instalación de Equipo Industrial
6. B. Craft, W. Holden y Ernest Graves
Drilling and Production
Englewood Cliffs, N. J. 1962
Capítulo 4
7. Ing. Edmundo R. Burelo L.
"Cálculo de Rentabilidad de una Bateria"
Pemex, Julio 1975
Capítulo 5
8. Células de precios para los Hidrocarburos de la Subdirección de Finanzas en 1974, 1977. Capítulo 5
9. Luzbel Solórzano
Apuntes de Economía de la Ingeniería

Facultad de Ingenieria 1977 Capitulo 5

10. B.V. Craft y M.F. Hawkins Jr.
Ingenieria Aplicada de Vac. Petroliferos
Capitulo 5

Facultad de Ingeniería 1977 Capítulo 2

14. E.W. Craft y M.F. Hawkins Jr.
Ingeniería Aplicada de Vol. Petrolíferos
Capítulo 2

