

**SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS EN EL TRATAMIENTO DE
PETRÓLEO Y GAS**

TWO-PHASE AND THREE-PHASE SEPARATORS IN OIL AND GAS TREATMENT

Dr. C. Yamile Martínez Ochoa¹ (0000-0002-9779-0840), Universidad de Matanzas,

yamile.martinez@umcc.cu

Resumen

El procesamiento de hidrocarburos, comúnmente, es llevado a cabo mediante equipos de separación bifásicos que permiten la separación de las fases gas y líquido, o a través de equipos trifásicos (separación gas, crudo y agua). Esta etapa de procesamiento es indispensable en la industria, ya que permite la separación de los diversos componentes de una mezcla de gas natural, hidrocarburos y agua, para su procesamiento y comercialización. El objetivo de este trabajo es abordar diferentes aspectos sobre los separadores bifásicos y trifásicos que se utilizan en el tratamiento de petróleo y gas.

Palabras claves: *petróleo; gas; operaciones de separación; separación; tratamiento de petróleo.*

Summary

Hydrocarbon processing is carried out using two-phase separation equipment that allows the separation of the gas and liquid phases, or through three-phase equipment (separation of gas, oil and water). This processing stage is essential in the industry, since it allows the separation of the various components of a mixture of natural gas, hydrocarbons and water, for their processing and commercialization. The objective of this work is to address different aspects of the two-phase and three-phase separators that are used in the treatment of oil and gas.

Keywords: *oil; gas; separation operations; separation; oil treatment*

El flujo que se obtiene de un yacimiento de petróleo es de naturaleza multifásica por lo que el proceso de separación mecánica de distintas fases, es una de las operaciones básicas en la

producción, el procesamiento y el tratamiento del gas natural y el petróleo. Esta operación unitaria, permite separar los diversos componentes de una mezcla de gas natural, hidrocarburos y agua, de forma tal de optimizar el procesamiento y la comercialización del crudo y el gas.

Durante el proceso de producción, en la fase de separación del crudo del agua y gas, según sea el caso, el separador entra a ser parte fundamental y por lo tanto, al pasar de los años se le han venido haciendo mejoras tanto de su interior o como del exterior, y dependiendo de lo que se va a separar así mismo se utiliza un tipo de separador; ya sea bifásico (separación crudo-agua ó crudo-gas) o trifásico (separación crudo-agua-gas) (Quiroga, 2018).

Por tanto, la separación del gas a partir de líquidos es la primera operación y la más crítica dentro de las operaciones de procesamiento de petróleo y gas.

Un separador convencional es un equipo en el cual se introduce la mezcla de petróleo y gas para lograr la separación de las fases.

En algunos casos especiales se requiere de otros equipamientos como intercambiadores de calor, tambores de agua que se acoplan al separador.

La selección de un separador para procesar mezclas de gas y petróleo, con o sin agua, bajo condiciones de operación determinada y para una aplicación específica puede realizarse a partir de la clasificación general de los separadores.

Clasificación de los separadores (Abdel-Aal, et al., 2003)

Los separadores pueden clasificarse a partir de varios criterios, dentro de los que se encuentran:

- Por su configuración o manera de construirse

La clasificación aportada por (Abdel-Aal, et al., 2003) dentro de esta categoría divide a los separadores en Cilindros verticales, Cilindros horizontales y Recipientes esféricos, sin embargo otros autores dividen a su vez esta categoría en dos, una en función de la forma en cilíndricos y esféricos y la otra según la posición en que son instalados, es decir, verticales y horizontales (Quiroga, 2018)

- Por la función que realizan dentro del proceso de separación

La clasificación más general dentro de esta categoría es: Separadores de producción y Separadores de prueba (Abdel-Aal & Aggour, 2003); sin embargo, también puede encontrarse dentro de esta categoría los Separadores de medición (Quiroga, 2018)

- Por el número de fases a separar

Existe consenso en clasificar a los separadores en función de las fases a separar en Separadores bifásicos y separadores trifásicos (Abdel-Aal, et al., 2003)

- Por la presión de operación

Los separadores se clasifican según la presión de operación en separadores de baja, media y alta presión

Abdel-Aal, et al., (2003) define como baja presión el intervalo entre 20 – 200 psia, el intervalo medio entre 200 – 700 psia y el intervalo alto entre 700 y 1500 psia, sin embargo Quiroga (2018) amplía el rango de bajas presiones entre 10 – 20 psia hasta 180 - 225 psia y disminuyen el rango de media a valores entre 230 – 250 psia hasta 600 - 700 psia y el rango de alta entre 750 – 1500 psia

Otra clasificación que se puede encontrar con frecuencia es aquella que se realiza a partir de la fuerza que actúa sobre la separación. En este caso se tiene a los separadores que funcionan a partir de la fuerza de gravedad (separadores horizontales y separadores verticales) y los que funcionan a partir de la fuerza centrífuga (separadores esféricos)

Los criterios a tener en cuenta para la selección de un separador son:

- La composición de la mezcla de fluido determina que tipo y tamaño de separador se requiere.
- Condiciones de operación: La presión, temperatura y otros factores importantes afectan la selección del separador.
- Área disponible para su ubicación.
- Transportación y costo del separador.

Una vez seleccionado el separador, cualquier cambio en las condiciones de operación puede afectar la cantidad de líquido y gas que se obtiene

Generalmente los separadores se construyen con las siguientes características:

- Un dispositivo de entrada que causa la disminución de la velocidad del fluido y permite la separación primaria del líquido y del gas.
- Se construyen con una sección de sedimentación con suficiente longitud o altura que proporciona un área para permitir que las gotas de líquido sedimenten.

- Son equipados con un extractor de llovizna o niebla cerca de la toma de corriente de gas para favorecer la coalescencia (unión) de las pequeñas partículas de líquido que no sedimentan por gravedad.
- Son equipados además con sistemas de control automático

Separadores gravitatorios

En los separadores gravitatorios, la diferencia de densidad o diferencial gravitacional es la responsables de la separación. El petróleo es ocho veces mas denso que el gas, por lo que esta diferencia es la fuerza impulsora para que las partículas líquidas (con diámetros superiores a 100 mm) sedimenten. Para partículas mas pequeñas se necesitan la incorporación de extractores de nieblas.

Secciones funcionales de los separadores gravitatorios (Abdel-Aal, et al., 2003; Imitola, et al., 2018; Quiroga, 2018).

Sin tener en cuenta su configuración, los separadores de petróleo – gas cuentan con cuatro secciones funcionales:

- Sección A o Sección primaria: Donde ocurre la separación primaria de las fases.

La corriente de fluidos entra al separador a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida, es por ello que se coloca un dispositivo (placa desviadora o cualquier otra técnica) a la entrada para que la alimentación choque y cause un cambio brusco en la velocidad del flujo y por diferencia de gravedad ocurre la separación del gas y del petróleo.

- Sección B o Sección secundaria: Donde ocurre la sedimentación por gravedad y la separación de las fases.

El principio de la separación en esta sección es la decantación del líquido por gravedad desde la corriente de gas, una vez que se reduce sustancialmente la velocidad a la entrada. Debido a la diferencia de densidades, las gotas de petróleo sedimentan y separan del gas.

La eficiencia en esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, del tamaño de las partículas y del grado de turbulencia del gas, el cual debe ser reducido al mínimo.

- Sección C: Sección de extracción de llovizna (o de neblina) o Sección de coalescencia

En esta sección se separan las minúsculas partículas del líquido (petróleo) que aun contiene el gas y que no sedimentaron por gravedad.

La mayoría de los separadores utilizan, como mecanismo principal de extracción de neblina, la fuerza centrífuga o el principio de choque. En ambos métodos, las pequeñas gotas de líquido se separan de la corriente de gas en forma de grandes gotas (coalescencia), que luego caen a la zona de recepción de líquido.

- Sección D: Sección de recolección de líquido

Su función principal es recolectar el petróleo y retenerlo el tiempo suficiente para alcanzar equilibrio con el gas antes de que sea descargado del separador.

En esta etapa se procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma.

Para que esto ocurra es necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación. Puede colocarse un rompe vórtices sobre la(s) boquilla(s) de salida del líquido para prevenir el arrastre de gas o petróleo por el líquido residual.

A continuación se representa en un esquema las etapas de un separador.

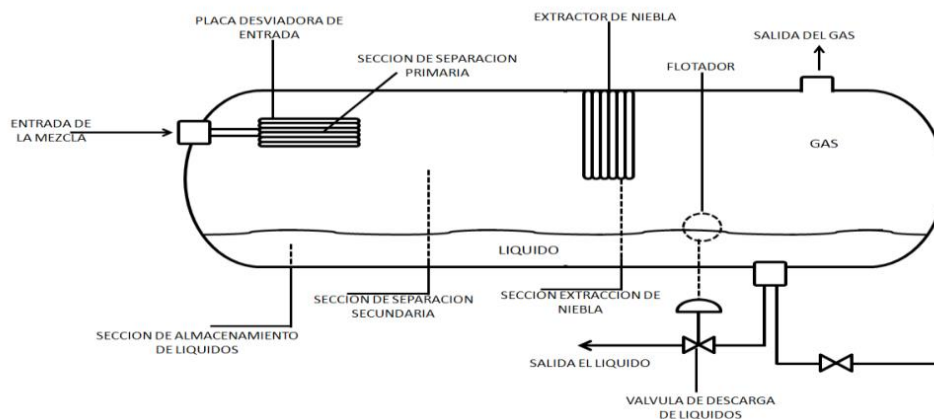


Figura 1: Secciones de un evaporador líquido - vapor (Redonda, 2013)

Separadores bifásicos

Los separadores bifásicos se utilizan para la separación de mezclas compuestas por dos fases, en este caso sistemas gas - líquido, donde el líquido puede ser tanto el petróleo como el agua.

Separadores verticales

Los separadores verticales se usan para tratar corrientes con pequeños flujos de gas y/o líquido, para relaciones gas/petróleo altas o cuando el volumen total del gas es bajo. Ocupan menos espacio del suelo, lo cual es importante para los tratamientos en plataformas marinas donde el espacio está limitado. (Lyons, 2010; Mokhtab, et al., 2006)

La distancia vertical grande existente entre el nivel líquido y la salida de la corriente de gas hace que sea limitada la posibilidad de que el líquido se evapore e incorpore a la fase gaseosa. Sin embargo, debido al flujo ascendente natural de gas y a la caída de las gotas de líquido, se requiere un diámetro adecuado del separador.

Los separadores verticales pueden variar de tamaño de 10 a 12 pulgadas en diámetro y 4 a 5 pies de altura, hasta 10 a 12 pies en diámetro y 15 a 25 pies de altura (Quiroga, 2018)

Los separadores verticales son más costosos de fabricar y de ensamblar.

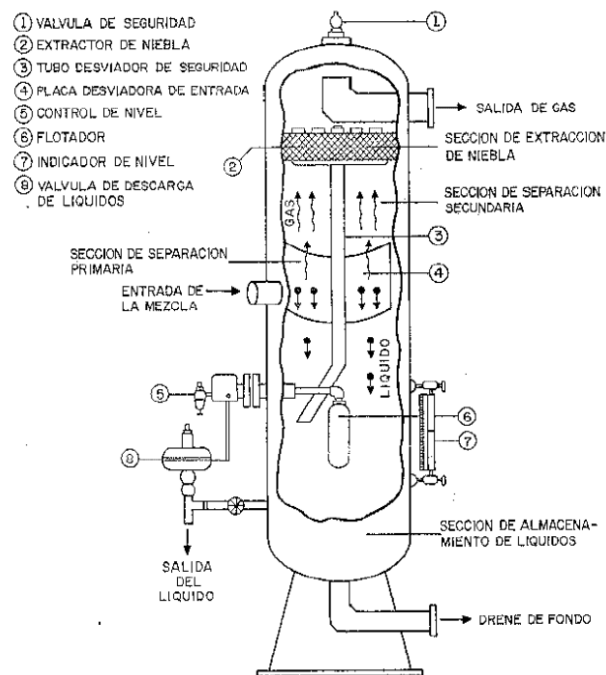


Figura 2: Separador vertical (Quiroga, 2018)

Ventajas de los separadores verticales (Quiroga, 2018; Mokhtab, et al., 2006)

- Tiene el drenaje en el fondo lo cual facilita la limpieza, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena, parafina o cualquier material sólido.
- Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
- La ubicación del control de nivel de líquido no es crítica, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- Se usa todo el diámetro para el flujo de gas en el tope y para el flujo de petróleo en el fondo.
- Hay menor tendencia de evaporización de líquidos.
- Ocupa poca área.

Desventajas de los separadores verticales (Quiroga, 2018; Mokhatab, et al., 2006)

- Son más costosos que los horizontales.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.
- Son más difíciles de reparar los instrumentos y dispositivos de seguridad instalados en el tope del separador.

Separadores horizontales

Los separadores horizontales de doble tubo son usualmente la primera elección dentro de los separadores por tener bajos costos. Son ampliamente utilizados para altas relaciones de gas - petróleo. La interfase gas/petróleo es grande en la sección de separación.

Los separadores horizontales son más fáciles de montar y reparar, y requiere menos tuberías para las conexiones de campo. En los mismos el gas fluye horizontalmente y, al mismo tiempo, las gotas líquidas caen hacia la superficie líquida.

La ubicación del control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales debido a que puede provocarse oleaje en el líquido.

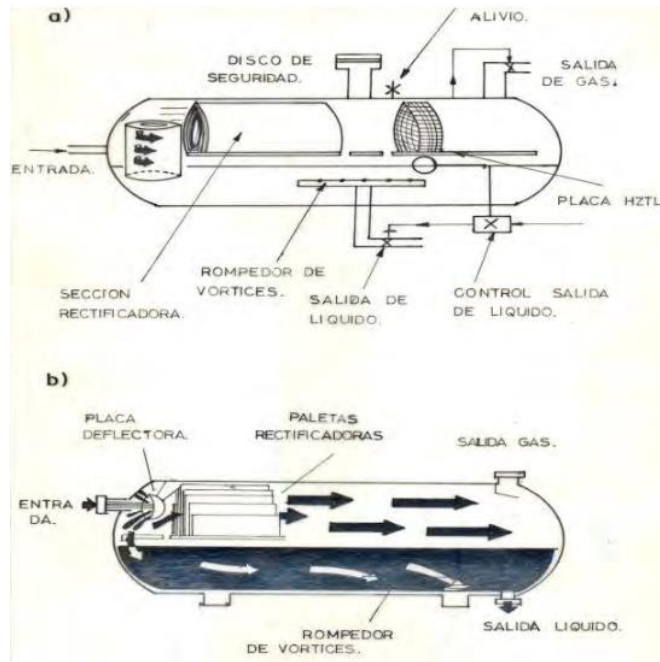


Figura 3: Separador horizontal (Quiroga, 2018)

Los separadores horizontales son más comunes cuando se manejan grandes volúmenes de gas y/o líquidos, cuando la relación gas/petróleo está entre valores medios y altos, en el manejo de crudos espumosos y en la separación trifásica.

Ventajas de los separadores horizontales (Quiroga, 2018; Mokhtab, et al., 2006)

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- Son más económicos y fáciles de instalar que los verticales.
- Requieren diámetros más pequeños para una capacidad de gas similar comparado con los separadores verticales.
- No hay oposición al flujo (el flujo de gas no se opone al drenaje del extractor de la llovizna).
- El área de la superficie del líquido es grande, lo cual favorece la dispersión de la espuma y reduce la turbulencia.
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interface gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

Desventajas de los separadores horizontales (Quiroga, 2018; Mokhatab, et al., 2006)

- Sólo parte de la coraza está disponible para el paso del gas.
- Ocupa más espacio.
- La ubicación del control de nivel es un parámetro crítico.
- Es más difícil de limpiar.

Separadores esféricos

Los separadores esféricos son baratos y compactos. Debido a su configuración compacta, este tipo de separador tiene un espacio limitado para la retención de líquido. La ubicación del control de nivel de líquido también es un parámetro crítico.

Los separadores de forma esférica se utilizan en servicios en los que se tienen gases a altas presiones, en los que se requieren tamaños compactos y cuando los volúmenes de líquidos que se tienen son pequeños. Este tipo de separadores no es muy utilizado en la industria petrolera, debido a que tienen una capacidad de almacenamiento de líquidos muy pequeña y además su construcción es difícil (Omaña, 2005)

Los separadores esféricos están usualmente disponibles en 24 o 30 pulgadas hasta 66 o 72 pulgadas en diámetro (Quiroga, 2018)

Ventajas de los separadores esféricos (Quiroga, 2018)

- Más baratos que los horizontales o verticales.
- Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
- Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

Desventajas de los separadores esféricos (Quiroga, 2018)

- Tienen un espacio de separación muy limitado.

Separadores trifásicos

En muchas de las operaciones de producción la corriente de fluido que se produce consta de tres fases: petróleo, agua y gas.

El agua producida con el petróleo puede existir como: agua libre o emulsión agua en petróleo, sin embargo, en algunos casos cuando la relación agua/petróleo es alta puede formarse una emulsión petróleo en agua.

El agua libre producida con el petróleo se define como el agua que puede ser sedimentada y separada del petróleo por gravedad.

Para la separación de las emulsiones se requiere de tratamientos con calor, con compuestos químicos, tratamientos electrostáticos o una combinación de estos tratamientos, de ahí la importancia de separar primeramente el agua libre del petróleo para minimizar el costo de los tratamientos de las emulsiones.

Cuando el volumen de gas es relativamente pequeño comparado con el volumen de líquido (petróleo y agua), el método usado para separar el agua libre, el petróleo y el gas se conocen como *free-water knockout*, en este caso la separación del agua a partir del petróleo es lo que gobierna el diseño del separador.

Cuando el volumen de gas es grande comparado con el volumen de líquido (petróleo y agua), el separador se conoce como separador trifásico (*three-phase separator*). En este caso, los requerimientos en la capacidad de separación del gas o las restricciones en la separación del agua – petróleo es lo que gobierna el diseño del separador.

Los separadores *free-water knockout* y los separadores trifásicos son similares en forma y componentes. Para el diseño de ambos tipos de separadores se usan los mismos conceptos y procedimientos, aunque el término Separador trifásico puede ser utilizado para nombrar a ambos tipos de separadores.

Los separadores trifásicos pueden ser verticales u horizontales, similar a los separadores bifásicos, sin embargo, los separadores trifásicos requieren dispositivos de control y elementos internos adicionales.

En la separación trifásica es difícil instalar separadores esféricos debido a que su espacio interior disponible es limitado.

Los separadores trifásicos difieren de los separadores bifásicos en que en la sección de retención de líquido tienen que manejar dos líquidos inmiscibles (petróleo y agua), por lo que esta sección tiene

que ser diseñada para separar los dos líquidos. En la misma se instalan controladores de nivel y dispositivos para la salida para cada líquido.

Factores que afectan la separación de gas y líquido (Quiroga, 2018; Redonda, 2013)

- Tamaño de las partículas del líquido: Indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir la separación de las partículas de ese diámetro o mayores.
- Velocidad del gas: Depende de las propiedades físicas del líquido y del gas.
- Presión de separación: Es un factor muy importante en la separación, ya que al disminuir la presión de separación aumenta la eficiencia de separación de las fases.
- Temperatura de separación: A medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador. La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes del fluido y sus densidades.
- Viscosidad del gas: A medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la viscosidad de asentamiento, y por lo tanto la capacidad de manejo del gas del separador.
- Densidades del líquido y del gas: Afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores, ya que es directamente proporcional a la diferencia de densidades de líquido y gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

El conocimiento de las características generales, clasificación, ventajas y desventajas de los separadores bifásicos y trifásicos que se utilizan en la industria petrolera es importante para el posterior diseño, evaluación y operación de los mismos debido al papel que juegan en el tratamiento del petróleo.

Referencias bibliográficas

- Abdel-Aal, H., & Aggour, M. (2003). *Petroleum and gas field processing*. USA: Marcel Dekker Inc.
- Aggour, A.-A. a. (2003). *Petroleum and gas field processing*. USA: Marcel Dekker Inc. .
- Imitola, A., & Cueto, S. (2018). *Diseño conceptual de un sistema de separación (KNOCKOUT DRUM) para la prevención de fallas por arrastre de líquido en compresores de gas*. Cartagena de India: Facultad de Ingeniería. Universidad de San Buenaventura.
- Lyons, W. (2010). *Working guide to petroleum and natural gas production engineering*. Elsevier Inc: USA.

- Mokhatab, S., & Poe, W. a. (2006). *Handbook of natural gas transmission and processing*. USA: Gulf Publishing Company.
- Omaña, M. (2005). *Estado del Arte de las tecnologías utilizadas para minimizar el arrastre de líquidos en separadores líquido-vapor en un proceso de acondicionamiento de gas*. Caracas: Escuela de Ingeniería de Producción y Química de la Universidad Metropolitana.
- Quiroga, J. (2018). *Proceso de gas natural I*. Santa Cruz, Bolivia: Universidad Autónoma "Gabriel Rene Moreno".
- Redonda, C. (2013). *Determinación de la eficiencia del separador en flujo BACHE*. Mexico, D.F: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.