

# **Universidad Nacional de Ingeniería**

**FACULTAD DE PETROLEO**

## **Diseño del Tipo de Separadores de Fluidos**

**Proyecto para optar el Título de  
INGENIERO EN PETROLEO**

**PRESEÑADO POR**

**Jaime Venero Colunge**  
**BACHILLER EN INGENIERIA**

**PROMOCION "JUAN RODRIGUEZ DEL CASTILLO"**

**LIMA - PERU**

**1963**

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

Es mi deseo mediante este trabajo discutir los puntos más trascendentales en el diseño de separadores, por que con todo de ser tarea ordinaria la separación de gas del petróleo es una de las más críticas operaciones del tratamiento en el campo. Hoy lo es más que nunca por haber aumentado las presiones de producción y por que producen condensados más livianos. Además alguno de los nuevos conceptos sobre este tema se están aprovechando ventajosamente en yacimientos antiguos que producen a presiones moderadas.

Conforme se hagan más exigentes los requisitos de los gaseoductos, la separación se va convirtiendo en parte del tratamiento general del gas, esto podemos esperar del gaseoducto que se piensa construir a Lima desde Aguaytía y teniendo en cuenta que va a atravesar lugares de contrastes climatéricos hará necesario el uso adecuado de separadores a fin de no tener problemas con las unidades de bombeo.

Las especificaciones por parte del consumidor son ca

da día más rigurosas, y no trascurrirá mucho tiempo, según creo, para que casi todos los contratos de gas estipulen - mínimo contenido de polvo líquido a más de los requisitos hoy vigentes en los países donde se utiliza el gas en gran escala.

\*\*\*\*\*

CAPITULO I

PRINCIPIOS DE SEPARACION

## CAPITULO I

### PRINCIPIOS DE SEPARACION

La separación de líquido del gas comienza con el flujo de fluido desde la formación a través de las perforaciones del pozo y que va aumentando a través del tubo de producción, la línea de flujo en la superficie y en los equipos de maniobra. Bajo ciertas condiciones el fluido puede estar adecuadamente separado, antes de que llegue al separador. En este caso el separador proporciona un vaso largo que le permite al gas ascender a una salida por el tope y al líquido a descender para salir por el fondo. En otras palabras el separador de aceite y gas podrá sólo ejecutar la función de proveer un espacio donde la separación final se lleve a cabo por diferencia en densidad entre el líquido y el gas. Por la diferencia en densidad en los hidrocarburos líquido y gaseoso puede considerarse como separación aceptable de gas y petróleo. Sin embargo en algunas circunstancias puede ser necesario el uso de recursos mecánicos. También se emplea, cuando es -

necesario, aceites pobres sin gas en solución en torres - denominadas de absorción.

Ante todo quiero definir algunos términos que emplearé con frecuencia más adelante, así como expondré las principales características de los flúidos que se van a manipular.

#### PETROLEO CRUDO

Es una compleja mezcla de hidrocarburos que forman series como los Parafínicos ( $C_n H_{2n+2}$ ), Nafténicos ( $C_n H_{2n}$ ) Benceno ( $C_n H_{2n-6}$ ), Olefínicos ( $C_n H_{2n}$ ), Diolefínicos ( $C_n H_{2n-2}$ ) y Acetilenos ( $C_n H_{2n-2}$ ). Los petróleos crudos pueden también contener a más de hidrocarburos pequeñas cantidades de otros compuestos como bióxido de carbonom, nitrógeno y azufre. Normalmente se usa para identificarlos ciertas propiedades físicas de los petróleos crudos así como gravedad específica, colo y olor. La escala G.S. que se usa en la industria petrolera de América es °API (Instituto Americano del Petróleo), y la fórmula para obtener la G.S. a partir de los grados API es:

$$GS = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

Hay otra escala (Europea) que usa los grados Baumé que también es arbitraria y la fórmula de conversión a gravedad específica, muestro a continuación:

$$GS = \frac{140}{130 + ^\circ B}$$

Diremos en general que el rango de variación de un petróleo es entre 6 y 50  $^\circ$ API, su viscosidad de 5.0 á 75.000 cp. a condiciones standard y el color puede ser verde, amarillo, marrón o negro.

#### CONDENSADO

Es una mezcla de hidrocarburos que puede existir en las formaciones productivas como líquido o como un vapor condensable. La liquefacción del componente gaseoso ocurre usualmente con reducción de la temperatura desde el pozo a las condiciones de operación de la superficie. Puedo decir que la gravedad de los condensados líquidos está entre 50 y 120  $^\circ$ API y su viscosidad varía entre 2.0 á 6.0 cp. a condiciones normales de presión y temperatura. El color del condensado puede ser como agua blanca, amarillo claro o azul.

## GAS NATURAL Y GAS CONDENSADO

Un gas puede ser definido como una sustancia que no tiene un volumen determinado sino que toma la forma del depósito que lo contiene, además su densidad varía según las presiones de presión y temperatura. El gas de hidrocarburos asociado con el petróleo puede ser de acuerdo a su posición respecto al petróleo: A) gas libre, B) gas en solución.

La gravedad específica del gas natural puede variar de 0.55 á 0.85; la viscosidad de 0.011 á 0.0240 cp. a condiciones normales.

- A).- Gas libre.- El gas libre es un hidrocarburo que existe en fase gaseosa. El gas libre puede referirse a aquel que a cualquier presión no está en solución o sea que es retenido mecánicamente por los hidrocarburos líquidos. Los reservorios que tienen gas libre se les denomina "corona de gas."
- B).- Gas en solución.- Es el contenido en el petróleo, esto es una especie de incrustación de las moléculas de gas dentro de la fase líquida a una presión y temperatura dada. Teniendo en cuenta que para una condición hay un equilibrio molecular determinado. Una reducción de presión i/o un incremento en temperatura



puede causar que el gas expulsado del petróleo pase a tomar las características del gas libre.

#### VAPOR CONDENSADO

Estos hidrocarburos existen como vapor a cierta presión y temperatura y como líquido a otra presión y temperatura. Cuando toman la forma de vapor generalmente adopta las características de gas natural. En la fase vapor el gas condensable varía su gravedad específica de 0.55 á 4.91 respecto al aire y su viscosidad de 0.006 á 0.011 cp. a condiciones normales.

#### AGUA.-

La producción de agua con aceite y gas natural puede ser en estado de vapor o líquido. El agua líquida puede estar libre o emulsificada. El agua libre llega a superficie con los hidrocarburos líquidos. El agua emulsificada es la dispersada entre los hidrocarburos líquidos.

De acuerdo a su aplicación el recipiente separador puede llamarse extractor, restregador, filtro, cámara de vaporización o recipiente de expansión. Esta terminología se aplica independientemente a su diseño y

a menudo no es clara. Generalmente se considera básicas las siguientes definiciones:

#### SEPARADOR

Se le usa principalmente para corrientes combinadas gas-líquido a las que separa en componente relativamente puros. El término separador, se aplica usualmente al recipiente usado en el campo para separar gas y petróleo que viene de un pozo o grupo de pozos. La relación de gas líquido del proceso estará en el mismo rango que la producción de los pozos. Relaciones bajas (grandes cantidades de líquido) pueden ocurrir instantáneamente debido a condiciones de cabeceo o agitación en el pozo o a condiciones similares en líneas de flujo.

#### DEPURADOR

Es diseñado para manipular corrientes con relaciones gas-líquido extremadamente altos. El mismo depurador se aplica a recipientes mas eficientes que los separadores convencionales para retirar partículas finas de líquido de una corriente de gas. Generalmente se aplica después de los separadores para extraer el líquido infiltrado i/o - condensado. También se les llama así a recipientes usados

delante de un deshidratador, planta de extracción o compresora, para proteger este equipo del líquido infiltrado.

#### EXTRACTORES

Se agrupan en dos categorías: Los extractores de agua libre y los de líquido total. El primero es usado para extraer el agua libre de una corriente combinada de gas, hidrocarburos líquidos y agua. Generalmente se deja que el gas y petróleo salgan del recipiente por la misma abertura para ser procesados en otro equipo. Luego se retira el agua libre. Este extractor puede usarse con alta y baja presión. El extractor del líquido total se le usa generalmente para extraer líquidos de una corriente de gas con alta presión (3.000 psig o más). Se le usa normalmente con una unidad de separación en frío.

#### CAMARA DE VAPORIZACION

Este recipiente es usado como etapa siguiente de la separación, para procesar hidrocarburos líquidos escurridos de un separador primario. Se aplica el nombre al equipo usado como separador de segunda etapa en una unidad de separación fría. Generalmente está diseñado para bajas presiones no más de 125 psig. No difiere mucho del separador convencional de baja presión.

## RECIPIENTE DE EXPANSION

Aquí el gas se expande para una aplicación de la separación en frío. También se le considera como un separador en frío ó a baja temperatura. El recipiente difiere - considerablemente del separador normal desde que está diseñado primariamente para manipular hidratos de gas formados por enfriamiento al expandirse en las aplicaciones de la separación en frío, donde se usa un preventivo de hidratos, el diseño puede ser parecido al de un separador normal. La presión usualmente de este recipiente está en el rango de 1.000 á 1.500 psig.

## FILTRO (Depurador de polvo)

Cuando hay líquido en grado ligero en una corriente de gas, el separador convencional retira cualquier partícula sólida en la corriente. El líquido actúa atrapando - los sólidos en el extractor de niebla y otra sección del separador. Luego sirve como medio de hacer fluir los sólidos fuera del recipiente.

Cuando el gas seco aún contiene partículas sólidas que se interfieren con algunas fases de transmisión de gas y su distribución. El equipo diseñado para extraer estos sólidos se llama filtro depurador de polvo. El primero usa generalmente un empaque de filtro seco para atrapar -

las partículas. Estos empaques requieren una extracción - periodica para cambiarlos o limpiarlos.

El depurador de polvo usa un baño de aceite (u otro líquido similar) para atrapar las partículas de polvo. Luego se maneja en forma semejante a un separador convencional.

Cualquier tipo de recipiente puede usarse para los fines comprendidos en las definiciones anteriores. Naturalmente, un tipo rendirá más que otro para una necesidad específica esto se aplica no sólo a las exigencias del diseño interno sino también a la fijación del recipiente terminado.

#### COMPONENTES

La eficiencia y estabilidad de un separador depende de un amplio rango de condiciones, un separador de gas y líquido tiene las siguientes partes que podremos llamarlas elementales. De arriba hacia abajo podemos mencionar: válvula de seguridad, salida de gas, sección donde extrae la neblina, segunda sección de separación, entrada de alimentación, sección primaria de separación, sistema de flotador que controla el nivel del líquido, sección de acumulación de líquido, salida de petróleo y descarga de agua.

## SECCION PRIMARIA DE SEPARACION

Separa el volumen líquido que entra en el chorro. - Esto se hace rápido separando a la entrada las gotas grandes del líquido del chorro del gas aún que éstas gotas tienen un mínimo de gas turbulento y el gas sólo muestra partículas del líquido o sea que esta etapa sirve como preparación a la segunda etapa de separación. Esto generalmente se logra por una alteración de la dirección de flujo. Una centrífuga que crea una fuerza tangencial en un separador vertical logra separar grandes volúmenes de líquido y permite distribuir la velocidad del gas. La utilización de platos son generalmente usados en separadores horizontales y verticales acompañando al efecto mencionado con un mínimo de reentradas.

## SEGUNDA SECCION DE SEPARACION

En esta sección se trata de separar al máximo las gotas de líquido. La parte principal de esta sección es el asentamiento por gravedad del chorro de gas cuando la velocidad es drásticamente reducida. La eficiencia de esta sección depende sobre todo de las propiedades del gas-líquido del tamaño de las gotas y del grado de turbulencia del gas. El factor de turbulencia es reducido por la instalación de aletas bien aposicionadas que ponen en or-

den los flujos que recibe y deposita los líquidos colectándolos. Esta sección sería arreglada para que la separación del líquido tenga mínimun de disturbancia del flujo del chorro de gas.

#### SECCION DE EXTRACCION DE "NIEBLA" (Wist extraction).

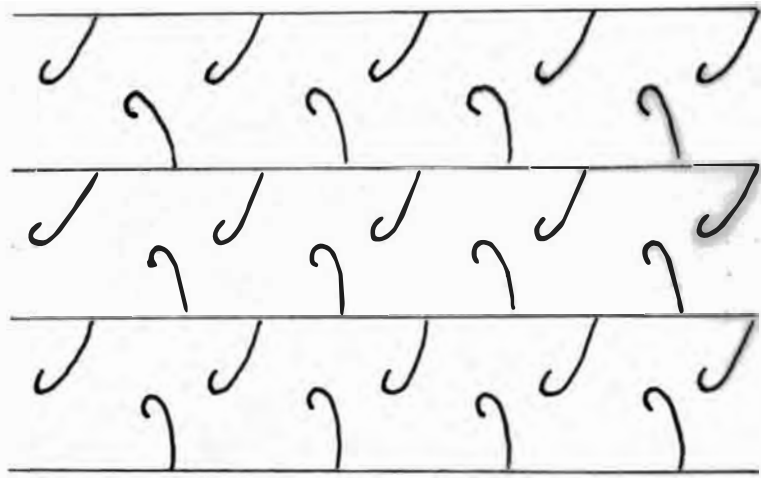
Es empleado para separar un máximo de gotas de líquido remanente en el chorro de gas despúes de pasar por la primera y segunda sección. Lo empleado usualmente en campos petroleros son algunos ~~dispositivos~~ que hacen contra corriente o el principio de fuerza centrífuga como primer mecanismo de tracción de partículas líquidas.

En otros casos pequeñas gotas de agua son recolectadas sobre una superficie donde son drenadas fuera del chorro del gas y forman grandes gotas que vuelven a primera sección de separación.

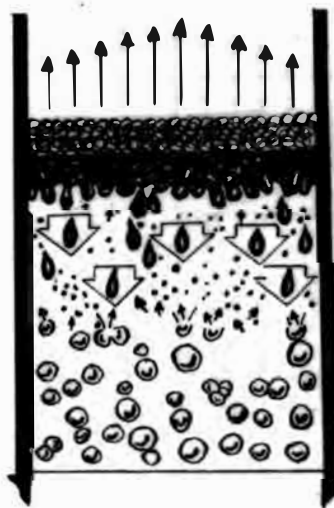
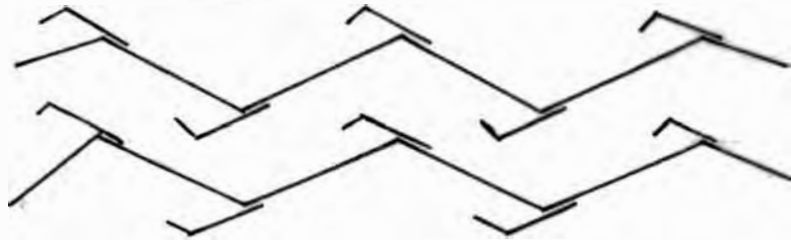
#### SECCION DE ACUMULACION DE LIQUIDO

Recibe y deposita los líquidos coleccionados. Esta sección es arreglada para que el líquido separado tenga un mínimun de disturbancias del chorro de gas que está fluyendo. Esto también tiene un volumen suficiente para que el nivel del líquido sostenga el equipo de control -

Flujo →



Flujo →



Extractor de Nebulina



de nivel que manobra un mecanismo para descargar el líquido, este mecanismo es el que generalmente se usa.

## CAPITULO II

### MECANISMO DE SEPARACION

## CAPITULO II

### MECANISMO DE SEPARACION

Independientemente de su perfil un separador moderno debe tener cuatro partes esenciales como ya nos hemos referido en el Capítulo anterior; en estas cuatro partes los mecanismos que más se usan pueden ser:

#### 1.- Separación por gravedad.-

Es más extensamente usado. Esto resulta principalmente por la simplicidad del equipo necesario y la disponible fuerza de la gravedad. El funcionamiento del separador por gravedad está basado sobre todo en reducir la velocidad de un flujo multifase el cual es turbulento y permite la separación de partículas a una velocidad que es menos de la turbulenta, permitiendo que las partículas en suspensión sean colectadas. Por medio de un acumulador o sección de expansión en una línea de flujo que actúa como seleccionador de gravedad. La línea de flujo misma permite la selección de la gravedad si el régimen es suficientemente alto.

Desde que el requerimiento básico del seleccionador de gravedad es disminuir la turbulencia, esto es importante al decrecer la velocidad del gas inmediatamente sube el asentamiento del separador y en algunos ca--sos causa un flujo uniforme a través de la sección del separador. Mediante las leyes de asentamiento que rigela separación puede ser determinada un máximo de velocidad de gas al separarse del líquido teniendo en cuenta el diámetro de las partículas.

Si el flujo de gas está en el separador de sección vertical las partículas del líquido son asentadas contra el flujo de gas. El cálculo de la velocidad de asentamiento de cierta partícula de un determinado diámetro indica una velocidad máxima del gas para la separación de la partícula del diámetro tomado. Los más serios efectos de turbulencia resultan de localizar altas velocidades cuando las partículas son de gran diámetro, pueden ser llevadas por el chorro de gas.

Si el flujo de gas es en un separador horizontal las leyes de asentamiento predicen el porcentaje de cada clase de partículas en suspensión a través de la sección del flujo del chorro de gas. El cálculo de la velo

cidad de asentamiento que puede ser usado para determinar el tiempo de retención requiere de una clasificación especificada según el tamaño de la partícula. Aquí otra vez localizamos alta velocidad vertical resultado de la turbulencia del flujo de gas causado por algunas partículas grandes que son llevados por el gas.

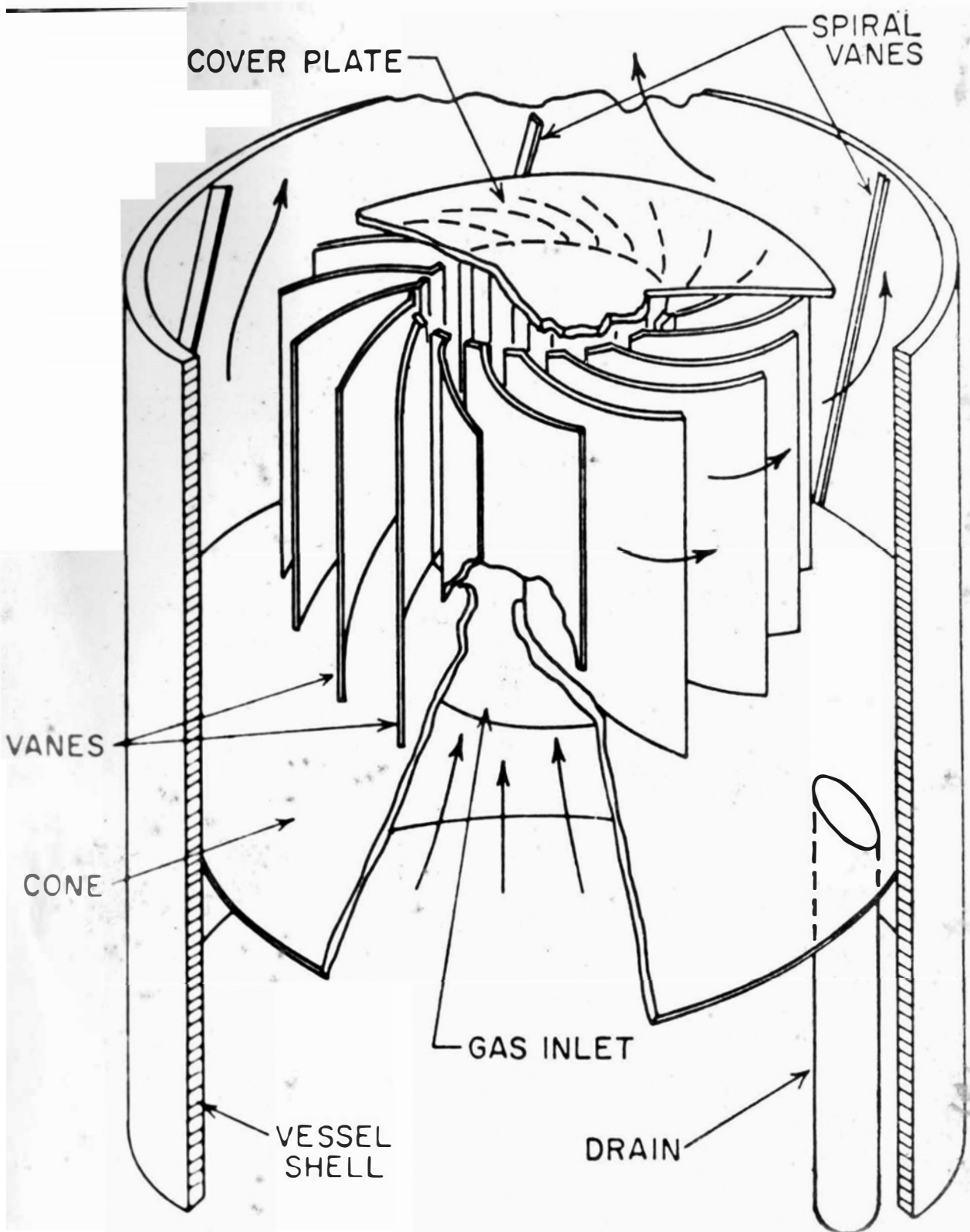
En la aplicación en campos petroleros esto es rara vez práctico, contar únicamente por el asentamiento por gravedad sólo por la deposición de las partículas a una presión atmosférica, el costo por la dimensión del equipo llega a ser excesiva, para separar partículas de 40 a 50 micrones de tamaño únicamente por gravedad y cuando el volumen de gas es grande. La designación de equipos de alta presión en el removimiento de partículas más pequeñas de 100 a 200 micrones de diámetro es económico. Como es usualmente el caso lo deseable es el removimiento de partículas de líquido. En la parte más alta del separador se utiliza otro mecanismo de separación - junto con el de asentamiento por gravedad que es necesario. De este rozamiento lo más usado en separadores de los campos petroleros es a base de asentamiento por gravedad en la primera y segunda sección de separación, y uno de los métodos de separación mecánica en las separaciones más minuciosas.

## SEPARACION POR FUERZA CENTRIFUGA

Se basa principalmente en la resistencia a un cambio de dirección a través de un tramo de línea. La intensidad de esta resistencia es llamada fuerza centrífuga y esta depende del material o de la densidad de la masa de las partículas. Cuando una porción de gas cambia de dirección pierde líquido teniendo una gran densidad de masa ofrece más resistencia al cambio de dirección y trata que contiene en un tramo de la línea. De esto resulta una coalición de las partículas grandes del líquido con los confines de las paredes y logra la separación del gas que es menos denso.

El uso de la fuerza centrífuga por las mismas partículas removidas en el proceso de campo es limitado a la separación inicial de grandes volúmenes y grandes caídas de líquido. Estas partículas sin embargo pueden también ser usadas cuando son extraídas de la llovizna.

La práctica limita el tamaño de las partículas cuando son separadas mediante fuerza centrífuga (tipo ciclón) extrayendo la llovizna que contiene partículas entre un diámetro de 5 a 10 micrones.



El continuo cambio en la dirección de flujo de gas a altas velocidades requiere una gran cantidad de energía y como resultado de estos tipos ~~de~~ caída de presión la designación y operación de estos tipos de equipo de asentar partículas de bajo de 5 micrones llega a ser crítico; por momentos la fuerza necesaria para separar partículas de diámetro de 5 micrones es 1,600 veces la fuerza necesaria para separar partículas de 200 micrones. Esto limita la aplicación de la fuerza centrífuga como un mecanismo primario de recolección de pequeñas partículas líquidas; la fuerza centrífuga sin embargo juega un rol básico en la capacidad de reposición.

Casi todas las gotas de 10 micrones de diámetro son separadas por la malla de alambre de cojines dentro de su capacidad limitada. Sin embargo ciertas gotas con un diámetro de 20 micrones permite el paso a través de esta unidad. Esta no es una seria limitación, pues tomando 90,000 de estas gotas por cada pie cúbico de gas que pasa a través de la unidad equivale a 0.1 gal/MMSCF. Nótese que un SCF de gas ocupa un volumen de gas aproximado de 3 pulgadas cúbicas cuando está a 900 psig.



**METODO POR BARRIDO.- (Scrubbing).-**

La colección de partículas por el método de barrido consiste en el empleo de un dispersador de líquido - en la superficie de colección. La mecánica de colección es muy similar a la pulverización directa pero sustituyendo las pequeñas gotas de líquido en el movimiento turbulento por pequeños orificios fijos de obstrucción.

El éxito de este método de recolección de pequeñas partículas depende primeramente del límite del tamaño de éste. Por ejemplo de gotas de cerca de 30 micrones de diámetro es eficiente y puede atrapar hasta de 5 micrones. Hacemos notar que esto es importante, la forma, el tamaño y el número de gotas.

**SEPARACION POR DIFUSION**

El efecto de la difusión es importante en la separación y dispersión de partículas pequeñas de cerca de 3 micrones de diámetro. Si hay una diferencia en la construcción de dispersamiento de las partículas por su tamaño, existe la tendencia de las partículas a moverse de las áreas de alta concentración a áreas de baja concentración (movimiento Browniano). Afortunadamente en la industria petrolera casi nunca se tienen partífi

culas de tres micrones en los separadores.

#### PRECIPITACION ELECTRICA

Este método en la colección de partículas consiste en la ionización que transporta el gas por la aplicación de voltaje tan alto como sea posible sin producir chispa. Las partículas suspendidas toman una carga eléctrica y son atraídas a un recolector de varillas o platos que es tan accionados por un campo electroestático. Este mecanismo de separación es muy poco aplicado en los separadores de gas de petróleo.

#### PRECIPITACION SONICA

Esta tiene que ser bien establecida mediante vibraciones reguladas usualmente en el rango de 1,000 a 10,000 ciclos/seg. que causará la coalescencia de partículas. El golpe y la explosión se aplica principalmente a la lluvia, la incursión de aire en la sirena puede causar neblina en la coalescencia a lo largo de las partículas lo cual las asienta. Aún que el costo de operación, del tipo sirena, es alto en algunos casos es comercial. Una aplicación de este caso es en la separación de las mezclas con ácido sulfúrico. Esto solamente puede ser usado cuando - alternativamente se forma emulsión de contacto fluido-líquido.

## SEPARACION TERMICA

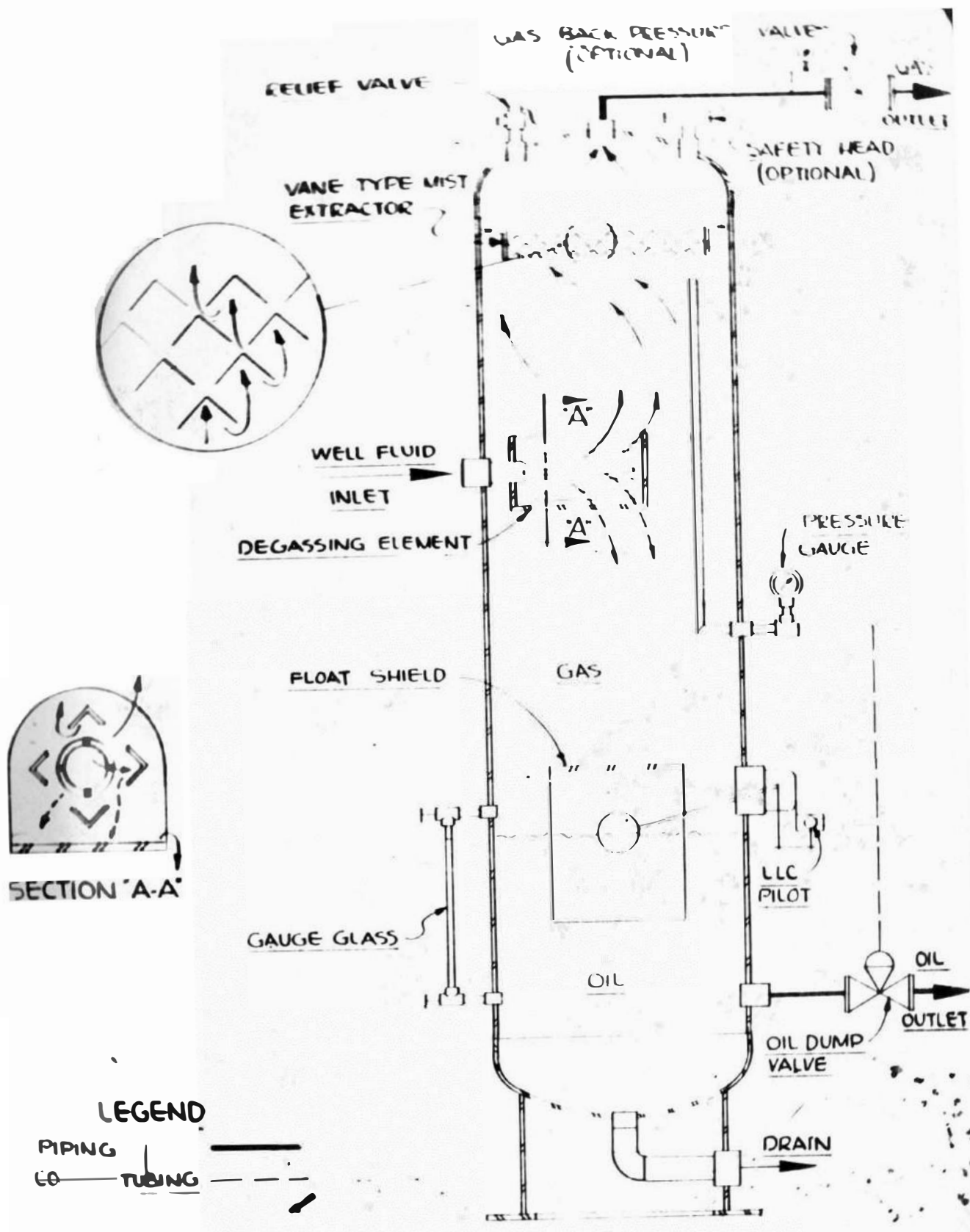
Cuando son tres las diferentes temperaturas en el sistema de caída se dirige el movimiento lejos de la superficie caliente, va hacia el lugar de la superficie tibia. Aún que aparentemente no parecen ser comerciales la aplicación de este principio se utiliza para pequeñas caídas en las tuberías.

## TIPOS DE SEPARADORES

El recipiente de separador se constituyen en los siguientes principios básicos:

- Cilindro vertical (FIG. 1)
- Cilindro horizontal, de 1 y 2 tambores (FIG.2)
- Cilindro esférico (FIG. 3)

La influencia del modelo en las cuatro componentes básicas del separador están situadas en la forma diferente de acuerdo al modelo del separador. Por ejemplo en un separador vertical la sección primaria debe estar en la mitad superior del recipiente. En un separador horizontal, debe estar cerca del extremo de entrada del cilindro. En el esférico puede estar en el medio o en la zona superior.



**LEGEND**

PIPING ———

CO — TUBING - - -

Fig N° 1

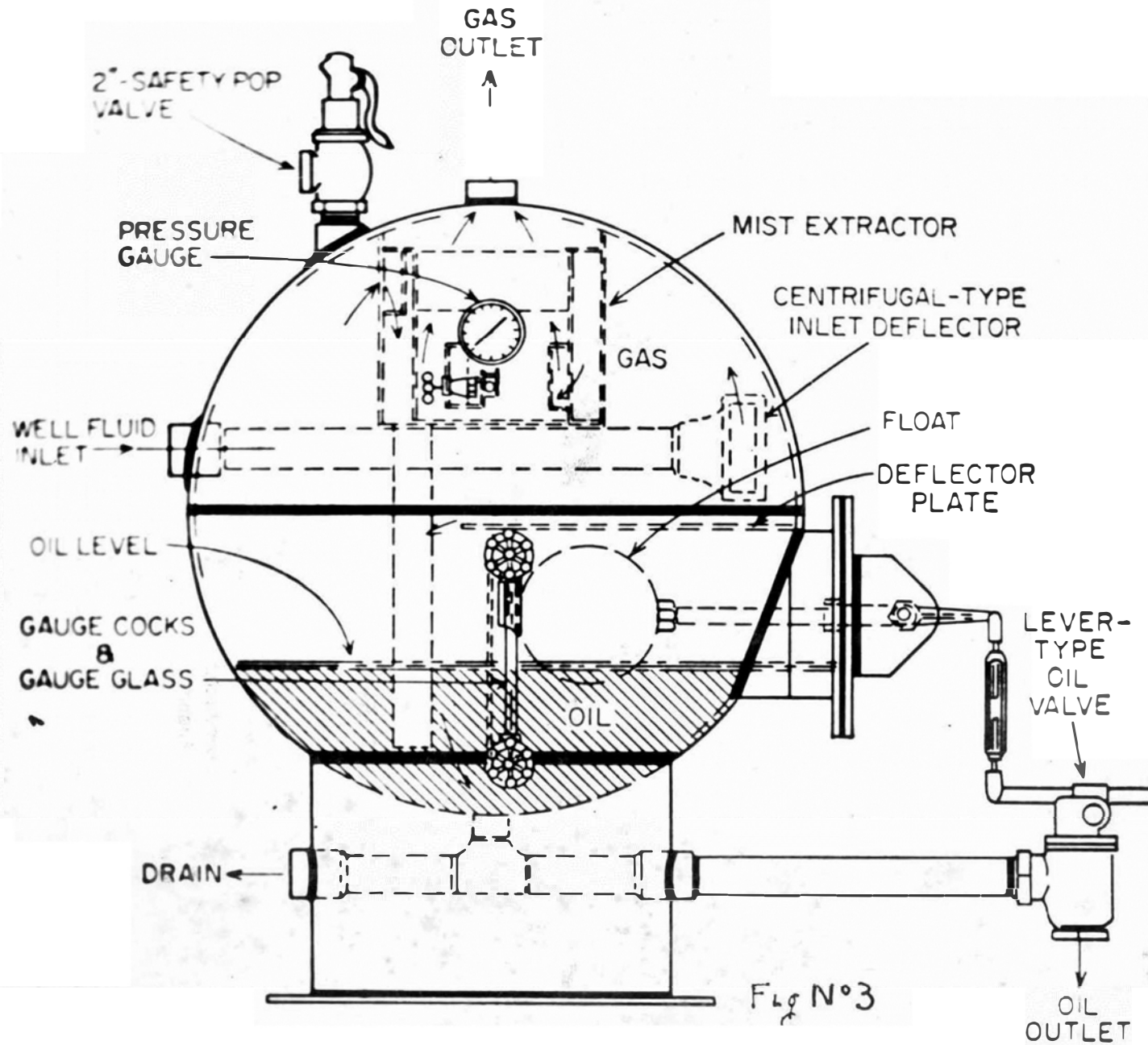


Fig N°3

El separador vertical generalmente emplea el diámetro interno total del recipiente para la sección de acenamiento en el separador horizontal de un tambor, el diámetro disponible será  $1/2$  de la cámara (la mitad inferior contiene líquido). Esta sección puede tener aspas de rectificación. El separador horizontal de doble tambor tiene disponible el volumen total de la cámara superior y - la mayoría de diseños utilizan las aspas mencionadas. Las esferas usan el diámetro interno total de la sección ventral, en la mayoría de los diseños.

La sección de extracción de neblina está normalmente en el tope de los separadores esféricos y verticales. En los tipos horizontales está hacia el extremo opuesto a la entrada.

El almacén o sumidero de líquidos está situado en el fondo de los separadores verticales y esféricos. En el horizontal de un tambor está <sup>en</sup> la mitad o en la tercera parte del cilindro. El horizontal de dos tambores, utiliza de la mitad a todo el cilindro inferior de acuerdo a las exigencias y diseños.

Independientemente del modelo, los mejores diseños incorporan las cuatro partes requeridas del separa-

dor, dentro del casco recipiente, de la manera menos com  
plicada. La simplicidad del diseño interior. La menor  
cantidad de obstáculos tratando de no limitar su capaci-  
dad dará un separador de más fácil operación y manteni-  
miento.

#### VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES

Cada forma o tipo de separador tiene ventajas y  
desventajas que dependen de las características particu-  
lares de diseño y de uso.

#### VERTICAL.-

Tiene una ventaja definida cuando se procesan co-  
rrientes de flujo que contienen gran cantidad de lodo y  
arena. Esto es debido a que poseen buenas característi-  
cas de drenaje y limpieza. Puede manejar más petróleo  
por unidad de gas que cualquier otro tipo. Los cascos es-  
tandard de 10 pies de longitud tienen una buena capaci-  
dad para manipular bruscas agitaciones. Desde que se usa  
un flotador de control en todo momento el control de ni-  
vel del líquido no es crítico. Como el nivel del líquido  
puede variarse moderadamente para acomodarse a las condi  
ciones de agitación, es extremadamente útil en pozos que  
producen por gas lift, o en los que cabecean grandes can

tidades de líquidos. El recipiente modelo vertical ahorra espacio donde el área de instalación es moderada, pero es difícil de montar en deslizadores para que puedan ser fácilmente transportados por camiones. Esto se debe principalmente a su exceso de altura.

La unidad vertical manipula menos gas por dolar - que otros tipos por lo que no se le puede comparar económicamente con el horizontal, por ejemplo, en instalaciones en que la función primaria sea separar grandes volúmenes de gas. En longitudes más cortas, puede ser - montado en deslizadores para su transporte, pero generalmente no se compara en capacidad de gas o líquido por dolar, con el separador esférico.

Una desventaja adicional del vertical es su altura, que hace que los servicios de seguridad montados en el tope sean difíciles de alcanzar y atender. El escape de gas al estar también en el tope, hace al separador - vertical más difícil de instalar y conectar que los otros tipos.

#### HORIZONTAL

Ambos tipos de separadores horizontales son más económicos para procesar grandes volúmenes de gas, que -



los otros tipos. Como ejemplo, un separador de un tambor, con sólo la mitad del cilindro disponible como espacio - para separación de gas tendrá mayor capacidad de gas que aún el vertical con el mismo tamaño de casco. Esto se debe a que las gotitas de líquido caen perpendicularmente a la corriente de gas y tienen una distancia relativamente corta para caer antes de tropezar con la superficie líquida o una aspa de rectificación.

El separador de doble tambor con el cilindro superior completamente libre para la separación del gas, tendrá más capacidad de gas para el mismo diámetro del casco, debido a la menor velocidad del gas.

En el separador vertical,, aunque la velocidad del gas sea baja debido a que fluye a través de una sección de gran diámetro, la capacidad de separación será menor porque las partículas líquidas tienen que caer directamente contra la corriente de flujo.

El separador horizontal es fácil de montar por su perfil bajo. Es relativamente fácil de instalar y cualquier parte del separador se puede alcanzar parado en el suelo (excepto para diámetro de 4 metros).

Los separadores horizontales van en desventaja - cuando manipulea corriente con lodo y arena no tienen succión natural, para un buen drenaje de fondo, ni un curso natural por el cual puedan salir los sedimentos a través de él, al exterior. En consecuencia, la arena se acumula en cilindro y pronto bloques el flujo de gas o líquido. Por las mismas razones, el separador horizontal es difícil de lavar.

En climas más fríos, el separador de un sólo tambor tiene una ventaja definida al procesar corrientes de gas que contienen poco líquido. El gas calentado que fluye a través de la gran interfase gas-líquido en el separador, mantendrá el líquido caliente y sobre la temperatura de hidratación. Este separador ha sido usado con más éxito que otros tipos para manejar crudos espumosos. En la mayoría de estos separadores de espuma la interfase gas-líquido está aumentada por diseñadores para quebrar la espuma, internos de varios diseños.

#### ESFÉRICOS

Es quizá más usado por su compactación. Es fácil de deslizar y montar y pueden aplicarse uno sobre otro, para que dos separadores esféricos ocupen la misma área

que uno vertical. De tamaño adecuado la esfera tiene una excelente separación de gas por dalar y una buena capacidad de manejo de líquido. Las características de drenaje son mejores que en el vertical. Sin embargo, no es tan económico para mayores capacidades de gas, como el separador horizontal, y su capacidad de agitación es limitada. Los tamaños disponibles en el separador esférico, lo hacen el más económico para instalaciones de un sólo pozo a alta presión.

La esfera se adapta para montar unidades portátiles de prueba. Además sus características ventajosas de manejo, transporte y conexiones, lo hacen útil para probar pozos nuevos, cuando se requiere una rápida instalación. En el área de la costa donde se requeriría montar i/o apilar para mayor portabilidad, manejo y montaje en plataformas situadas sobre agua, la esfera no tiene rival. Una unidad compacta conteniendo recipientes esféricos usará un deslizamiento menor que las unidades horizontales y dejará más espacio para operación y mantenimiento. Un "paquete" así no necesita ser desarmado para embarcarlo, como en el caso de una unidad vertical.

CAPITULO III

DISEÑO DEL TIPO DE SEPARADORES

## CAPITULO III

### DISEÑO DEL TIPO DE SEPARADORES

A continuación veremos la discusión para el diseño de los separadores más adecuados para una batería donde llegan flúidos de 5 pozos a una presión 850 psig. La producción de estos pozos es 765 <sup>3615</sup> ST0 y 11'018,480 SCF reducidos de las condiciones de producción; previamente adelantamos que la separación la discutiremos entre 2 y 3 etapas.

A).- Se averiguan los resultados de las pruebas realizadas en laboratorio que dan las columnas 1, 2, y 3.

## CUADRO No.1

A CONDICIONES DEL WELL HED 850 PSIA Y 90°F

Com po- nen tes	1 % liq. Vol	2 % vapor mol	3 Densi- dad lb/ <del>mol</del> pie <sup>3</sup>	4 <del>mol</del> .lb /mol No.de mol. liq. (a,b,cyd)	5 N.de moles V = z <sub>1</sub> -L <sub>1</sub> por 2 <sup>0</sup> Vapor	
C <sub>1</sub>	22.27	88.50	-----	16.042	414	25,664
C <sub>2</sub>	6.51	5.73	-----	30.068	121	1,663
C <sub>3</sub>	9.45	3.19	31.64	44.094	175	924
i C <sub>4</sub>	4.14	0.76	35.71	58.120	77	219
C <sub>4</sub>	6.62	0.95	35.71	58.120	123	275
	4.63	0.34	39.08	72.146	86	99
C <sub>5</sub>	3.66	0.22	39.08	72.146	68	63
C <sub>6</sub>	9.68	0.24	41.35	86.172	180	70
C <sub>7</sub>	33.08	0.07	55.28	283.000	615	19

1859

28,996

a- La densidad del líquido es 48 lb/ft<sup>3</sup> da el peso del líquido = 205,096.510 lbs.

b- % de peso del C<sub>2</sub> = 1.8%

% de peso del C<sub>1</sub> = 3.25%  
 por tabla densidad C<sub>3</sub> +  
 = 49.5 lb

Luego calculamos los pesos de  $C_1$  y  $C_2$

$$WC_2 = \frac{1.8 \times 205,396.51}{100} = 3,638.3 \text{ lbs}$$

$$WC_1 = \frac{3.25 \times 205,396.510}{100} = \frac{6,641.4}{\Sigma 10,279.7}$$

$$WC_1 + C_2 = 10,279.7 \quad y;$$

$$WC_3 + = 205,396.510 \text{ lbs} - 10,279.7 = 195,116.894 \text{ lbs}$$

- b) Multiplicando 195,116.894 x la columna (1) y dividiendo por (3) da el número de moles de líquido de la columna (4).

$$\frac{11'018,480 \text{ SCF}}{380 \text{ SCF/mol}} = 28,996 \text{ moles de gas}$$

distribuido según la proporción molar en el análisis de gas, da el No de moles de vapor (5).

Una vez realizado el cálculo inicial para saber

la composición en la alimentación del primer separador, podemos proseguir hacia la segunda etapa que como primera posibilidad la supondremos a 14.7 y 100°F para exhibimos el siguiente cuadro partiendo siempre del porcentaje de moles a esas condiciones que obtenemos de la prueba PVT de laboratorio. Además los moles de líquido de cada compuesto para el primer separador servirá de alimentación a éste.

CUADRO No. 2

Segunda etapa A .-

14.7 psia y 100°F

	% Mol	Moles dia	K	$L = 1100$ $KR+1$	$L_i = \frac{z_i}{KR+1}$	$L = 900$ $KR + 1$	$L_i = \frac{z_i}{KR+1}$	$V_i = z_i \cdot L$
C <sub>1</sub>	22.27	414	186	127.10	3.37	187	2.22	411.7
C <sub>2</sub>	6.51	121	38	26.8	4.53	38	3.18	117.8
C <sub>3</sub>	9.41	175	10.5	8.11	21.60	11.5	15.20	159.8
C <sub>4</sub>	4.14	77	4.3	3.94	19.50	5.3	14.5	62.5
C <sub>4</sub>	6.62	123	3.25	3.21	38.40	4.25	29.6	93.4
C <sub>5</sub>	4.63	86	1.28	1.87	46.00	2.28	37.8	48.2
C <sub>5</sub>	3.66	68	1.03	1.71	40.00	2.03	33.5	34.5
C <sub>6</sub>	9.68	180	0.35	1.238	145.60	1.35	134.0	46
C <sub>7+</sub>	<u>33.08</u>	<u>615</u>	0.01561	1.013	<u>610.00</u>	<u>1.016</u>	<u>610</u>	<u>5</u>
	100.00	1859			930		890	969



Según la segunda etapa de la posibilidad A tenemos:

14.7 Psia y 100°F

Compo nente	No - MOL.	<del>mol-kil</del> Pesos M lbs/mol	Peso del 60°F y No.de Mol. lbs.	14.7 psia Densi.	Vol de los mo les, ft <sup>3</sup> liq.
C <sub>1</sub>	2.22	16.042	35.5	----	-----
C <sub>2</sub>	3.18	30.068	98.5	----	-----
C <sub>3</sub>	15.20	44.094	681.0	31.64	21.6
i C <sub>4</sub>	14.50	58.120	846.0	35.71	23.7
n C <sub>4</sub>	29.60	58.120	1710.0	35.71	48.9
i C <sub>5</sub>	37.80	72.146	2730.0	38.08	71.5
n C <sub>5</sub>	33.50	72.146	2420.0	38.08	63.5
C <sub>6</sub>	134	86.172	11580.0	41.36	280.0
C <sub>7+</sub>	610	283.000	172630.0	55.28	3120.0
			192,732.0		3,629.2

a) Peso de propano y más pesado es 192,697 lbs.

$$\text{La densidad por lo tanto} = \frac{192,697}{3,629.2} = 56.2 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

b) % de peso en la mezcla líquida del

$$C_2 = \frac{98.5}{192,732} \times 100 = 0.051$$

% de peso en la mezcla líquida del

$$C_1 = \frac{35.5}{192,732} \times 100 = 0.018$$

Corrigiendo la densidad del líquido por acción del  $C_1$  y  $C_2$  da con (a) y (b) en el gráfico correspondiente

$$D. \text{ del liq. total} = 56.1 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

$$G.S = \frac{56.1}{62.4} = 0.889 = 27.5 \text{ } ^\circ\text{API}$$

c) El volumen total del líquido es:

$$\frac{192,732}{56.2} = 3430 \text{ ft}^3$$

$$= \frac{3430}{5.61} = 610 \text{ Bls. ST}$$

d) Volumen de gas separado en la segunda etapa

$$\text{No. moles} \quad V \times 380 = 969 \times 380 = 368,220 \text{ S.C.F.}$$

Luego la capacidad necesaria para el 1er. separador será: para gas 11'018,480 SCF y Liq = 765 Bls.

para el 2do.: gas 368,220 SCF y 610 Bls.

La gravedad final de nuestro producto sería 27.5 °API

Como en los campos petroleros del Perú no se le dá - la debida importancia al gas por la distancia a los centros de consumo vamos a basar nuestro cálculo en el líquido

#### B.- CALCULO CON TRES ETAPAS DE SEPARACION

1ra. Etapa, permanece igual al caso A por las condiciones del pozo.

2da. Etapa.

250 psia y 80°F

Compo nente	Moles que vienen de la lra. <u>E</u> tapa.	K	250 80°F	L = 1460 KR + 1	$L_i = \frac{z}{KR + 1}$	$V = z_i - L_i$
C <sub>1</sub>	414	10.50		3.870	107	307
C <sub>2</sub>	121	2.13		1.582	76	45
C <sub>3</sub>	175	0.65		1.178	149	26
C <sub>4</sub>	77	0.28		1.077	71	6
C <sub>4</sub>	123	0.206		1.0563	116	7
C <sub>5</sub>	86	0.093		1.0254	84	2
C <sub>5</sub>	68	0.074		1.0202	67	1
C <sub>6</sub>	180	0.027		1.0074	179	1
C <sub>7</sub>	650	0.0017		1.00046	615	0
	<hr/>				<hr/>	<hr/>
	1859				1464	395

Según este análisis, determino el volumen para la capacidad del separador de la segunda etapa tanto de gas como de líquido.

	Moles liq.	<del>mol</del> Peso lbs/mol	Peso de m.liq. en lbs	Densidad 60°F y - 14.7 psi	ft <sup>3</sup> de liq C <sub>3</sub> +
C <sub>1</sub>	107	16.042	1760	----	----
C <sub>2</sub>	76	30.068	2290	----	----
C <sub>3</sub>	149	44.094	6100	31.64	193
i C <sub>4</sub>	71	58.12	4122	35.71	115
n C <sub>4</sub>	116	58.12	6718	35.71	188
i C <sub>5</sub>	84	72.146	6850	39.08	175
n C <sub>5</sub>	67	72.146	4850	39.08	124
C <sub>6</sub>	179	86.172	15440	41.36	375
+ C <sub>7</sub>	615	283.000	174120	55.28	3116
	<hr/>		<hr/>		<hr/>
	1464		221,250		4286

$$a) \text{ Densidad de } C_3 + = \frac{221,250}{4,286} = 51.6 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

$$b) \% WC_2 = \frac{2290}{221,250} \times 100 = 1.04 \%$$

$$\% WC_1 = \frac{1760}{221,250} \times 100 = 0.8 \%$$

Con el gráfico corregimos densidad total incluyendo  $C_1$  y  $C_2$

$$50.0 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

Volumen de líquido que necesita el segundo separador, será:

$$\frac{221,250}{50.02} = 4400 \text{ ft}^3 = 783 \text{ Bls.}$$

Volumen de gas =  $395 \times 380 = 150,000 \text{ SCF}$ .

La tercera etapa tiene  $14.7$  y  $100^\circ\text{F}$  y el análisis a esas condiciones y a partir del líquido de la segunda etapa, tenemos:

14.7 psia y 100°F

	Mol/día que vie ne del 2do	14.7 y 100°F K	L = 930 KR + 1	$L_i = \frac{z_i}{KR+1}$	$V_i = z_i - L_i$
C <sub>1</sub>	107	186	107.8	1	106
C <sub>2</sub>	76	38	22.816	3	73
C <sub>3</sub>	149	10.5	7.0281	21	128
i C <sub>4</sub>	71	4.3	3.4686	20	51
n C <sub>4</sub>	116	3.25	2.8658	40	76
i C <sub>5</sub>	84	1.28	1.7348	48	36
n C <sub>5</sub>	67	1.03	1.5913	42	25
C <sub>6</sub>	179	0.35	1.2009	149	30
+ C <sub>7</sub>	615	0.0156	1.0090	610	5
				934	530

El separador en la tercera etapa deberá tener la capacidad que calcularemos en el próximo cuadro.

3ra. Etapa

14.7 psi y 100°F

	Moles liq.	<del>mol lb</del> Peso Mol. lbs/mol	Peso del lbs	No. <sup>moles</sup> 60°F y 14.7 psi. Densidad	+ C <sub>3</sub> Vol. ft
C <sub>1</sub>	1	16.42	16.42	----	----
C <sub>2</sub>	3	30.068	92.00	----	----
C <sub>3</sub>	21	44.094	942.00	31.64	29.8
C <sub>4</sub>	20	58.12	1170.00	35.71	31.5
C <sub>4</sub>	40	58.12	2340.00	35.71	65.8
C <sub>5</sub>	48	72.146	3450.00	39.08	88.0
C <sub>5</sub>	42	72.146	3350.00	39.08	85.5
C <sub>6</sub>	149	86.172	12810.00	41.36	310.0
C <sub>7</sub>	610	283.000	172500.00	55.28	3125.0
	-----		-----		-----
	934		196670.42		3735.6

a) Densidad de C<sub>3</sub> + =  $\frac{196,670.42}{3,735.6} = 52.2 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$



$$WC_2 = \frac{92 \times 100}{196,670} = 0.048 \approx 0.05$$

$$WC_1 = \frac{16.42 \times 100}{196,670} = 0.0084$$

Corrigiendo en el gráfico. Tenemos la densidad total del líquido:

$$51.6 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

su G.S. es :

$$\frac{51.6}{62.4} = 0.816 \quad 42^\circ \text{API}$$

con una producción de

$$\frac{196,670.42}{51.6} = 3,810 \text{ ft}^3 = 678 \text{ Bbls STO}$$

Volumen de gas en esta etapa:

$$530 \times 380 \frac{\text{SCF}}{\text{mol}} = 220,000 \text{ SCF}$$

Resumando los resultados obtenidos en el siguiente cuadro:

PROCE DIMIEN TO.	ETAPA	CONDICIONES	CAPACIDAD NEC.	CARACTE RISTI-- COS
A	Etapa	850 psia	Liq. 765 STB	
	No. 1	90°F	Gas 11.02 MMSCF	
	Etapa	14.7 psia	Liq. 610 STB	27.5°API
	No. 2	100°F	Gas 0.37 MMSCF	
B	Etapa	850 psia	Liq. 765 STB	
	No. 1	90°F	Gas 11.02 MMSCF	
	Etapa	250 psia	Liq. 783 STB	
	No. 2	80°F	Gas 0.15 MMSCF	
	Etapa	14.7 psia	Liq. 678 Bls	42°API
	No. 3	100°F	Gas 0.22 MMSCF	

Teniendo los volúmenes a separarse calcularemos los tipos de posibles separadores.

El procedimiento del cálculo y uso de los gráficos

es sencillo y no necesita descripción.

CASO A.

1ra. Etapa.-

$$\text{Vertical 850 psia; } \frac{750}{0.75} \text{ Bbls; } \frac{11.02 \text{ MMSCF}}{0.75}$$

se divide por 0.75 para darle un 25% de seguridad que es lo que acostumbra en estos casos.

$$\text{Bls.} = 1,000 \text{ Bb; } 14.5 \text{ MMSCF}$$

En el gráfico No. 4 tenemos para 14.5 MMSCF a 850 - psi un separador 10ft de alto y 24" de diámetro interno. El tiempo de retención aconsejable para 850 psi es de 50 segundos; entrando al gráfico No. 5 con 1000 Bls cortando a 50 segundos y luego al diámetro de 24" señala que - el flotador de la válvula de salida debe mantener un nivel de 12 pulgadas.

2da. Etapa.-

$$\text{gas} = \frac{0.37 \text{ MMSCF}}{0.75} = 0.498 \approx 0.5 \text{ MMSCF}$$

# Use this chart to find GAS CAPACITY OF A VERTICAL SEPARATOR

## SEPARATOR O.D.

Design Pressure

OD in. Pressure

60 125  
500 1,000  
1,000 1,500

48 125  
500 1,000

36 125  
500 1,000  
1,500

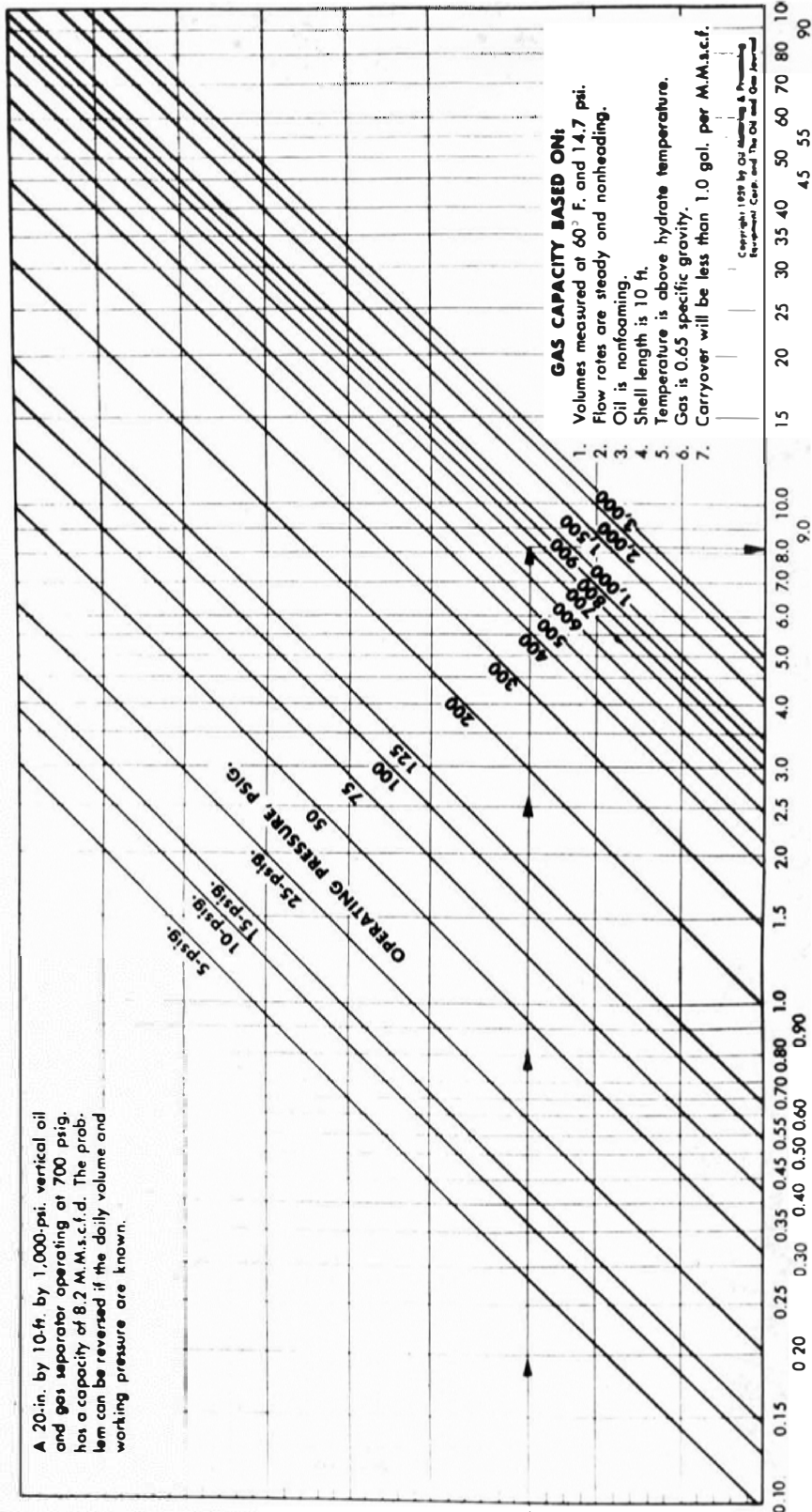
30 125  
500 1,000  
1,500  
2,000

24 125  
500 1,000  
1,500  
2,000

20 125  
500 1,000  
1,500  
2,000

16 125  
500 1,000  
1,500  
2,000

A 20-in. by 10-ft. by 1,000-psi. vertical oil and gas separator operating at 700 psig. has a capacity of 8.2 M.M.s.c.f.d. The problem can be reversed if the daily volume and working pressure are known.



Gas Capacity of Vertical Oil and Gas Separators

M.M.s.c.f. 24-Hour

Grat. N° 4

$$\text{petróleo} = \frac{610 \text{ Bls}}{0.75} = 815 \text{ Bls}$$

da un separador de 24 pulgadas de diámetro interno en el Gráfico No.

Para el líquido, el tiempo de retención adecuado es de 1 minuto y la altura del nivel, en el fondo del separador es de 15 pulgadas.

#### CASO A HORIZONTAL

1ra. Etapa.-

Gas 14.5 MMSCF petróleo 1000 Bls.

presión 850 psia = 835 psig

con una presión designada de 1000 psi da un separador de 10 ft de largo y 20 pulgadas de diámetro interno el tiempo de retención 50 segundos y 4 pulgadas de alto del nivel del líquido. **Gráfico N°6-7**

2da. Etapa.-

Gas 0.498 MMSCF y 815 Bls.

Resulta en el gráfico un separador de 10 ft. de

largo y 16 pulgadas de diámetro interno con una altura - de nivel de líquido de 6 pulgadas.

#### CASO A

##### ESFERICOS

1er. Etapa.-

14.5 MMSCF, 1000 Bls a 850 psia

en el gráfico No. 8 resulta un separador de 48 pulgadas de diámetro interno con un tiempo de retención de 2 minutos, según el cuadro adjunto, altura del líquido de 16 pulgadas.

2da. Etapa.-

Gas 0.498 MMSCF y 815 Bbls a 15 psia

por el mismo procedimiento anterior vemos que hasta el diámetro más pequeño satisface el volumen de gas. Teniendo en cuenta el líquido, un diámetro interno de 30", tiempo de retención 30" y altura del nivel de líquido 10".

#### CASO B

##### VERTICAL

1ra. Etapa.- Semejante al caso B

2da. Etapa.- Gas 0.15 MMSCF = 0.2 MMSCF  
0.75

2da. Etapa.-

$$\text{Liq} = \frac{783}{0.75} \quad \text{STB} = 1,050 \text{ Bbls}$$

$$\text{Presión} = 250 \text{ psia.}$$

cualquier separador satisface el volumen de gas a la presión de esta etapa.

Teniendo en cuenta el líquido, hallo que es necesario un separador de 30" 10ft de alto, de diámetro interno, el tiempo de retención, un minuto con una altura del líquido de 12 pulgadas.

3ra. Etapa.-

$$\text{petróleo} = \frac{678 \text{ Bls}}{0.75} = 900 \text{ Bls}$$

$$\text{Gas} = \frac{0.22 \text{ MMSCF}}{0.75} = 0.3 \text{ MMSCF}$$

Resulta para el volumen de gas un separador de 16" de diámetro y 10 ft de altura y una altura del nivel de líquido de 36 pulgadas, tiempo de retención, 1 minuto.

## HORIZONTAL

1ra. Etapa.- Es similar al cálculo en A.

2da. Etapa.-

Gas = 0.2 MMSCF

Líquido = 1050 Bbls.

Presión de operación = 250 psia.

Cualquier separador es capaz de accionar 0.2 MMSCF/Día.

Teniendo en cuenta el líquido se observa que el separador más indicado deberá tener 16 pulgadas de diámetro interno 10 ft de largo un nivel de líquido de 8" ( $\frac{1}{2}$  tambor) y el tiempo de retención de 1 minuto).-

3ra. Etapa.-

Gas = 0.3 MMSCF

petróleo= 900 Bbls

presión = 15 psi

Recomendamos un separador de 20" de diámetro interno, altura del líquido 5" con un tiempo de retención de un minuto.



## ESFERICOS

1ra. Etapa.- Es similar a la anterior (A)

2da. Etapa.-

Gas 0.2 MMSCF

Liq 1050 Bbls.

presión = 250 psi.

cualquier tamaño es capaz para el volumen de 0.2 MMSCF/D.  
Para el líquido tenemos de 30" de di metro interno 30 se  
gundos de ciclo de descarga, nivel de líquido de 10".

3ra. Etapa.-

Teniendo en cuenta la poca cantidad de gas es insul  
so el cálculo de este tipo que se recomienda cuando la  
cantidad de gas es grande.

CAPITULO IV

C O N C L U S I O N E S

## CAPITULO IV

### C O N C L U S I O N E S

En este Capítulo mostraré el análisis de las estimaciones referidas en el Capítulo anterior. Como base inicial presento el siguiente cuadro que servirá para ver más esquemáticamente la diferencia y recomendaré el mejor.

Los volúmenes utilizados para el cálculo del precio del separador es mayor que real porque tiene un factor de seguridad del 25% que se recomienda para agitaciones imprevistas de los pozos o cualesquiera imprevisto.

ETAPA	TIPO	CONDICIONES	PRECIO \$ DEL SEPARADOR	PRECIO DEL PRODUCTO
Método (A)	Vertical	Capacidad Nas	4,264.00	Produccion
1°	Horizont.	1000 B/D (1)	3,222.00	Real 610 B/D
		<u>14.5 MMSCF</u>	3,250.00	de 27.5°API
		850 psi		y valor de
	Esférico	90°F		\$ 2.90
2°	Vertical	Capacidad 25% de seguridad	971	según boletín
	Horizont.	850 B/D	1,071.00	de la Aduana
		<u>0.5 MMSCF</u>	1,098.00	11.40 MMSCF
	Esférico	15 psi	(Insulsa ca	
		100°F	pacidad de	
			gas)	
Método (B)			Idem que (A)	
1°	Idem	Idem		Petróleo Pro-
2°	Vertical	1050 B/D	3,625	ducido real
	Horizont.	<u>0.2 MMSCF</u>	2,183	678 B/D de -
		250 psi	2,541	42°API a \$3.05
	Esférico	80°F		Gas 11.39
3°	Vertical	900 B/D	970	MMSCF
	Horizont.	<u>0.3 MMSCF</u>		
	Esférico	15 psi	1,163	
		100°F	No es aplica-	
			ble	

En primer lugar es obvio recomendar el procedimiento B según el cuadro anterior como ~~el~~ **la** más económica. Con tres etapas se logra más petróleo de más gravedad API. Estos dos factores hace que el factor de volumen, el GOR, cuyo bajo valor es deseable, disminuya.

Sin evaluar el gas por razones antes mencionadas pasará a describir los separadores adecuados.

#### B).- 1ra. Etapa.-

Dada su presión lo que significa continuo servicio y revisión de válvulas, además de buena eficiencia y menor costo inicial decidimos por el horizontal de un tambor con sus dimensiones ajustadas a las existentes en el mercado y dimensiones especificadas.

Un separador horizontal con las siguientes características de operación 1000 psig. puede separar máximo 16 MMSCF y laborar 1000 B/D sus implementos adicionales y sus dimensiones reducidas a los existentes en catálogos es D.I 24" Longitud 5 ft válvula de seguridad 2" salida de gas 1.4" ; costo \$ 3,222.00

Uniones 1  $\frac{1}{2}$ "

Peso del separador embalado 2800 lbs.

Termometro

Conexiones para diagramas de control.

Válvula de aceite (flotador)

Dren de agua

Válvula de control de gas (evita el regreso y controla  
cabeceo)

Conexiones de alimentación

El precio incluye los accesorios.

2da. Etapa.-

Aun la presión se le puede considerar alta y más por su mayor eficiencia y ventajas mencionadas en el Capítulo II.-

Sus características acomodadas al catalogo, siempre - tratando de lograr máxima aproximación al logrado en cálculos anteriores. Recomendando:

1 Separador Horizontal cuyas características comerciales son las siguientes:

Presión máxima de trabajo 250 psia - Costo \$ 2183

Diámetro interno 24" x 7'6" de altura.

Capacidad 9.8 MMSCF y 1080 B/D.

Válvula de petróleo 2"

Válvula de entrada y salida de gas 1 1/4"

Uniones 1  $\frac{1}{2}$ "

Peso embalado 1100 lbs.

3ra. Etapa.-

En este caso el separador que recomiendo es vertical.

1 Separador vertical con una capacidad máxima 900 B/D;  
4.2 MMSCF de 30" de diámetro interno y 5' de alto.

Sus accesorios son los siguientes:

Máxima Presión de trabajo 120 psig.

- Válvula de aceite y gas 2"
- Salida de gas 1" - 4"
- Peso embalado 1100 lbs.

Precio total \$ 970.00 incluido los accesorios.

En suma el precio de instalaciones será:

1ra Etapa	-----	\$ 3222
2da.Etapa	-----	2183
3ra.Etapa	-----	970
		<hr/>
		6375
+ 20 % imprevistos y mano de		
obra	-----	127
		<hr/>
		\$ 6502

La diferencia de precios entre las separaciones A y B y el ahorro que significa una apreciación de esta índole es la siguiente.

A) Mínimo costo de instalación es de \$ 5031 en comparación con el costo inicial de (B) \$ 6,375; esto hace una diferencia de \$ 1344.

Pero el producto diario (Teniendo en cuenta sólo el líquido), de (A) es 610 STB x \$ 2.90 = \$ 1,769. Y en el (B) es 678 STB x 3.05 = \$ 2,067.90 que hace una diferencia diaria de \$ 298.90 por supuesto esta diferencia disminuye si tomamos en cuenta el gas pero la diferencia no es marcada y estas cifras da una idea de la importancia del presente análisis.

El cambio de longitudes y diámetros de los separadores para los catálogos se puede hacer empleando las ecuaciones:

$$Q_1 = Q_2 (D_1^2/D_2^2) \quad \text{y} \quad Q_1 = Q_2 (L_1/L_2)^{0.56}$$

$Q_1$  = Capacidad del separador calculado y de  $L_1$  y  $D_1$

$Q_2$  = Capacidad del separador del catálogo de longitud  $L_2$  y  $D_2$ .





tróleó y gas y gas y debe retirarse antes que se venda. - En algunos casos se puede ahorrar tanto condensado ó petróleó por el uso de separadores trifásicos como puede ganarse por la instalación de un equipo más elaborado.

Cuando se ordena un separador de tres fases, el comprador debe ser capaz de suministrar al fabricante la gravedad específica de los flúidos que van a ser manejados. Si las condiciones para cera ó parafina no son de importancia el manufacturero calculará el tiempo de retención por un método más riguroso, que el que yo he usado.

Finalmente diremos que el procedimiento seguido para seleccionar separadores para una aplicación particular es:

-Luego de encontrar las cantidades de gas y líquido para cada etapa con adecuadas condiciones (Laboratorio), se encuentra que tamaño y modelo corresponden a las exigencias del gas y líquido. Deben considerarse las condiciones actuales y futuras de operación.

-Comparar costos.

## BIBLIOGRAFIA

- Boletín de Aduanas del Perú No. 480
- Catálogo - Black, Sivalls Bryson, INC.
- Catálogo - Rolo Manufacturing Company.
- Catálogo - Oil Metering Equipment.
- Chemical Engineers Hand Book - III Ed. de Mc Graw Hill  
Biblioteca Central de la Universidad Nacional de Ingeniería.
- Copias de apuntes de clase del Ing. Juan Rodriguez del Castillo.
- Field Processing - J.Campell -The Oil and Gas Journal-  
Folleto.
- Fluid Separator - World Oil - Folleto.
- Petróleo Interamericano.- Revista IX-55 Biblioteca de  
la Facultad de Petróleo.
- Petroleum Production -Hand Book; Thomas C. Frick; Cap.  
XI.- Biblioteca de la Facultad de Petróleo.
- Petroleum R. Engineering.- AMIX.- Biblioteca de la Facultad de Petróleo.
- Tesis de Bachiller.- Apreciación Analítica de Separadores de Fluidos en campos Petrolíferos.- Jaime Venero -  
1963.
- Well Desing Drilling and Production .- Craf, Holden, -  
and Graves.- Cap. VII.

# I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
<u>INTRODUCCION</u>	
<u>CAPITULO I.- PRINCIPIO DE SEPARACION</u>	1-12
-Noción General.	
-Características de los Flúidos.	
-Petróleo Crudo.	
-Condensado.	
-Gas Natural.	
-Gas Libre.	
-Gas en Solución.	
-Vapor condensado.	
-Agua.	
-Separador.	
-Depurador.	
-Extractores.	
-Cámara de Vaporización.	
-Recipiente de Expansión.	
-Filtro.	
-Componentes de un Separador.	
<u>CAPITULO II.- MECANISMO DE SEPARACION</u>	13-26
-Gravedad.	
-Fuerza Centrífuga.	
-Barrido.	
-Difusión.	
-Precipitación Eléctrica.	
-Sónica.	
-Térmica.	
-Tipos de Separadores.	
-Ventajas y Desventajas.	
<u>CAPITULO III.- DISEÑO DE SEPARADORES</u>	27-45
-Datos de Campo y Laboratorio.	
-Análisis molar y volumétrico pa a dos etapas.	
-Análisis molar y volumétrico para tres etapas.	
-Cálculo de las características de los productos.	
-Cálculo de las dimensiones de los diferentes tipos de sepa- radores.	

PAGINA

CAPITULO IV.- CONCLUSIONES

46-54

- Cuadro de Comparaciones.
- Discusión Técnico Económica.
- Ajuste con dimensiones existentes en Cat logo.
- Recomendación Final.
- Recomendación de método para diseño de Separadores.