PARÁMETROS REQUERIDOS EN EL DISEÑO DE SEPARADORES PARA MANEJAR MEZCLAS GAS-LÍQUIDO

Alexis Díaz[1] Ángel Paguay [2]Helen Tomalá [3]Ing. Kleber Malavé [4]
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
alexo_222@hotmail.com[1] anglepag@hotmail.com[2]hemito_87@hotmail.com[3]kmalave@espol.edu.ec [4]

Resumen

Los fluidos producidos por un pozo son mezclas complejas de hidrógeno y carbono, éste fluye por la tubería vertical y llega a los cabezales, ubicados en la parte superior del pozo (superficie). Sigue una trayectoria generalmente horizontal hasta la estación de producción donde se cumple la separación del mismo en las diferentes fases: petróleo, gas y agua, utilizando para ello los trenes de separadores (prueba y producción), que son recipientes donde el flujo entra por la parte superior y debido principalmente al cambio de velocidad y a la acción de la gravedad, ocurre la separación de fases. En este trabajo analizaremos los parámetros que se deben tener en cuenta para lograr un buen diseño de separación y cómo los diversos dispositivos internos (mecánicos) aprovechan las fuerzas físicas del fluido que ingresa a los equipos de separación que tienen como objetivo separar mezclas de líquido y gas, fundamentalmente para lograr la mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.

Palabras Claves:*Parámetros, Diseño de Separación, Dispositivos internos, Fluido, Equipos.*

Abstract

The fluids produced by a well are complex mixtures of hydrogen and carbon, it flows through the tubing and goes to Christmas tree, located on surface. Flowing horizontally through the pipe to the production station where it meets the separation of the different phases: oil, gas and water, using trains of separators (test and production), which are containers where the flow enters the top and mainly due to the change of speed and gravity, phase separation occurs. This Paper reviews the parameters that must be taken consider achieving a good separation design and how the various separator internals (mechanical) take advantage of the physical forces of fluid entering vessel in order to get the best performance of the sameaimed at separating mixtures of liquid and gas, primarily to maximize the recovery of liquid hydrocarbons.

Keywords*: Fluids, Separation Design, Parameters, Separator, Vessel.*

1. Introducción

Los equipos de separación tienen como objetivo separar mezclas de líquido y gas. El proceso es ampliamente aplicado en la industria petrolera, fundamentalmente para lograr la mayor recuperación de hidrocarburos líquidos, sin embargo no hay un criterio único para establecer las condiciones de operación más adecuadas.

Cuando el sistema de separación ocurre en varias etapas y el gas producido se envía a una planta para su tratamiento, es importante considerar las presiones de separación del gas en cada etapa, a fin de reducir a un mínimo los requerimientos de compresión.

2. Importancia de la Separación de Fases

Un proceso de separación se aplica principalmente por las siguientes razones:

- Los pozos producen hidrocarburos líquidos y gaseosos mezclados en un solo flujo.
- Hay líneas en las que aparentemente se maneja solo líquido o gas, pero debido a los cambios de presión y

temperatura que se producen, existe vaporización de líquido o condensación de gas.

- En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos en cantidades apreciables a los equipos de procesamiento (compresores).
- En campos productores donde el gas es quemado y no se tiene equipo adecuado de separación, una cantidad considerable de aceite liviano arrastrado por el flujo de gas, también se quema, originando pérdidas económicas debido al mayor valor comercial.
- En la transportación del gas se debe eliminar la mayor cantidad de líquido para evitar problemas como: corrosión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de las líneas.

Para obtener una separación más eficiente y completa, dos o más separadores se conectan en serie, reduciéndose la presión en cada equipo, lo que se conoce como separación en múltiples etapas. Cada vez que se reduce la presión, ocurre separación de gas en el líquido que sale de cada etapa.

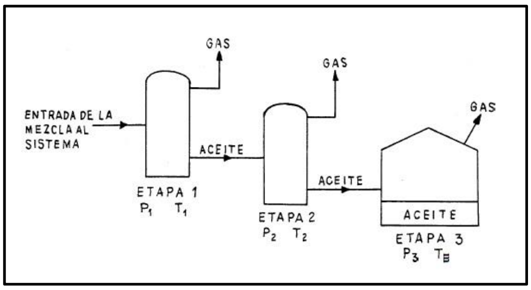

Figura 1. Sistema de Separación en tres Etapas

3.Clasificación y Descripción de los Equipos de Separación

3.1 Clasificación

Por su forma los separadores se clasifican en: verticales, horizontales y esféricos. Por la función en: bifásico y trifásicos: los primeros separan gas y líquido, y los segundos gas, petróleo y agua. Además, de acuerdo a la operación: en prueba y de producción.

Entre los equipos utilizados con mayor frecuencia tenemos: separadores de agua libre, a baja temperatura, eliminadores y depuradores.

Figura 2. Separador Vertical

Figura 3. Separador Horizontal

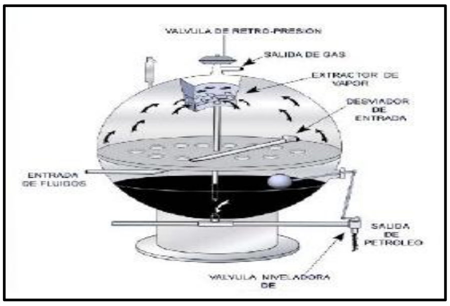

Figura 4. Separador Esférico

El separador de prueba maneja la producción de un solo pozo con el fin de determinar o cuantificar la producción de gas y de líquido, mediante los respectivos sistemas de medición. Es más pequeño que el de producción y generalmente se construyen con una capacidad de 10000 bbl de fluido.

El de producción recibe y trata el fluido de varios pozos de un campo. Es de mayor capacidad que uno de prueba.

El separador de tres fases es de tipo horizontal y se conocen como eliminadores de agua libre o Free Water Knock-Out (FWKO). Separan la fase líquida en petróleo y agua no emulsionada además de la gaseosa, debido a que disponen de suficiente tiempo de residencia o retención.

Es importante conocer la producción de cada pozo. Con este fin en el separador de prueba se utilizan dos sistemas: la medición por orificio, para cuantificar la cantidad de gas, y el medidor de turbina, que permite establecer el flujo líquido.Además para determinar el volumen de petróleo manejado en una estación de producción se dispone del sistema LACT.

3.2 Descripción

Consta de las siguientes secciones básicas:

Separación primaria: Separa la mayor parte del líquido del gas y reduce la turbulencia del flujo, debido a un cambio en la dirección que se logra con una entrada tangencial del fluido al separador por medio de una placa desviadora, dando fuerza centrífuga al flujo.

Separación secundaria: Separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas que fluye por la parte superior del recipiente. Como la turbulencia del flujo es mínima, las gotas líquidas se separan por gravedad, para lo cual el equipo debe tener suficiente longitud. En algunos diseños la turbulencia se reduce con el uso de aspas alineadas que también sirven como superficies colectoras de líquido

Extracción de niebla: Separa del flujo de gas las gotas pequeñas de líquido que no se eliminan en las secciones primaria y secundaria utilizando el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga, con lo que se logra que las pequeñas gotas de líquido se colecten y se acumulen sobre una superficie, formando otras más grandes que precipitan a la sección de acumulación de líquido.

Almacenamiento de líquido: Almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Debe tener la capacidad suficiente para manejar los baches de líquido que pueden ocurrir en una operación normal y la instrumentación requerida para controlar el nivel en el separador, compuesta por un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga

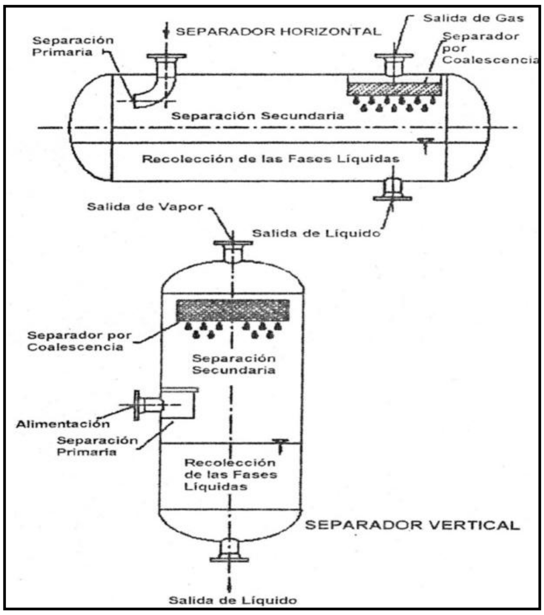

Figura 5. Secciones Básicas de un Separador

4. Fundamentos para la Separación Mezclas Gas-Líquido

La separación de mezclas gas-líquido se logra combinando apropiadamente los siguientes factores:

4.1 Separación por Gravedad

Si el flujo es vertical las partículas de líquido que se separan caen a contraflujo del gas por la fuerza de gravedad y se aceleran hasta que la de arrastre se iguala con la gravitacional.

Después, las partículas continúan cayendo a velocidad constante, llamada velocidad de asentamiento o terminal, que para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas para que se separen las partículas de este diámetro o mayor.

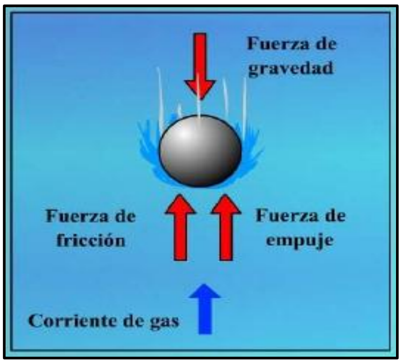

Figura 6. Separación por Gravedad

4.2 Separación por Fuerza Centrífuga

La fuerza centrífuga inducida a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas puede ser varias veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas.

Este principio mecánico se emplea tanto en la sección primaria de un separador como en algunos tipos de extractores de niebla. Se recomienda que la velocidad del fluido debe ser de tal magnitud para que la relación $\rho gV2$ se mantenga en 900, siendo V la velocidad del gas y menor a 45 ft/seg.

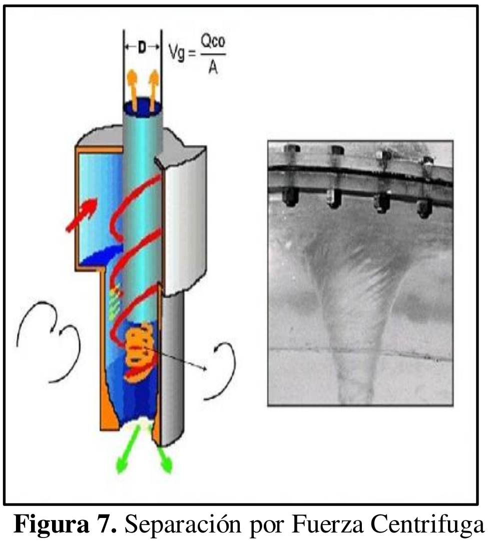

Figura 7. Separación por Fuerza Centrifuga

4.3 Separación por Choque

Es el mecanismo más utilizado en la eliminación de las pequeñas partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, porque cuando chocan con obstrucciones quedan adheridas a las mismas.

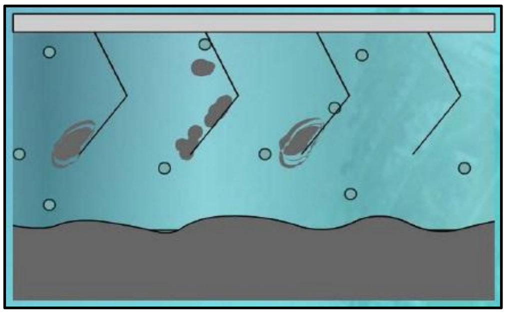

Figura 8. Separación por Choque

5. Criterios y Ecuaciones para Determinar la Capacidad de un Separador

Los factores fundamentales para la determinación de la capacidad de un separador son:

- Diámetro y longitud.
- Diseño y arreglo de las partes internas.
- Características físico-químicas del petróleo y del gas que se van a separar.
- Presión y temperatura de operación.
- Número de etapas de separación.
- Nivel de líquido en el separador.
- Tendencia del petróleo a formar espuma.
- Cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos.
- Condiciones del separador y de sus componentes.

5.1 Cálculo de la Capacidad de Tratamiento Separadores Horizontales

Capacidad de Líquido

, BPD

Donde:

A_f: Área del flujo a través del separador, ft^2.
βo: Factor volumétrico del petróleo a Pf y Tf, adimensional.
D_o: Diámetro exterior del separador, pulg.
L: Longitud del separador, ft.
q_{sL}: Capacidad de líquido del separador a Ps y Ts,
tr: Tiempo de retención, min.

Capacidad de Gas

Donde:

A_f: Área del flujo a través del separador, ft2.
d_P: Diámetro de una gota de líquido esférica, ft.
ρg: Densidad del gas a Pf, Tf, lbm/ ft3.
ρp: Densidad de las gotas de líquido, lbm/ ft3.
Pf: Presión de operación del separador, psia.
qsg: Capacidad de gas del separador a Ps y Ts, ft3/día.
Tf: Temperatura de operación del separador (°R).
µg: Viscosidad del gas, lbm/ft-seg.
Zf: Factor de compresibilidad del gas a Pf y Tf, adimensional.

5.1 Cálculo de la Capacidad de Tratamiento Separadores Verticales

Capacidad de Líquido

, BPD

Donde:

βo: Factor volumétrico del petróleo a Pf y Tf, adimensional.
D: Diámetro interior del separador, pulg.
h: Espesor, ft.
q_{SL}: Capacidad de líquido del separador a Ps y Ts,
tr: Tiempo de retención, min.

Capacidad de Gas

Donde:

D: Diámetro interior del separador, pulg.
dp: Diámetro de una gota de líquido esférica, ft.
ρg: Densidad del gas a Pf, Tf, lbm/ ft3.
ρp: Densidad de las gotas de líquido, lbm/ ft3.
Pf: Presión de operación del separador, psia.
qsg: Capacidad de gas del separador a Ps y Ts, ft3/día.
Tf: Temperatura de operación del separador (°R).
µg: Viscosidad del gas, lbm/ft-seg.
Zf: Factor de compresibilidad del gas a Pf y Tf, adimensional.

6. Diseño General de Separadores

Para el diseño se debe tener en cuenta la aplicación de la NORMA API SPECIFICATION 12J y se recomienda la siguiente metodología:

Paso 1.- Obtención de la información de proceso (propiedades de los flujos) y de la función que van a realizar los separadores; para lo cual, se requieren los datos indicados en la tabla 1.

Tabla 1. Información de Proceso

Información	Vapor/gas	Líquido(s)	General
Densidad y Viscosidad	X	X	
Tensión Superficial		X	
Flujo (másico o volumétrico)	X	X	
Presión y Temperatura de Operación			X
Material Pegajoso?			X
Arrastre de Sólidos?			X
Variaciones fuertes en el flujo Vapor/gas y Líquido(s)?			X

Paso 2.- Definición del tipo de separador y del servicio

Paso 3.- Selección de los criterios de diseño para el servicio requerido, consideraciones adicionales y la configuración del separador.

Paso 4.- Dimensionamiento del recipiente a través del cálculo de:

- Velocidad crítica del vapor.
- Área requerida para el flujo de vapor.
- Relación L/D.
- Volumen de retención de líquido en el recipiente.
- Para separación vapor-líquido se requieren niveles bajo-bajo, bajo, alto, alto-alto, del líquido. En separación vapor-líquido-líquido, incluir nivel bajo y nivel alto de interfase.
- Diseño y especificación de internos.
- Volumen del recipiente.

Paso 5.- Definición y dimensionamiento de las boquillas de entrada y de salida.

Paso 6.- Especificación de los internos faltantes del separador.

Paso 7.- Calculo de la caída de presión en el equipo.

6.1 Diseño de Separadores Gas – Líquido: Horizontales

El separador gas-líquido es el recipiente más utilizado en la industria petrolera y representa la unidad donde se produce la separación inicial y mayor del gas y del líquido (petróleo).

Para iniciar el diseño se debe conocer la cantidad de gas y de líquido que se separará, basándose en parámetros fundamentales como: la presión y la temperatura, con sus correspondientes variaciones durante el tiempo. Cada separador debe cumplir las condiciones del uso que va a tener, por lo cual es preciso saber las características de los fluidos que se separaran en la unidad.

7. Principales Problemas Operativos

7.1 Emulsiones

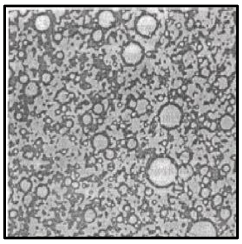

Figura 9. Emulsiones

Es una mezcla de dos líquidos no miscibles, la cual forma una fase dispersa interna y otra dispersante externa.

Los emulsificantes se forman principalmente por las tensiones superficiales de los componentes y por la presencia de agentes que promueven la formación de las mismas. Además por la agitación causada por el gas para dispersar un líquido en otro.
Emulsificantes naturales incluyen polvo, suciedad, resinas, parafinas, asfaltenos, ácidos nafténicos y cualquier otra sustancia soluble en petróleo pero insoluble en agua.

Métodos para Romper Emulsiones.- Estos son:

- Tratamiento térmico (calor). Calentando la emulsión entre 40ºC y 85°C, se logra disminuir la viscosidad de la mezcla.

- Operaciones mecánicas de filtración y centrifugación.

- Tratamiento químico por inhibidores.

- Tratamiento eléctrico por corriente directa o alterna.

7.2 Formación de Espuma

Afecta el desempeño del separador para manejar mezclas gas-liquido. Si la espuma es un problema antes de instalar el recipiente, pueden incorporarse rompedores como el método más económico para eliminarlo; en algunos casos es necesario utilizar aditivos químicos o aumentar la longitud del separador.

7.3 Flujo de Avance

Son líneas de fluido bifásico que muestran tendencia a un tipo de flujo inestable de oleaje. Su presencia requiere incluir placas rompe olas en el separador.

7.4 Materiales Pegajosos

Por su naturaleza crudos parafínicos pueden presentar problemas operativos, debido a que el material pegajoso se incrusta en los elementos internos

7.5 Ondulaciones y Cambio de Nivel

Son producidos por la entrada imprevista de tapones de líquido dentro de separadores horizontales muy largos, para eliminarlos se colocan placas en sentido transversal al separador, conocidas como rompe-olas, que son de gran utilidad para control de nivel, evitando medidas erróneas producto del oleaje interno.

7.6 Impurezas

Cuando se manejan crudos y productos sucios, es recomendable tener tanto en los separadores un sistema interno de tuberías que permitan la inyección de agua, vapor o solventes para eliminar los sólidos que se depositan en el equipo durante su operación o para desalojar a los hidrocarburos antes de proceder a la apertura del recipiente.

8. Conclusiones

- Un separador horizontal trifásico es similar al bifásico, con la particularidad que la fase petróleo llega a una sección de acumulación, antes de descargarse del equipo.

- El nivel de la interfase gas-petróleo puede variar desde la mitad hasta los tres cuartos de la altura (diámetro) del separador, dependiendo de la relación gas-líquido que tenga el flujo de entrada, es decir, si existe más líquido que gas el nivel será el más alto.

- A mayor presión menor será la capacidad de separación o manejo de líquido.

- El separador se inunda cuando existe mayor entrada que descarga de fluido y tiempo de retención mayor al estimado.

- El tiempo de retención de un fluido en el separador está entre uno y tres minutos. En el cálculo de capacidad de separadores son los mismos.

- La eficiencia del separador está en función de los internos que influyen en el tiempo de retención y en el mismo proceso. Un mayor tiempo del fluido en el equipo no garantiza una mejor separación.

- La aplicación de químico demulsificante desde el cabezal del pozo, disminuye la emulsión agua-petróleo y produce mayor cantidad de agua libre.

- El gas origina agitación en el proceso de separación, y hace difícil romper la emulsión. El GOR tiene que ser igual en la cabeza del pozo y en la estación, ya que es un parámetro del yacimiento.

- La presión de operación se controla mediante el flujo de gas que maneja el equipo; si eliminamos más gas, la presión disminuirá, por lo tanto más hidrocarburos ligeros se escaparán con la fase gas.

9. Agradecimientos

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo y de manera especial al Ing. Kleber Malavé, por su valiosa ayuda durante el desarrollo del mismo.

10. Referencias

[1] API SPECIFICATIONS, Specifications for Oil and Gas Separators, API SPECIFICATION 12J (SPEC 12J), Seventh Edition, October 1, 1989.
[2] CRAFT B.C., HOLDEN W.R. and E.D. GRAVES, Jr: Well Design Drilling and Production Prentice Hall, Inc. Cap. 7 1962, pág.463.
[3] HINCAPIE BENJAMIN, "Estudio y Diseño de Separadores Horizontales y Verticales de Dos y Tres Fases" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1987).
[4] MALAVÉ KLEBER, Apuntes de la Materia Facilidades de Superficie III, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2009.
[5] MALAVÉ KLEBER, Curso Diseño de Separadores, Petroecuador 2002, pág. 1- 226.
[6] PETROAMAZONAS, Facilidades de Superficie, Módulo I y II
[7] RIOFRIO EDGAR, Facilidades de Superficie II, Serie Nuestro Valores – Espol, Págs: 152, 153, 198-239.
[8] SICA METALÚRGICA ARGENTINA S.A., Free Water Knock Out (FWKO), 2009.