

SEPARADORES DE GAS

CONTENIDO

Introducción a la separación de fluidos. Propiedades de los fluidos que llegan a superficie. Características de la Separación de fluidos. Tipos de separadores. Partes constitutivas de separadores. Diseño y cálculo de separadores bifásicos y trifásicos. Análisis de beneficios e inconvenientes de cada tipo. Selección.

INTRODUCCIÓN

¿Por qué tengo mezclas de líquido y gas en líneas de pozo?

Generalmente, el flujo que circula por los poros entre las rocas de un reservorio es de naturaleza multifásica. Los fluidos pueden estar en fase líquida o gaseosa. La fase líquida estará compuesta por petróleo y agua. Cuando estos fluidos llegan a la tubería de producción experimentan un descenso de presión y temperatura que hace que parte de la fase líquida pase a la fase gaseosa, es decir podría aumentar la fase gaseosa. Cuando llega a superficie el fluido experimenta aumentos o descensos de presión y temperatura que hace que la fase líquida pueda experimentar volatilización y que la fase gaseosa se condense. O sea, hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.

¿Por qué es necesario separar las fases?

Una de las razones por las cuales es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, es que, en campos con hidrocarburos gaseosos y líquidos, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado, una cantidad considerable de hidrocarburo liviano que es arrastrado por el flujo del gas ocasiona grandes pérdidas económicas de la fase líquida, si se considera que el hidrocarburo liviano es el de más alto valor comercial. Y además el gas necesita ser separado de la fase líquida (secado) para dejarlo en condiciones de venta o en condiciones de ser usado para generación de calor o energía eléctrica.

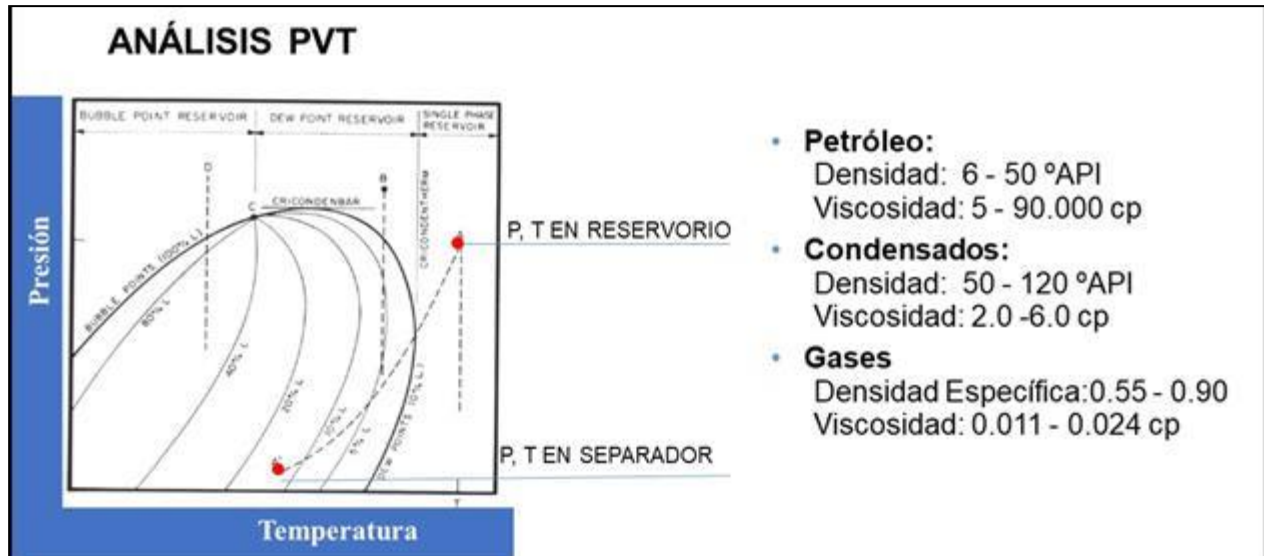
Por otro lado, es necesario separar las dos fases líquidas, agua y petróleo porque generalmente se llega a un acuerdo con el comprador de petróleo para que el porcentaje de agua sea inferior al 1 %. Si el destino del petróleo es destilería, contenidos anormales de agua provocan corrosión, por ser agua salada y aumentos anormales de temperatura. Además, antes de llegar a destilería hay un costo de bombeo de más, por el volumen de agua, y ésta en presencia de petróleo forma emulsiones que le confieren al fluido un flujo de mayor viscosidad que también aumenta el costo de bombeo. Los barros forman otra fase que también puede ser separada en los separadores

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS QUE LLEGAN A SUPERFICIE

Las sustancias que llegan a superficie pueden ser, mezclas de hidrocarburos complejos en forma líquida o gaseosa, agua de formación, agua de recuperación secundaria o terciaria en fase líquida o gaseosa, e impurezas como arenas, arcillas, CO₂, SH₂ y metales

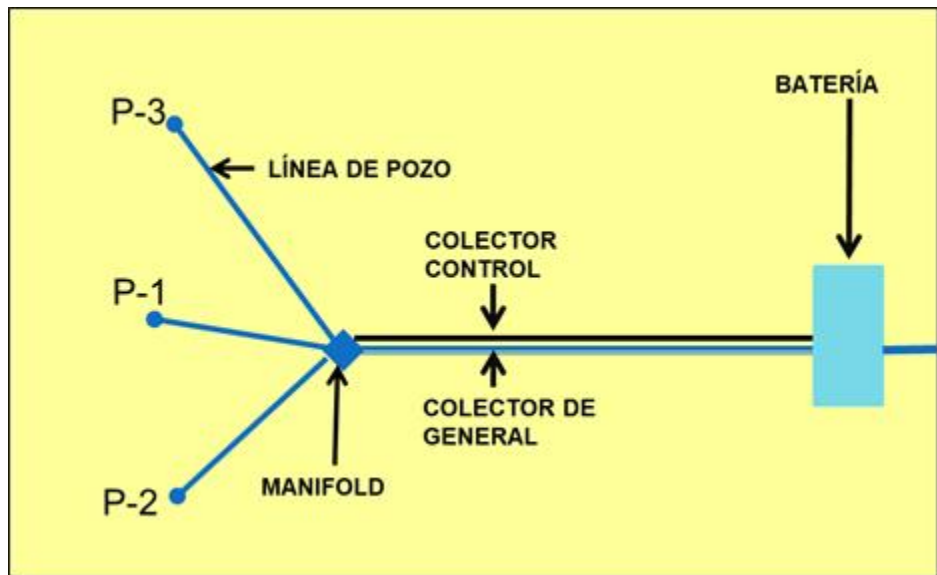
En consecuencia, cómo se responde a la pregunta ¿con cuánto volumen de gas y líquido, los fluidos llegan a superficie?

Debemos conocer la curva de despresurización real para saber qué volumen tendremos en superficie. El ensayo de PVT nos permite conocer con cuánto volumen de gas se llega a superficie conociendo la presión y temperatura del separador en boca de pozo.



CARACTERÍSTICAS DE LA SEPARACIÓN DE FLUIDOS

En yacimiento la separación de las fases comienza a realizarse en las instalaciones de



superficie que llamaremos Batería.

El separador cumple la función de comenzar a separar las fases con las que llega el fluido a Batería, provenientes de la boca de pozo. La separación busca que las fases separadas no

estén contaminadas entre sí y esto obedece a una razón técnico económica, pues se persigue optimizar el proceso de comercialización tanto del petróleo como del gas y de la disposición final del agua.

En síntesis:

SEPARACIÓN EFICIENTE (FASES NO CONTAMINADAS ENTRE SI):

- ✓ OPTIMIZAR LOS PROCESOS DE COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS Y/O DE REUTILIZACIÓN DE GAS.
- ✓ ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA PARA SU DISPOSICION FINAL O LA REUTILIZACIÓN PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA, ETC.

GENERALIDADES DE LOS SEPARADORES

- Los separadores son recipientes sometidos a presión. El principio de separación entre fases es la diferencia de densidades entre las mismas, mientras mayor sea la diferencia más fácil será la separación entre fases, pero esta diferencia depende de la presión y temperatura de operación. Si la separación de fases entre gas y líquido se realiza a presión y temperatura ambiente, la densidad del líquido es de 400 a 1600 veces mayor que la densidad del gas, mientras que si la operación de separación entre fases se realiza a presión y temperatura de operación del separador, la diferencia entre densidades se reduce a 6 o 10 veces.

✓ A P y T standart, $\delta_{\text{líquido}} > \delta_{\text{gases}}$, $\delta_{\text{líquido}} = 400 \text{ a } 1600 \cdot \delta_{\text{gases}}$

✓ A P y T separador, $\delta_{\text{líquido}} = 6 \text{ a } 10 \cdot \delta_{\text{gases}}$

Es necesario tener en cuenta que la separación entre fases por gravedad no se logra si las gotas poseen un diámetro menor a 100 micrones.

- La velocidad de separación está regulada por la ley de Stokes, en este caso aplicada a la separación entre las fases líquidas donde la fase continua es el petróleo.

$$V_{\text{decantación}} = \text{cte.} \cdot (\delta_{\text{agua}} - \delta_{\text{petróleo}}) \cdot r^2 / \mu_{\text{petróleo}}$$

Donde:

$V_{\text{decantación}}$: Velocidad de decantación de la gota de agua

δ_{agua} : Densidad del agua

$\delta_{\text{petróleo}}$: Densidad del petróleo

r: radio de la gota de agua

$\mu_{\text{petróleo}}$: Viscosidad del petróleo

- La separación por gravedad es el mecanismo más utilizado para la separación de las fases porque el equipo necesario es el más simple.

El asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria que en los separadores verticales es más ineficiente que en los separadores horizontales debido a que

el flujo de gotas de líquido descendente circula en contracorriente al flujo de gas. La velocidad promedio del flujo de líquido aumenta en un principio hasta que llega a una velocidad límite a partir de la cual la velocidad del líquido es constante, esta es la velocidad de asentamiento. La velocidad de gas no debe superar la velocidad de asentamiento del flujo de líquido para lograr que la gota de líquido se separe. El diámetro de dicha gota determina el menor diámetro que se pueda separar de la sección secundaria. En realidad, la deducción anterior es solo ideal ya que no se tuvo en cuenta el efecto de la turbulencia en el flujo gaseoso y de que existen velocidades iniciales del flujo de líquido mayores a la velocidad inicial promedio. Estos dos factores provocan que gotas con diámetros más pequeños se separen y que gotas con diámetros más grandes sean retenidas. La separación por gravedad en el flujo horizontal también está sujeta a los mismos efectos.

CLASIFICACIÓN GENERAL DE SEPARADORES

La clasificación de los separadores se puede hacer según distintos criterios.

CONFIGURACIÓN

- Verticales
- Horizontales
- Esféricos

PRESIÓN DE OPERACIÓN

- Alta (750 a 1500 psi)
- Media (230 a 750 psi)
- Baja (15 a 230 psi)

FUNCIÓN

- Bifásicos
- Trifásicos

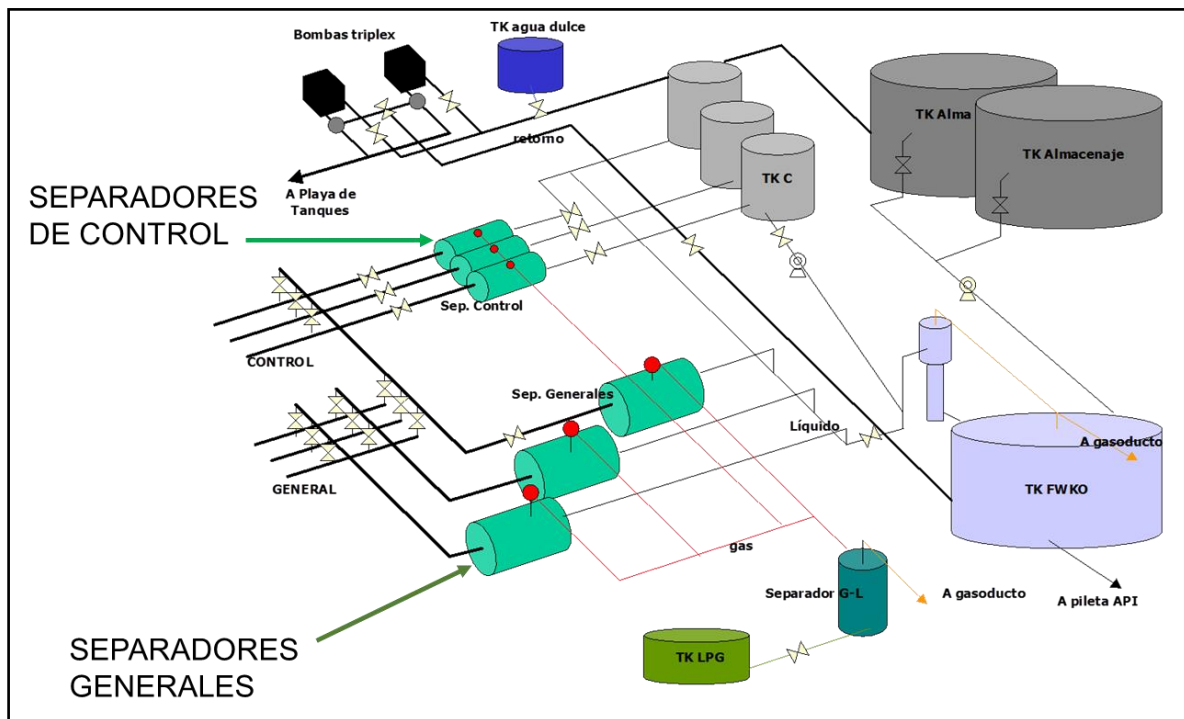
En batería los separadores existentes pueden separar la fase gaseosa de la líquida, en ese caso se llamará separador bifásico, y en el caso de separar las tres fases se llamará trifásico

APLICACIÓN

- Separadores de producción
- Separadores de control

FUNCIÓN DE LOS SEPARADORES EN YACIMIENTO DE PETRÓLEO

¿Cuál es el objetivo de un separador en la corriente de petróleo?



En la entrada a Batería se tiene un manifold de distribución de la producción de los colectores de control y general.

A las instalaciones de Batería, generalmente, llegan dos colectores de cada manifold, uno de general y el otro de control. El fluido que llega por el colector de general puede pasar a un separador bifásico o uno trifásico, mientras que los fluidos que viajan por el de control van, por lo común, hacia un separador bifásico.

El separador bifásico en la línea de general separa el gas de la corriente líquida de agua y petróleo. Estos van juntos a un tanque cortador donde se hace el corte de agua libre que viene ya separada en la línea debido a la acción en conjunto de la gravedad y de productos químicos agregados. El conjunto de separador bifásico y tanque cortador pueden ser reemplazados por un separador trifásico.

En la corriente de control se tendrá un separador bifásico como consecuencia de tener que medir la producción bruta (agua y petróleo). Se podría tener separadores trifásico si se tuviera medidores que midan el volumen de petróleo y agua que salen.

Además de los separadores bifásicos de control y de general mencionados se encuentran en batería los tanques de control, de almacenaje y cortador. Todas las instalaciones de superficie deben poseer las instalaciones correspondientes a la red contra incendio, los recintos que circundan a los tanques, etc.

PROCESOS QUE SE CUMPLEN DENTRO DE LOS SEPARADORES

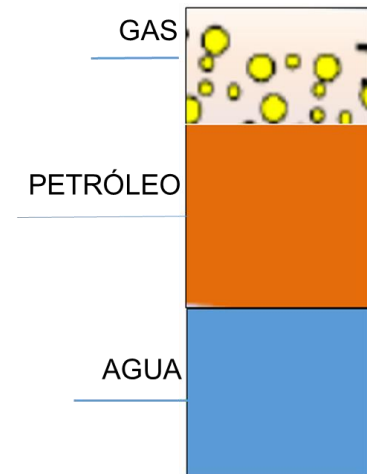
Los separadores cumplen las siguientes funciones:

✓ SEPARACIÓN GRUESA DE LAS FASES QUE INGRESAN

En primer lugar, la separación de las fases que ingresan no se hace de forma eficiente, es decir que el resultado son dos fases de fluidos que están contaminadas entre sí.

✓ REMOCIÓN DEL LÍQUIDO DE LA FASE GASEOSA.

✓ REMOCIÓN DEL GAS DE LA FASE LÍQUIDA.



Posteriormente, se debe producir una remoción del contenido líquido de la fase gaseosa y una remoción del contenido gaseoso de la fase líquida, de la forma más eficiente posible. Es necesario tener en cuenta que el volumen de gas separado depende de:

- Características físico-químicas del crudo
- Presión de operación
- Temperatura de operación
- Caudal de entrada
- Tamaño y configuración del separador

✓ SEPARACIÓN DEL AGUA DEL PETRÓLEO Y GAS

La finalidad de la separación del agua, tanto de la fase gaseosa como del petróleo, tienen las siguientes finalidades:

- Evitar la corrosión en la línea de líquidos
- Evitar la formación de hidratos en la línea de gas
- Evitar la formación de emulsiones en la línea de líquidos

✓ MANTENER LA PRESIÓN DE SALIDA DE GAS.

✓ MANTENER EL NIVEL DE LÍQUIDO.

- Parte superior: válvula de contrapresión de gas o válvula maestra.

- Parte inferior: sello hidráulico para evitar las pérdidas de gas y petróleo

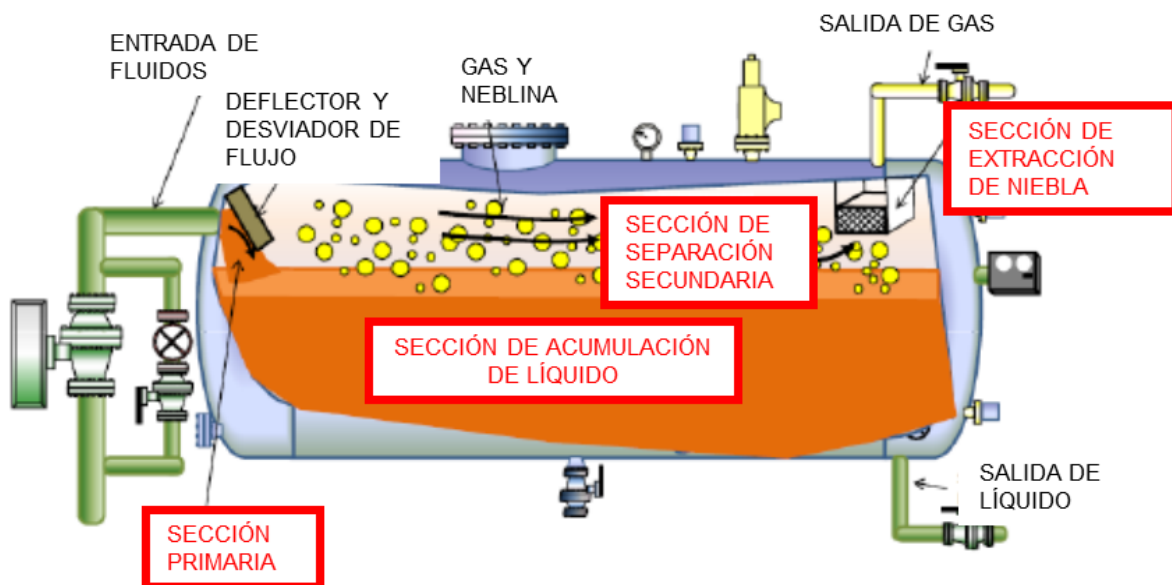
Los separadores tienen dos parámetros de control uno es la presión de trabajo que está regulada por la presión de salida de gas, necesaria para empujar el gas aguas abajo, y el otro parámetro de control es el nivel de líquido de trabajo dentro del separador que está regulada por el volumen de salida de líquido. Dentro del separador existe un dispositivo que controla el nivel de líquido que regula la apertura o cierre de unas válvulas de salida de líquidos.

Entre un separador y un tanque debe existir un separador que trabaje a presión atmosférica (fuster), para amortiguar los golpes de presión que pueden generar turbulencia dentro del tanque o en el peor de los casos para evitar que el tanque explote.

SECCIONES PRINCIPALES DE UN SEPARADOR

Un separador se puede dividir en las siguientes secciones:

- **Sección primaria de separación**
- **Sección de separación gravitacional o secundaria**
- **Sección de extracción de niebla**
- **Sección de acumulación de líquido**



Sección de separación primaria

Comprende la entrada de la mezcla de flujos de petróleo-agua-gas. La separación en esta sección se realiza mediante un cambio brusco de dirección de flujo (placa de choque). El cambio en la cantidad de movimiento de las fases con distinta densidad a la entrada del separador genera, en consecuencia, la separación gruesa de las fases. La fase más pesada no se mueve tan rápidamente como lo hace la fase liviana. Esta zona incluye las boquillas de entrada y los aditamentos de entrada, tales como deflectores o distribuidores.

Sección de separación secundaria

Esta sección está representada por la etapa de separación máxima de líquido por efecto de la gravedad que se realiza dentro de la longitud efectiva del separador. En esta sección las gotas se separan principalmente por la gravedad (decantación), 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 físico-químicas del gas y del líquido, como así también del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

En esta sección el fluido se mueve más lentamente que en la zona de separación primaria y las gotas que se decantan son más pequeñas que las primeras separadas. A esta sección se le denomina sección de separación por gravedad o secundaria y cerca del 12 % de la separación se da allí.

Sección de extracción 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. En esta sección del separador están las gotas de hidrocarburos y de agua más pequeñas que no pueden ser separadas por gravedad.

Se instalan sistemas que usan el efecto choque como tipo mallas, filtros y platos que hacen que el gas y las gotas que pasan a través de estos elementos tengan un camino altamente tortuoso haciendo que las gotas, que son las más pequeñas del proceso se queden en estos dispositivos ayudándose entre ellas a juntarse cada vez más y creando gotas de mayor tamaño hasta que alcanzan un tamaño tal que la fuerza de la gravedad sea capaz de vencer la fuerza de arrastre del gas y caigan al fondo del separador.

También se usan mecanismos que utilizan la fuerza centrífuga como principio de separación.

En resumen, mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas coalescan sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a dicha sección.

Es necesario que el gas llegue al extractor de humedad lo más seco posible para eso se debe tener un tiempo de residencia adecuado de 1 a 3 minutos. Para reducir el tiempo de residencia podría colocar bafles para favorecer la coalescencia de las gotas, agregar químicos y aumentar la temperatura.

Sección de almacenamiento de líquidos

En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. El volumen de esta sección está determinado por el tiempo de residencia que necesita el volumen líquido para desprenderse de las burbujas de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además, debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel y una válvula de descarga.

COMPONENTES PRINCIPALES

Sección de separación primaria

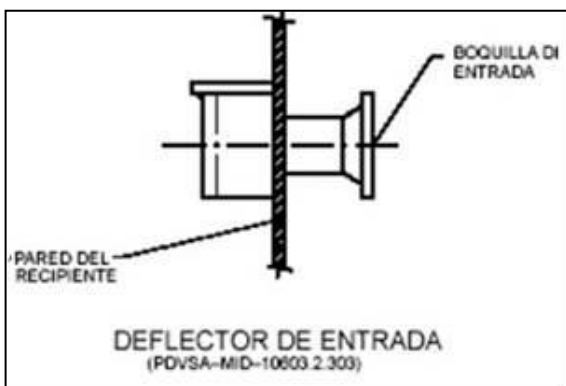
Existen varios tipos de dispositivos, principalmente consisten en un desviador de flujo que se instala a la entrada del separador, constituyéndose en el elemento principal de la sección de separación primaria.

Desviador plano o curvado

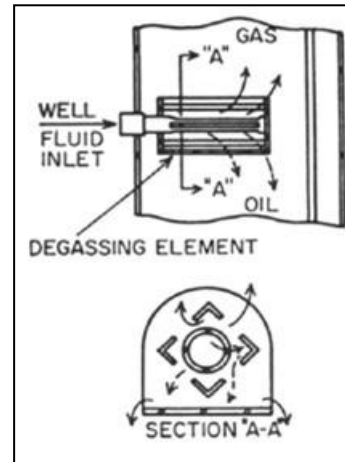
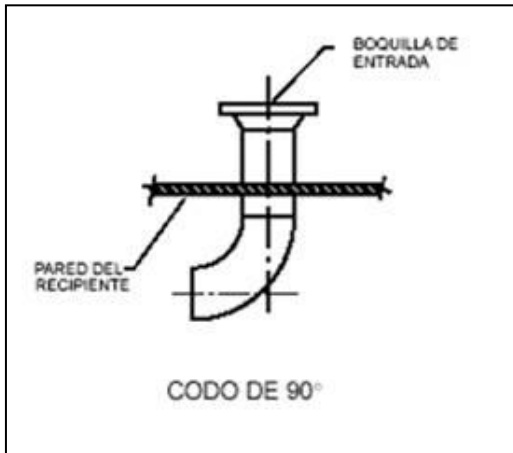
Superficies esféricas, planas únicas

Puede ser en forma de disco esférico, plana, de ángulo, cónica o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos.

Desviador de superficie plana única

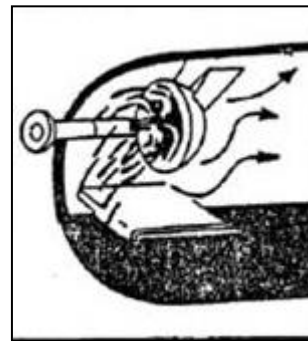
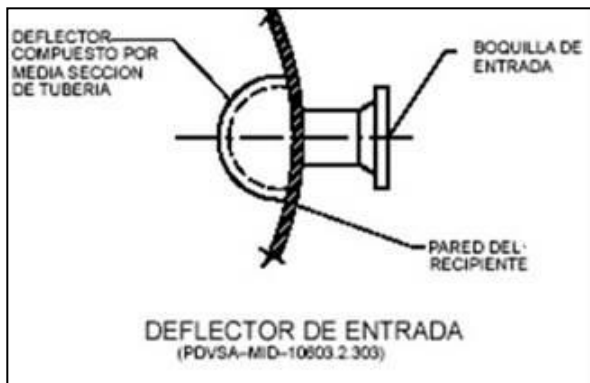


Desviador en ángulo



Desviador de superficie esférica, cónico o centrífugo

El desviador de flujo de disco esférico, cónico o centrífugo, es más ventajoso ya que crea menos turbulencia que las placas planas o el tipo ángulo, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

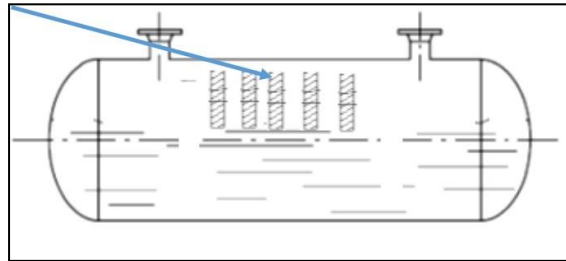


Sección de separación secundaria

En esta sección se puede destacar a los dispositivos que promueven la coalescencia de las gotas de la fase líquida que han sido arrastradas por la corriente gaseosa.

Baffling

Consiste en colocar barreras en el flujo de gas para la formación por coalescencia de gotas más grandes.



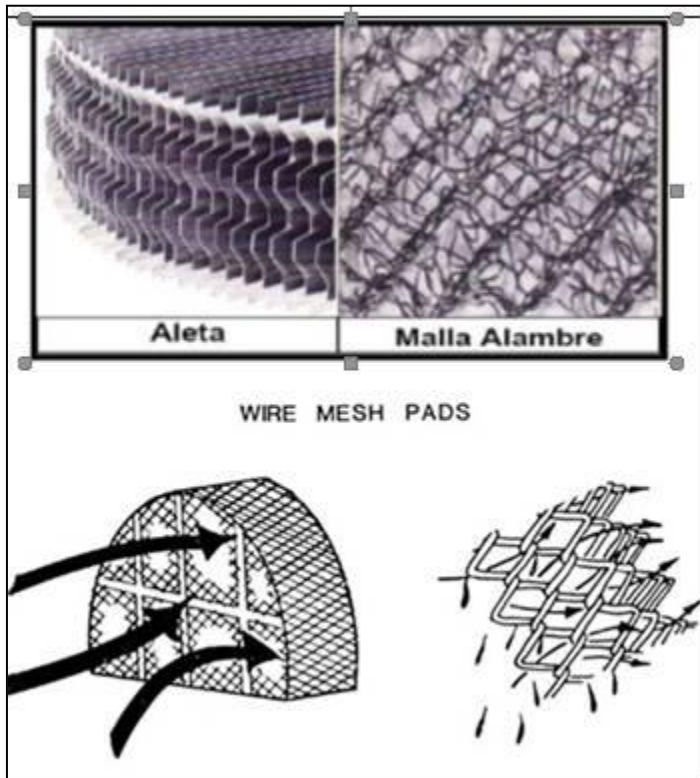
Nota: el baffling también se coloca en el medio líquido para que las burbujas de gas se hagan más grandes a través de sucesivos choques.

Sección de extractor de niebla

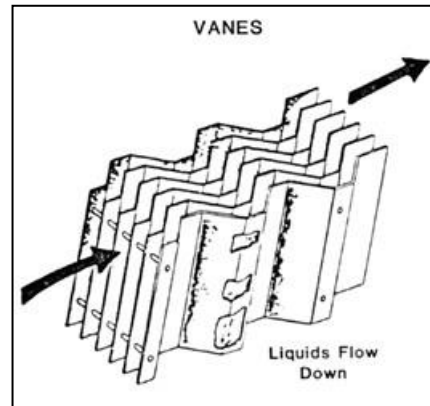
Estos dispositivos se instalan en la descarga de gas del correspondiente separador y se constituye en el elemento principal de la sección de coalescencia.

Los más conocidos son los siguientes:

Extractor de malla



Extractor de placas paralelas



La efectividad del extractor de niebla depende de la velocidad de la corriente de gas; si es muy alta, se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Si la velocidad es baja, las pequeñas gotas de líquido se agrupan en las placas y coalescen con facilidad.

La altura o espesor del extractor de niebla tipo malla está generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie³.

Una unidad tipo malla, adecuadamente diseñada logra remover el 99% de gotas de líquido con un tamaño de 10 micrones y mayores. Una limitación del extractor de niebla tipo malla está en que puede llegar al taponamiento más fácilmente que otros tipos.

En el extractor de niebla de placas paralelas, el gas es forzado a pasar a través de ellas, las cuales provocan cambios direccionales que promueven la coalescencia de las gotas de fluidos. Estas son diseñadas para asegurar flujo laminar con la finalidad de tener una velocidad nula del fluido en contacto con la paleta.

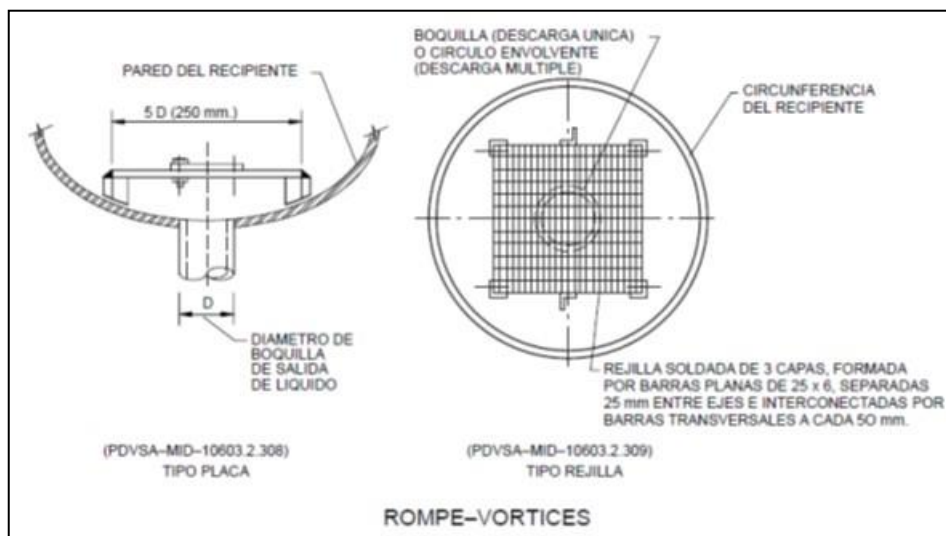
Un extractor de niebla también puede estar constituido por un dispositivo que puede utilizar la fuerza centrífuga para separar las gotas de la fase gaseosa. Su eficiencia es muy dependiente del cambio en el flujo del separador.

Sección de acumulación de líquido

Dentro de esta sección se menciona a:

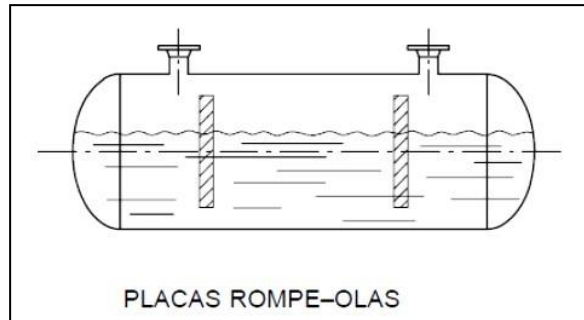
Rompe vórtices

Es aconsejable incluirlos en los separadores para prevenir que se desarrolle un vórtice cuando la válvula control de líquidos está abierta, ya que ayuda a prevenir que el gas sea arrastrado junto con la corriente de líquidos.



Rompe olas

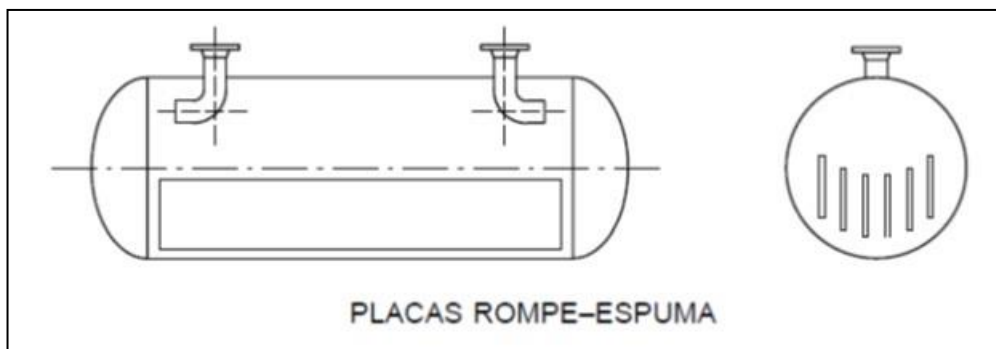
Se usa para evitar la propagación de las ondulaciones y los cambios de nivel de líquido en dirección longitudinal que son producidos por la entrada súbita de batches de líquido dentro del separador. El objetivo que se persigue es evitar la reemulsión y perturbar la medición de nivel de líquidos. El ambiente debe ser tranquilo.



Placas rompe espuma

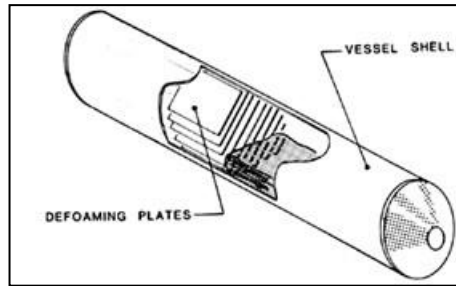
Consiste en una serie de placas paralelas longitudinales direccionadoras del flujo, colocadas en la zona de retención de líquidos de los separadores horizontales. Estas placas evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido produzcan la agitación necesaria para formar la espuma.

Es necesario que las espumas no engañen a los instrumentos de control. La placa rompe espuma es el mejor elemento coalescedor.

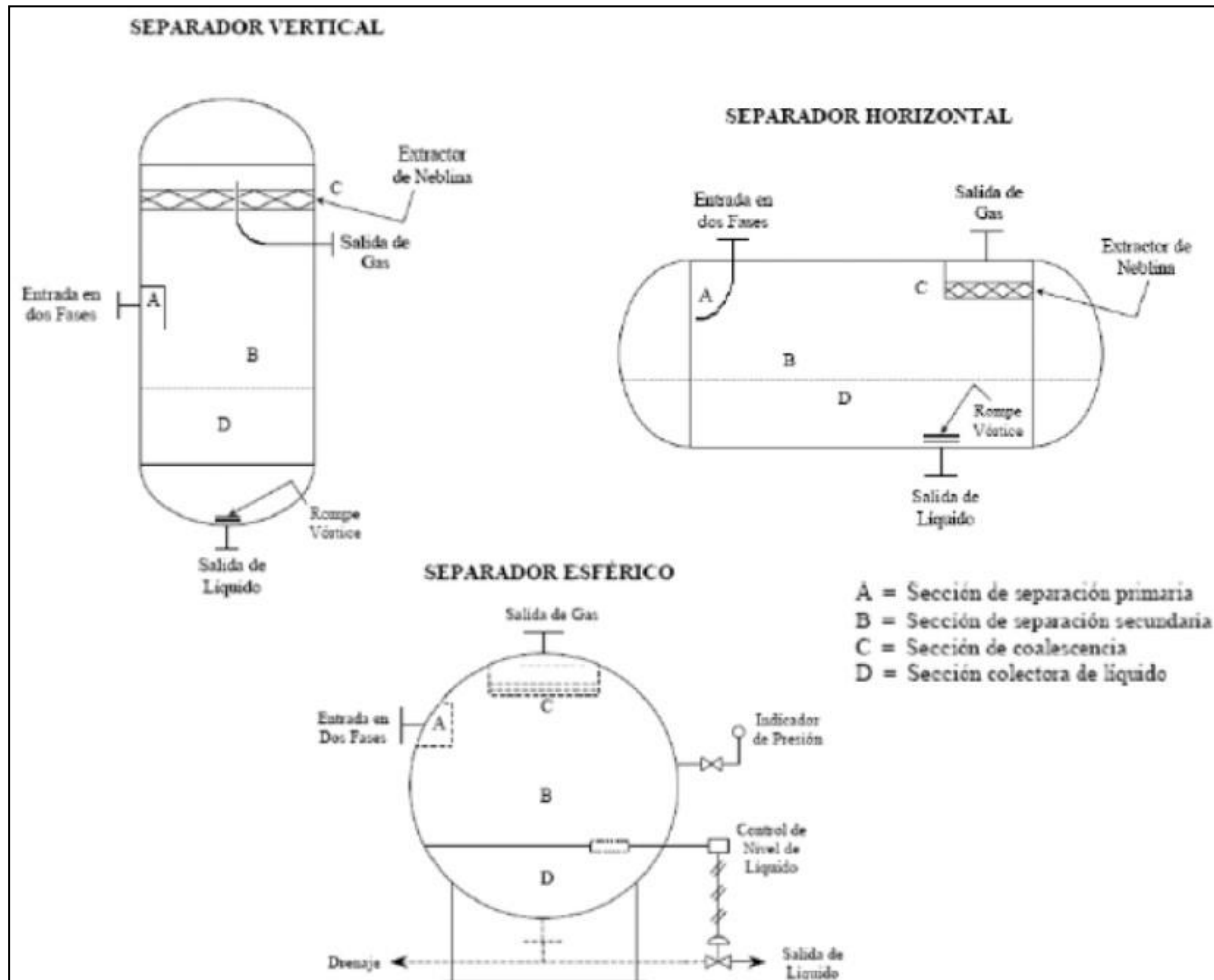


Platos paralelos inclinados rompe espumas

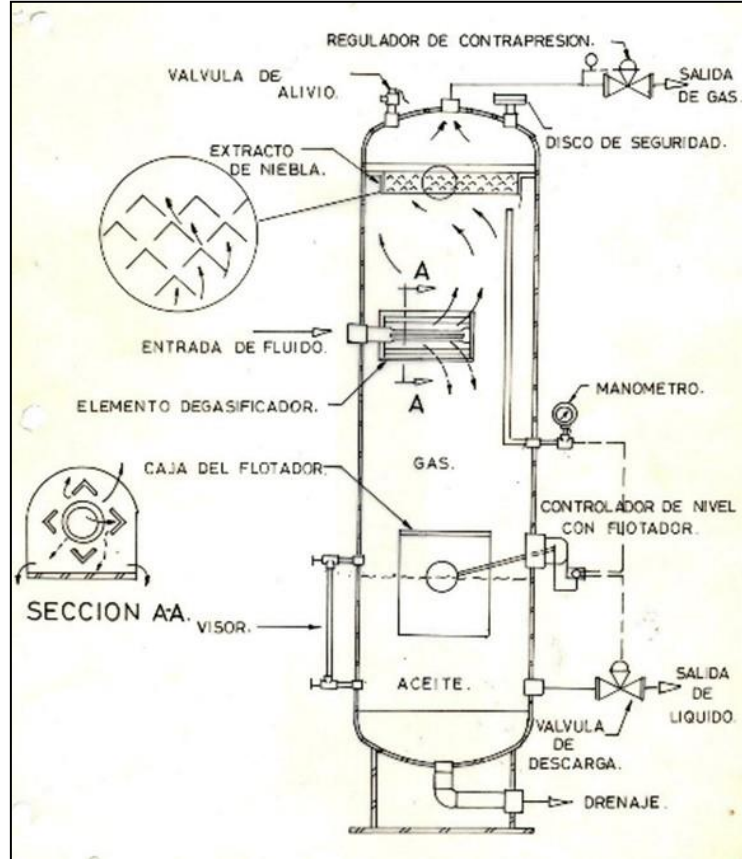
Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Muchas veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de placas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda a la ruptura de las burbujas de espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido del correspondiente separador. Estas placas no son recomendables cuando se presentan problema de presencia de parafinas o de producción de arena, ya que estos elementos tienden a taponar este sistema instalado en el separador.



Secciones principales en otras configuraciones



Instrumentos de control y de seguridad



Control de Presión: El método más común para controlar la presión es una válvula de control que reacciona automáticamente a cualquier variación en la presión del separador.

Una vez que la presión de operación del separador se ha seteado a la presión del controlador de presión, la presión en el separador es mantenida cerca del valor seleccionado.

Control de Nivel de Líquido: La interfaz de líquido y gas dentro del separador debe ser mantenida constante para mantener estables las condiciones de separación. Una variación en este nivel cambia el volumen de gas y líquido en el separador, lo cual a su vez afecta la velocidad y el tiempo de retención de los dos fluidos. El punto de seteo inicial para el nivel líquido-gas depende de la relación gas-petróleo del fluido del pozo. El control de nivel se puede hacer a través de flotantes o de sensores internos.

Las válvulas que permiten la apertura y cierre de la salida de líquidos son aquellas que actúan sobre flotantes o válvulas donde el actuador o motor corresponde, normalmente a un accionamiento neumático o eléctrico o en algunas ocasiones el accionamiento puede ser hidráulico.

Instrumentos de seguridad

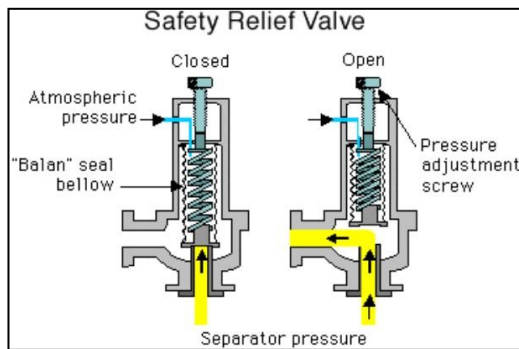
En el caso de un mal funcionamiento del separador como consecuencia de un aumento de la presión a niveles peligrosos, estos dispositivos proporcionan una salida de gas de emergencia.

Para prevenir este tipo de fallas el separador se diseña con dos puntos débiles, una válvula de seguridad y un disco de ruptura, estos dispositivos son activados en caso de sobre presión. La válvula de control de presión de salida de gas se setea a una determinada presión. A medida que aumenta la presión del separador aumenta la complejidad del sistema de control.

Válvula de seguridad

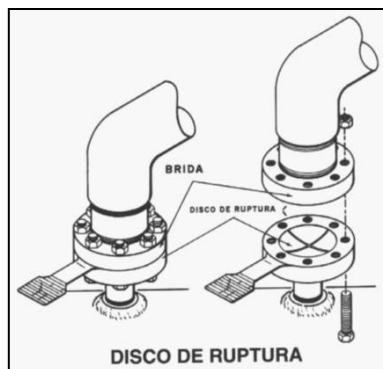
La válvula de seguridad o de alivio está ubicada en la parte superior del separador. Su salida está conectada a la línea de salida de gas, aguas abajo de la válvula de control automático. La presión de apertura de la válvula de seguridad debe estar muy por encima de la presión de trabajo y muy por debajo de la presión de estallido del disco de ruptura

Tanto las válvulas de seguridad como de control pueden estar conectadas a un recipiente apto



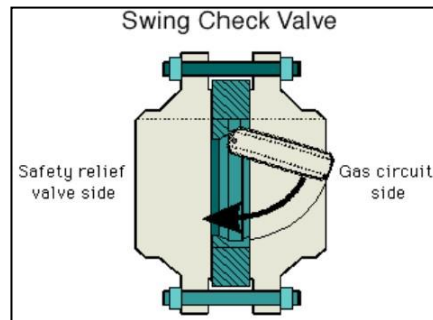
para recibir el volumen de gas que origine el exceso de presión.

Disco de ruptura: Si se produce un bloqueo en la válvula de control, y/u obstrucción en la línea de salida de gas, la válvula de alivio no será capaz de descargar la sobre presión. Por esta razón, y para prevenir cualquier otra falla en el funcionamiento de esta válvula, el separador se equipa con un dispositivo de seguridad adicional llamado disco de ruptura. El disco de ruptura opera por un principio diferente al de la válvula de alivio. Se compone de un diafragma metálico



fino y convexo de metal que no se corra (papel España de grosor proporcional a la presión de estallido), colocado entre dos bridas abulonadas y diseñado para romperse a una presión muy específica. Cuando se rompe el diafragma se rasga completamente, dejando un gran orificio a través del cual el gas y el líquido pueden escapar. El diafragma debe ser reemplazado cuando se rompe, pero la válvula de alivio puede abrirse y cerrarse repetidamente.

Válvula de retención: Está ubicada aguas abajo de la válvula de seguridad. Esta solo permite el flujo en un sentido, y en este caso evita que el separador soporte contrapresiones que podrían presentarse en la línea de salida de gas.



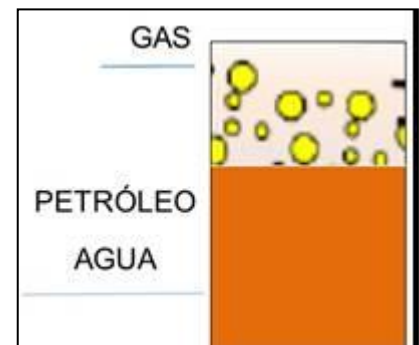
Nota:

El mantenimiento de los separadores debe ser programado de forma bianual o anual para mantener la eficiencia y la seguridad.

SEPARADORES BIFÁSICOS

En los separadores bifásicos es necesario que se cumplan las siguientes operaciones físicoquímicas, de forma eficiente:

- ✓ SEPARACIÓN GRUESA DE LAS FASES QUE INGRESAN.
- ✓ REMOCIÓN DEL LÍQUIDO DE LA FASE GASEOSA.
- ✓ REMOCIÓN DEL GAS DE LA FASE LÍQUIDA.
- ✓ MANTENER LA PRESIÓN DE SALIDA DE GAS.
- ✓ MANTENER EL NIVEL DE LÍQUIDO.



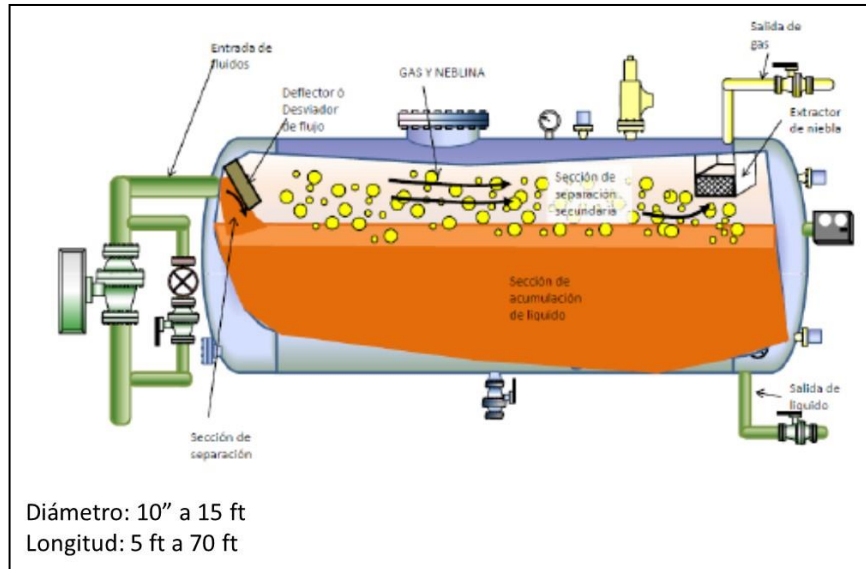
Separador horizontal bifásico

- El separador bifásico horizontal es más eficiente en separar la fase gaseosa que el separador vertical debido a que:
 - Es mínima la interferencia entre la corriente descendente líquida que está constituida por las gotas que caen a la sección de acumulación de líquido y la corriente gaseosa horizontal de la sección secundaria.
 - Es mayor la relación entre el área de interfase gas líquido en relación con el volumen del líquido.

Estas características hacen que el separador horizontal bifásico sea el adecuado para los petróleos de alta relación G/L.

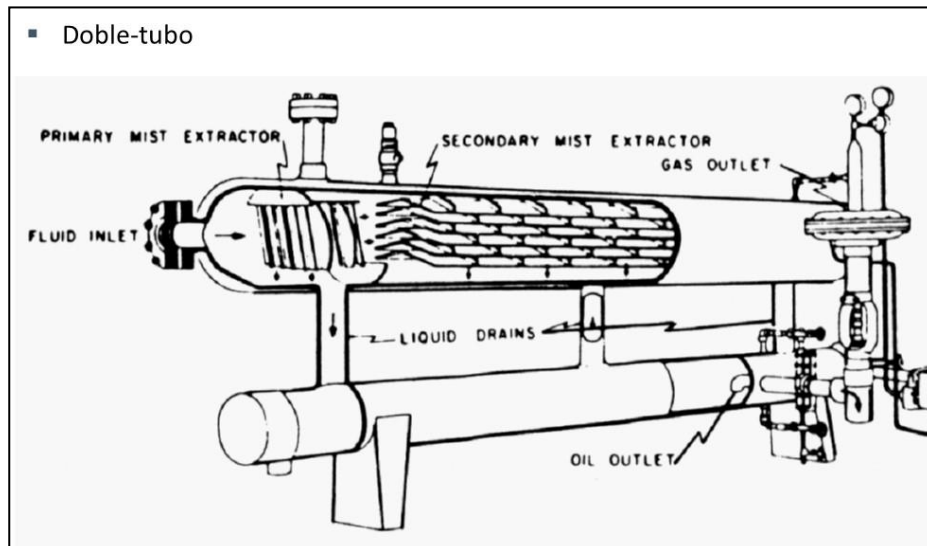
- El tiempo de retención es mayor que en el separador vertical.

- Es el que ocupa mayor superficie de terreno.
- Presenta mayor dificultad en el momento de la limpieza cuando el petróleo crudo trae muchos sólidos.



Separador horizontal bifásico de doble tubo

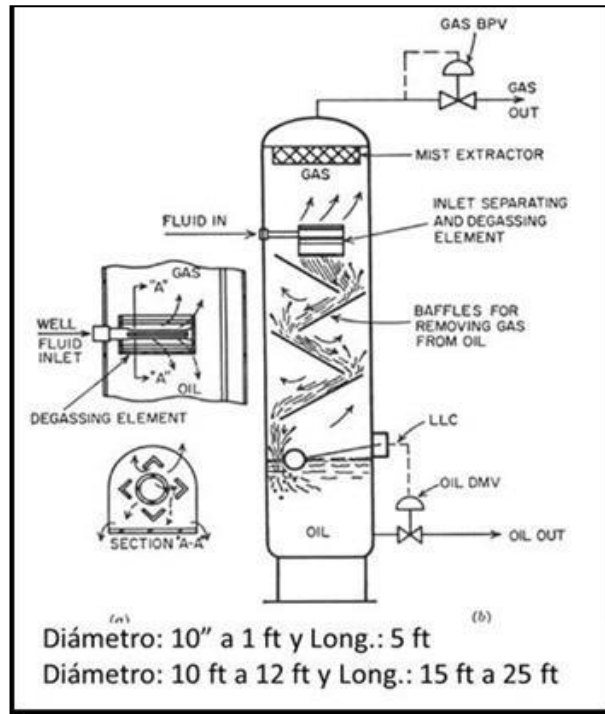
Es un separador horizontal para una alta relación g/l. En este caso el gas puede arrastrar líquido por eso se separa ambas fases desde la entrada del fluido.



Separador vertical bifásico

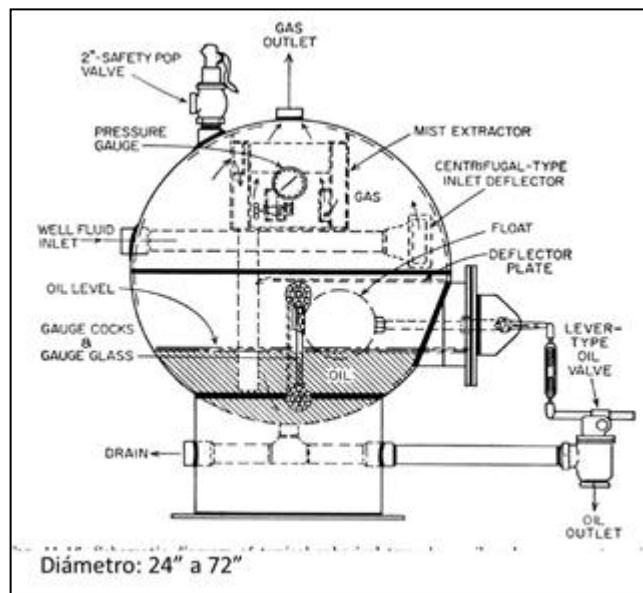
La razón por la cual este separador es menos eficiente en la separación de gas se debe a que la corriente gaseosa vertical ascendente se opone a la corriente líquida vertical descendente.

Es el más apto para la limpieza de residuos sólidos, que pueden extraerse desde el fondo.



Separador bifásico esférico

Es el separador apto para trabajar a altas presiones, el más caro, pero el que ofrece más accesibilidad a los elementos del interior.



Comparación entre separadores horizontales verticales y esférico

Consideraciones	H	V	E
Eficiencia de Separación	1	2	3
Estabilización de Fluidos Separados	1	2	3
Flexibilidad de Operación	2	1	3
Adaptabilidad a Cond. Vbles.	1	2	3
Capacidad (Igual Diámetro)	1	2	3
Costo por Unidad de Capacidad	1	2	3
Facilidad Instalación	2	3	1
Facilidad Mantenimiento	1	3	2
Capacidad c/Mat. extraños	3	1	2
Capacidad c/Petróleo espumoso	1	2	3
Adaptabilidad al Uso Portatil	1	3	2

1 = Más favorable, 2 = Regular; 3 = Menos favorable

Comparación entre separadores horizontales y verticales

Horizontal	Vertical
Ventajas <ul style="list-style-type: none"> • La dirección del flujo no se opone al drenado en la extracción de neblina. • Gran control de turbulencia. • Mejor manejo para la retención de volumen. • Mayor área de superficie líquida. • Fácil mantenimiento y servicio. • Mejor para el manejo de espuma. • Mayor capacidad de líquido con un alto RGP. 	Ventajas <ul style="list-style-type: none"> • Puede manejar grandes cantidades de sedimentos o lodo. • Buena capacidad de oleada. • No requiere de mucho espacio físico. • Puede ser limpiado fácilmente.
Desventajas <ul style="list-style-type: none"> • Requiere mayor espacio físico. • Los extractores de neblina a veces se tapan y explotan. • No es bueno para el manejo de sedimentos o lodo. 	Desventajas <ul style="list-style-type: none"> • Más costoso para procesar iguales cantidades de gas. • Menor capacidad para el drenado de neblina. • No es bueno para la espuma. • Dificultad para revisar equipos en la parte superior. • Baja capacidad de líquido con un alto RGP.

Separador multietapas

En un yacimiento de baja relación gas líquido y de baja presión de separación, es suficiente tener dos etapas de separación para que la fase líquida se estabilice. Una de las etapas es el separador de gas a una determinada presión y la otra es el tanque de almacenamiento. En el caso de tener un yacimiento de mayor relación gas líquido y densidad se tiene que estudiar si es suficiente dos etapas.

El objetivo de la separación en multietapas es reducir la presión del gas gradualmente desde la presión del reservorio hasta la presión atmosférica, de tal manera de lograr la mayor cantidad de líquido estable en el tanque.

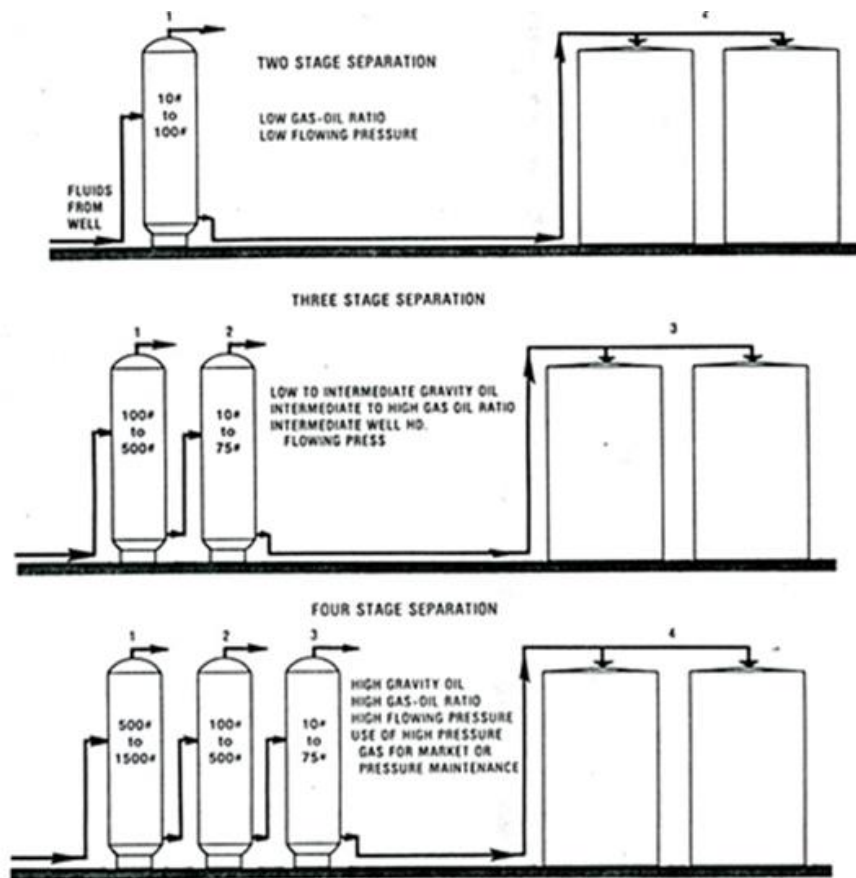
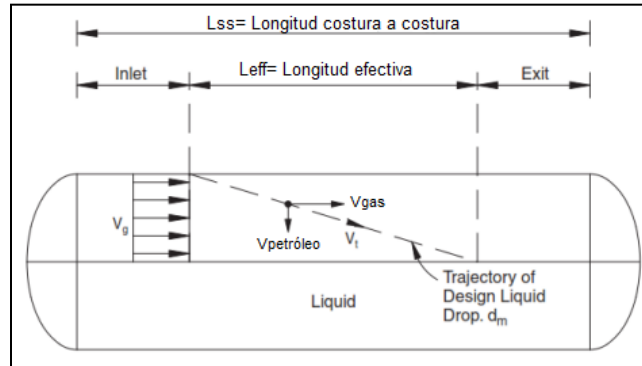


Fig. 12.40—Flow diagrams for two-, three-, and four-stage separation.

DISEÑO

El diseño de un separador consiste en seleccionar la adecuada longitud efectiva L_{eff} y el diámetro d para que la separación de las fases gaseosas y líquidas no queden contaminadas entre sí, para tal fin se determinan las capacidades de líquido y de gas.



Esta selección debe satisfacer las características de la capacidad de gas que permitirá a las gotas de líquido caer desde el gas hasta la zona de volumen de líquido, mientras que el gas atraviesa la longitud efectiva del separador. Además, ésta debe proveer un tiempo de retención suficiente para que el gas se separe del líquido.

Diseño de un separador horizontal bifásico

1° Determinar capacidad del gas

Consideración: 50% lleno y gotas de 100 μ m de diámetro

d: diámetro interno, pulg

Lef: longitud efectiva del separador, ft

(La Lef es la longitud donde se realiza la separación secundaria)

T: temperatura de operación, °R

Qg: caudal de gas, MMscfd

P: presión de operación, psia

Z: factor de compresibilidad

K: constante de forma que depende de las condiciones de gas, del líquido y del tamaño de las gotas a ser separadas del gas.

$$d \cdot L_{ef} = 420 \cdot \left[\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right] \cdot K$$

$$K = \sqrt{\left[\frac{\rho_g}{(\rho_l - \rho_g)} \right] \times C_D}$$

LONGITUD DE COSTURA A COSTURA para la Capacidad de gas es:

$$L_{ss} = L_{ef} + d/12$$

En la L_{ss} está incluido el desviador de entrada y el extractor de niebla

2° Determinar la capacidad de líquido

La capacidad de líquido está relacionada con el tiempo de retención, ya que éste establece la separación óptima de la fase líquida de la gaseosa

d: diámetro interno, pulg

L_{ef}: longitud efectiva de separación, ft

Q_l: caudal de líquido, bdp

$$d^2 \cdot L_{ef} = \frac{t_r \cdot Q_l}{0.7}$$

t_r: tiempo de retención, min.

LONGITUD DE COSTURA A COSTURA para la Capacidad de líquido es:

$$L_{ss} = 4/3 L_{ef}$$

3° Comparación de las longitudes efectivas de las dos capacidades. Continuar el cálculo con la longitud efectiva de mayor valor.

Diseño de un separador vertical bifásico

1° Determinar la capacidad de gas

d: diámetro interno, pulg

T: temperatura de operación °R

Q_g: caudal de gas, MMscfd

P: presión de operación, psia

z: factor de compresibilidad

$$d^2 = 5040 \cdot \left[\frac{T \cdot Q_g \cdot Z}{P} \right] \cdot K$$

2° Determinar la capacidad de líquido

h: altura del volumen de líquido, pulg

d: diámetro interno, pulg

Q_l: caudal de líquido, bdp

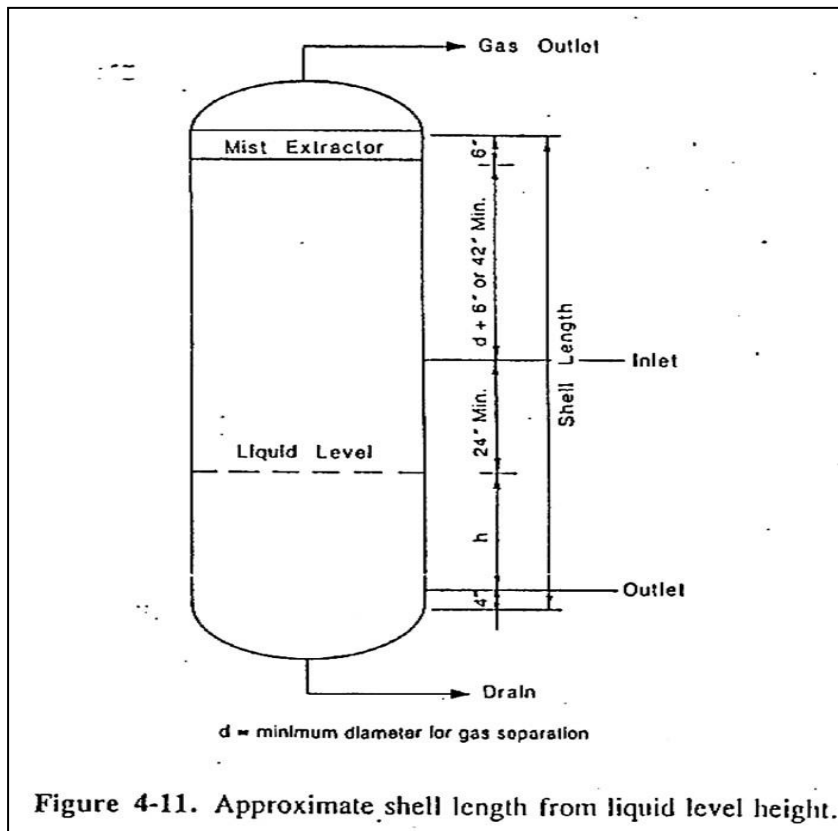
t_r: tiempo de retención, minutos

$$d^2 \times h = \frac{t_r \times Q_l}{0.12}$$

El t_r es el tiempo que nosotros queremos que esté el líquido para que se desprenda todo el gas

Relación entre el Diámetro Mínimo y la Longitud

En la figura siguiente, se indican las diferentes alturas en función del diámetro mínimo.



La altura de líquido h se toma $1/3$ de la longitud efectiva aproximadamente.

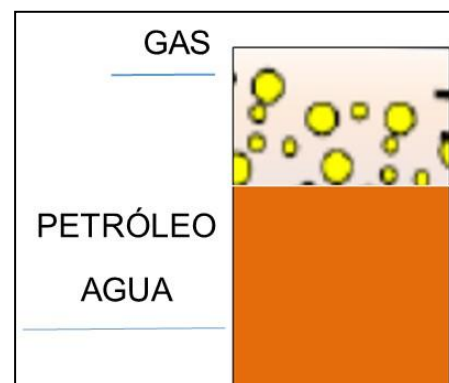
La longitud L_{ss} se determina como
$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12}$$

Problemas en los separadores

✓ Espuma

La espuma provoca 3 problemas principales:

- Complica control de nivel por haber 3 fases líquidas en lugar de dos.
- Ocupa gran volumen por lo que disminuye la sección de decantación y de líquido.
- La espuma incontrolable puede salir con el gas sin poder desgasificar el crudo.



No hay problemas en separadores con tr alto (rompe espuma)

✓ **Emulsiones**

Las dificultades encontradas son:

- Provoca dificultad en el control del nivel de la interfase agua petróleo.
- Disminuye el tiempo de residencia para que se purifiquen las fases agua y petróleo.

Se puede disminuir el volumen de las emulsiones agregando químicos desemulsionantes y con la aplicación de calor a la fase líquida.

✓ **Hidratos de gas**

La presencia de agua junto con la temperatura baja y la presión alta presentan la posibilidad de formación de hidratos de gas. Es correcto suponer que cualquier gas puede contener vapor de agua al producirlo y que ésta puede condensarse y causar la formación de hidratos. La presencia de hidratos de gas produce obstrucciones en la línea de gas. Puede ser necesario el calentamiento para resolver el problema.

✓ **Corrosión**

Se puede tener corrosión en la línea de gas por la presencia de líquidos, por lo tanto, es necesario eliminar la mayor cantidad de esta fase. También es necesario tener en cuenta que en la fase líquida presente en un separador existen numerosas sustancias que atacan el material provocando el desgaste del mismo por corrosión.

✓ **Parafinas**

La presencia de parafinas provoca taponamientos de instrumentos que promueven la coalescencia y en los extractores de humedad.

Es necesario que el separador tenga elementos que le permitan facilitar la limpieza del separador como entrada de hombre, agujeros de mano, boquillas, etc.

✓ **Arenas y Lodos**

La presencia de arena y lodos provoca desajuste de válvulas, taponamiento del instrumental interno y disminución del volumen destinado a la acumulación del líquido.

Se podría disminuir las dificultades encontradas con el ajuste adecuado de las válvulas y la colocación de jets y drenajes que faciliten la evacuación de sólidos.

✓ **Flasheado**

Flasheado es el escape de líquido con el gas a través del extractor de niebla.

Esta situación no deseada puede suceder por alto nivel de líquido, presencia de espuma, exceso de velocidad en el diseño, etc.

✓ **Soplado**

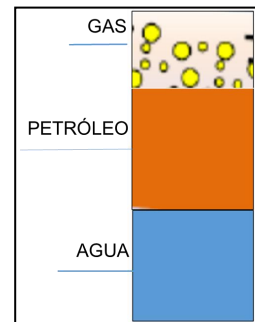
Soplado es el escape de gas con el líquido. Puede suceder por bajo nivel del líquido, presencia de vórtices, fallas del control del nivel, etc.

SEPARADORES TRIFÁSICOS

Los separadores trifásicos tienen las siguientes características:

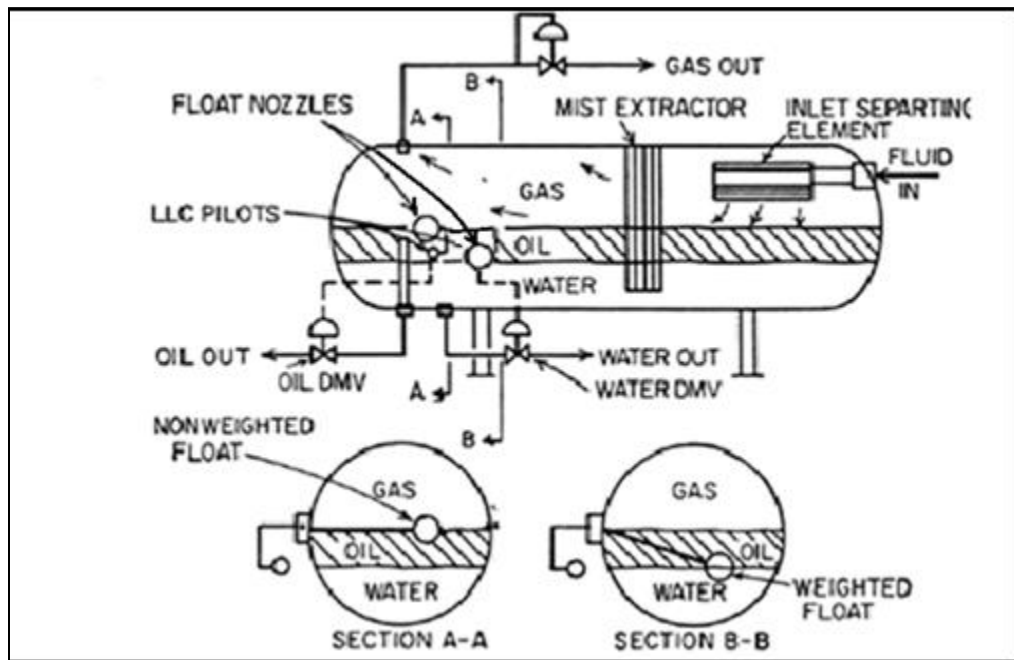
- **3 fases**
- **2 interfaces**
- **2 controladores de nivel**
- **Bajo caudales**

Nota: El tanque cortador es un separador trifásico a presión atmosférica



Ubicación de controles de nivel en separadores trifásicos horizontales

Ejemplo:

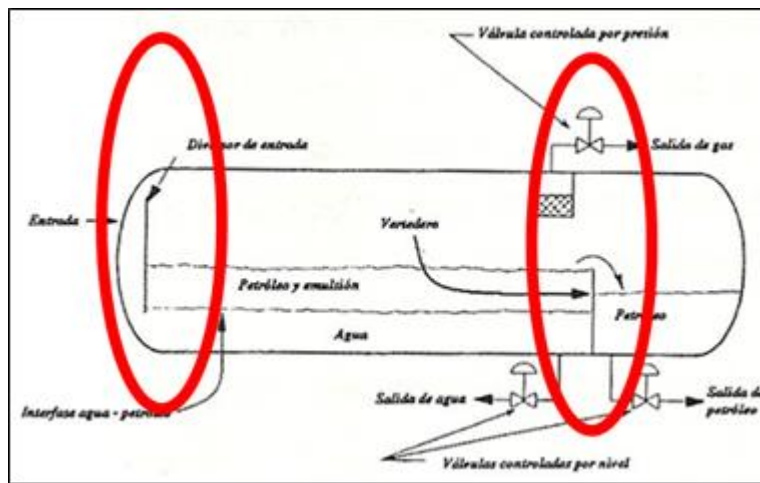


Tipos de descarga de separadores trifásicos horizontales

El control de interfaz líquido-líquido tiene la ventaja de ser fácilmente ajustable para manejar cambios inesperados en la gravedad específica del petróleo o el agua o las tasas de flujo. Sin embargo, en aplicaciones de petróleo pesado o donde se anticipan grandes cantidades de emulsión o parafina, puede ser difícil detectar el nivel de interfaz. En tal caso, se recomienda el control de cubeta y de vertederos.

De Vertedero

La siguiente figura es un esquema de un separador horizontal con un controlador de interfaz y



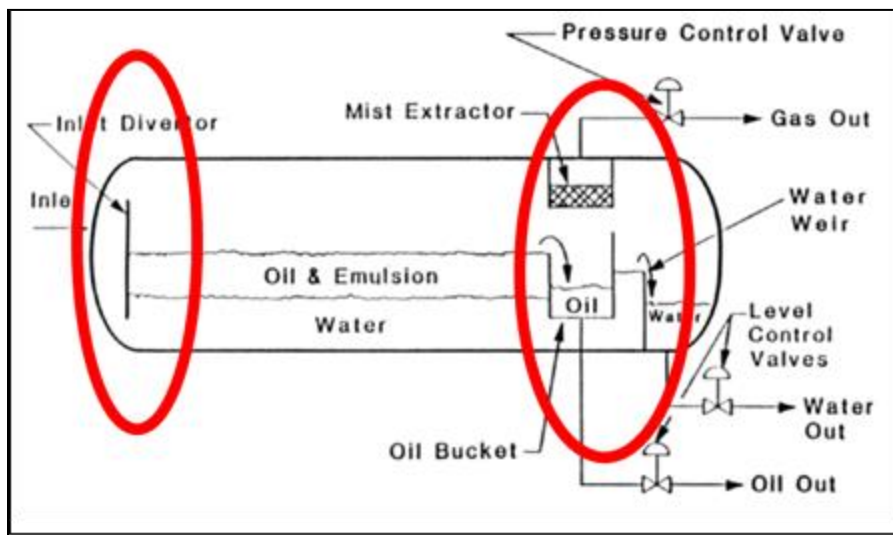
un vertedero que puede modificar su altura. El fluido entra en el separador y choca contra el desviador de entrada que provoca un cambio repentino en la cantidad de movimiento produciendo, por lo tanto, una separación gruesa inicial de líquido y gas. En la mayoría de los diseños, el desviador de entrada contiene un tubo descendente que dirige el flujo de líquido por debajo de la interfaz petróleo agua. Esto obliga al flujo de entrada de petróleo y agua a mezclarse con la fase agua en el fondo del recipiente y subir hacia la interfaz de petróleo y agua. Este proceso se llama "lavado con agua" y promueve la coalescencia de las gotas de agua que son arrastradas por la fase continua de petróleo.

El vertedero mantiene el nivel de petróleo y el controlador de nivel mantiene el del agua. El petróleo se descarga por encima del vertedero. El nivel del petróleo aguas abajo del vertedero es controlado por un controlador de nivel que opera la válvula de descarga de petróleo. El agua producida fluye desde una boquilla en el recipiente ubicado aguas arriba del vertedero de petróleo. Un controlador de nivel de interfaz detecta la altura de la interfaz de petróleo agua. El controlador envía una señal a la válvula de descarga de agua permitiendo así que la cantidad correcta de agua salga del recipiente para que la interfaz petróleo agua se mantenga a la altura

de diseño. El gas fluye horizontalmente y sale a través de un extractor de niebla a una válvula de control de presión que mantiene constante la presión del recipiente. El nivel de la interfaz gas petróleo puede variar desde la mitad del diámetro hasta el 75% del diámetro, dependiendo de la importancia relativa de la separación líquido / gas.

De Vertederos y Cubeta

La figura muestra una configuración alternativa conocida como diseño de cubeta y vertederos. Este diseño elimina la necesidad de un controlador de interfaz líquida.



Tanto el petróleo como el agua fluyen sobre vertederos donde el control de nivel se logra mediante un simple flotador. El petróleo desborda el vertedero de petróleo hacia una cubeta de petróleo donde su nivel es controlado por un controlador de nivel que opera la válvula de descarga de petróleo. El agua fluye debajo de la cubeta de petróleo y luego sobre un vertedero de agua. El nivel aguas abajo de este vertedero está controlado por un controlador de nivel que opera la válvula de descarga de agua.

La altura del vertedero de petróleo controla el nivel de líquido en el recipiente. La diferencia de altura de los vertederos de petróleo y agua controla el espesor de la altura de petróleo debido a las diferencias de gravedad específica.

Es fundamental para el funcionamiento de este separador que la altura del vertedero de agua esté suficientemente por debajo de la altura del vertedero de petróleo para que el espesor del colchón de petróleo proporcione suficiente tiempo de retención de petróleo. Si el vertedero de agua es demasiado bajo y la diferencia en la gravedad específica no es tan grande, entonces el

colchón de petróleo podría aumentar de grosor hasta un punto en el que el petróleo pasará por debajo de la cubeta de petróleo y saldrá por la salida de agua. Normalmente, el vertedero de petróleo o de agua se hace ajustable para que se puedan acomodar los cambios en las densidades o tasas de flujo específicas de petróleo / agua.

Para obtener la altura deseada del colchón de petróleo, el vertedero de agua debe colocarse a una distancia por debajo del vertedero de petróleo, que se calcula mediante:

$$\Delta h = h_o \left[1 - \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \right] \quad (5-1)$$

where Δh = distance below the oil weir, in.

h_o = desired oil pad height, in.

ρ_o = oil density, lb/ft³

ρ_w = water density, lb/ft³

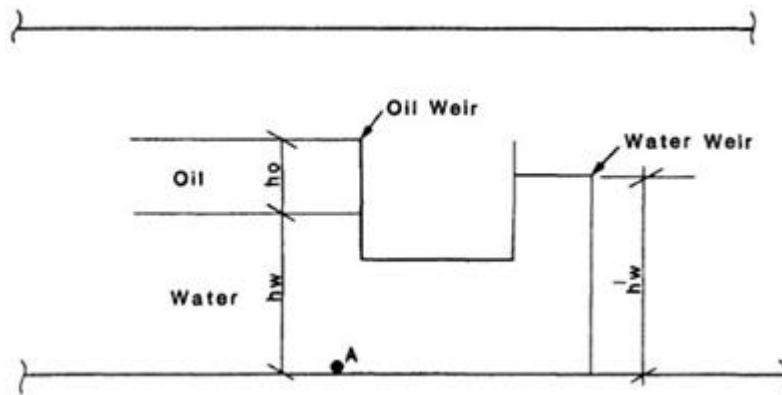
Estableciendo iguales las presiones en el Punto "A"

$$\rho_o h_o + \rho_w h_w = \rho_w h_w'$$

$$h_w = \frac{\rho_w h_w' - \rho_o h_o}{\rho_w} = h_w' - \frac{\rho_o}{\rho_w} h_o$$

$$\Delta h = h_o + h_w - h_w'$$

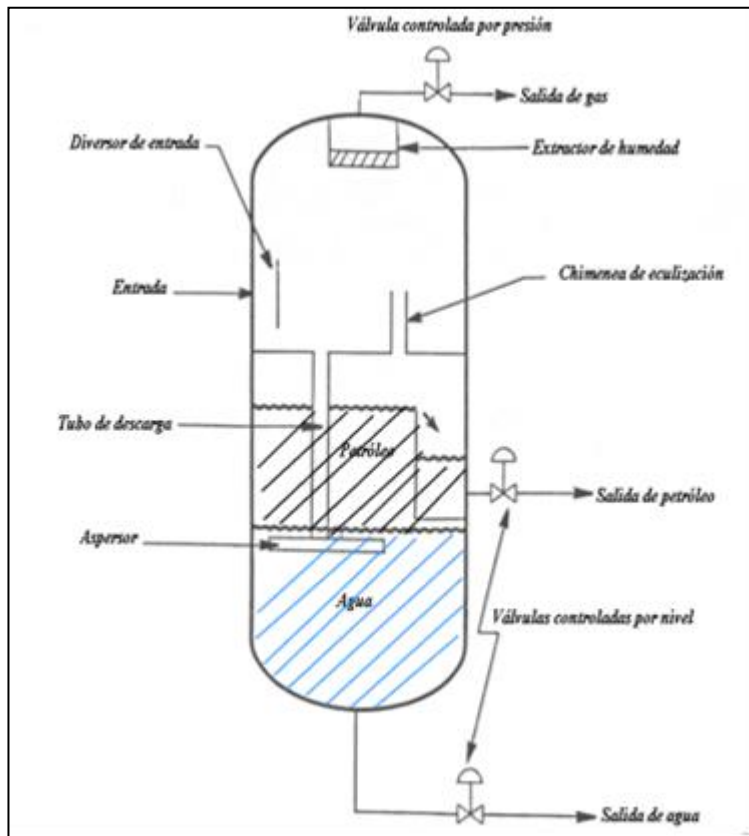
$$\Delta h = h_o - \frac{\rho_o}{\rho_w} h_o = h_o \left[1 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right]$$



Una gran entrada de petróleo hará que el colchón de petróleo se vuelva más ancho y la cubeta de petróleo debe ser lo suficientemente profundo para que el petróleo no fluya por debajo. De manera similar, una gran afluencia de agua hará que suba el nivel de agua, y habrá un gran flujo de petróleo desde el vertedero de petróleo hasta que se establezca una nueva h_w . Estos efectos dinámicos se pueden minimizar haciendo que los vertederos sean lo más largos posible.

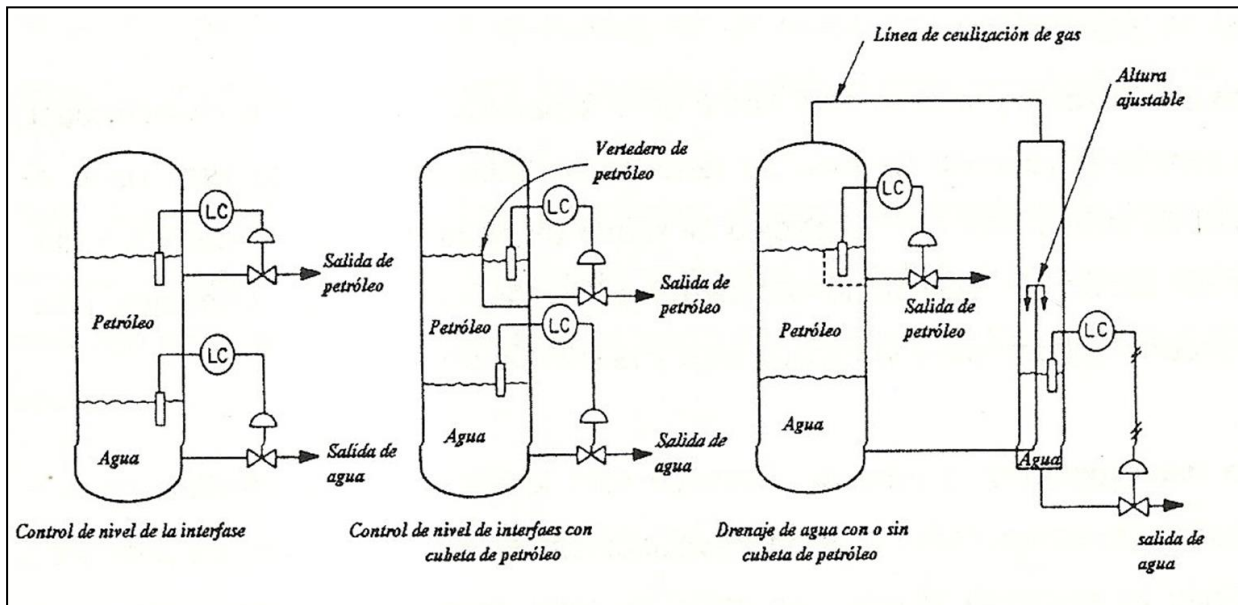
Separador trifásico vertical

La entrada de fluido es similar al del separador trifásico horizontal.



Nada más que en este caso para asegurarnos que el fluido con petróleo entre en contacto con el agua, se hace pasar a todo el fluido entrante por un tubo que termina en un distribuidor que se encuentra por debajo de la interfaz agua petróleo. Si no entrara por un distribuidor, el fluido entrante se canaliza a través de caminos preferenciales y el agua contenida en el fluido entrante no tiene el tiempo para coalescer y separarse del petróleo. El agua fluye hacia abajo, en dirección al volumen de acumulación de agua y el petróleo fluye hacia arriba, en contracorriente al agua, en dirección al volumen de acumulación de petróleo. Tiene una chimenea para ecualizar las presiones entre la sección de separación por gravedad y la sección de acumulación de líquido. También se dispone de controladores de nivel flotantes. Este separador posibilita separar sólidos más fácilmente que en un separador horizontal, el sólido puede salir a través de una válvula tipo jet. Algunos separadores verticales tienen fondo cónico para producción con arena (cono entre 45 y 60°)

Ubicación de sensores de nivel en separadores verticales trifásicos



En la separación trifásica es fundamental el control de niveles para fomentar la separación de las fases líquidas.

Existen varios métodos de control de nivel y separación:

A- Dispositivos flotantes

Posee dos flotantes, uno en la interfase gas - petróleo controla la descarga de petróleo, otro en la interfase agua petróleo controla la descarga de agua.

Ventajas

- ✓ Mejor producción con arena
- ✓ Fácil construcción por no tener ni baffles ni vertederos

B- Método de un vertedero

Posee un vertedero que controla la interfase gas - petróleo constante

Ventaja

- ✓ Mejor separación agua – petróleo

Desventajas

- ✓ Mayor costo de construcción
- ✓ Dificultad del drenaje de petróleo por acumulación de sólidos aguas abajo del vertedero

C- Método de dos vertederos

El nivel de la interfase agua - petróleo es controlado por un vertedero externo de agua.

Similar al cubeta y vertedero en los separadores horizontales

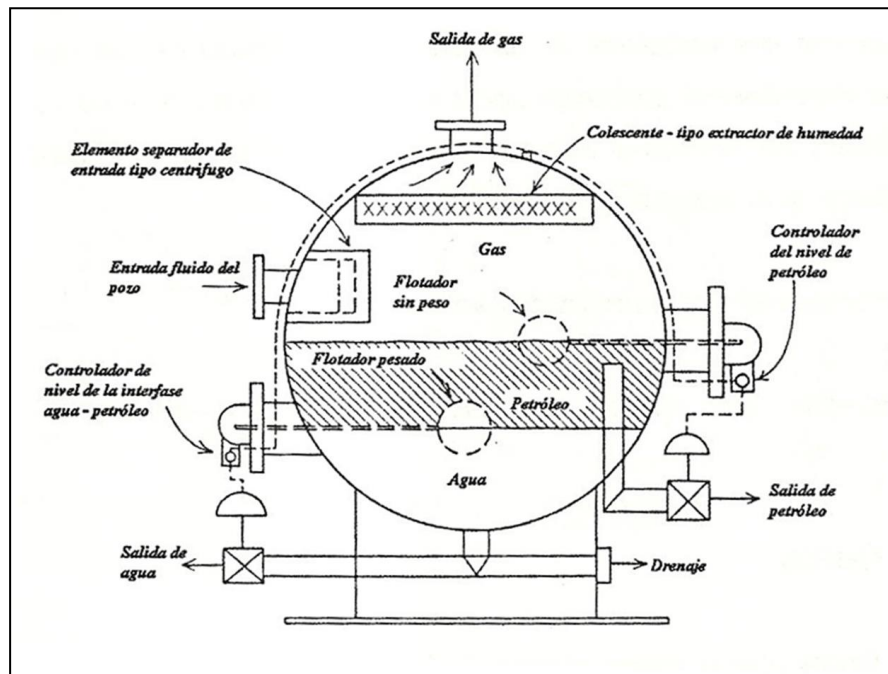
Ventaja

Elimina el sistema de control de la interfase

Desventaja

Necesita cañerías externas

Separación trifásico esférico



Separadores de baja temperatura

El objetivo es deshidratar el gas

El fluido pasa a través de una válvula de choque y se produce un descenso de temperatura por efecto Joule-Thompson.

Se consigue:

La separación de agua y de hidrocarburos líquidos en la corriente de entrada.

Se recupera más líquido de la corriente gaseosa.

Conclusión:

Si se dispone usar separadores bifásicos, en las baterías, para separar el gas del petróleo-agua, necesariamente debo tener un tanque cortador, para separar el agua del petróleo.

Si se usa un separador trifásico, no es necesario el tanque cortador, porque en el separador nacen los tres circuitos hacia su destino final : gas-agua y petróleo.

La operatividad del primer sistema es más sencilla y efectiva, pero necesito mas espacio para colocar los distintos elementos.