

**DISEÑO DE SISTEMAS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN  
ELECTROSTÁTICA DEL GAS NATURAL**

**YASMIN PAOLA MIRANDA ANILLO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO- QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**DISEÑO DE SISTEMAS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN  
ELECTROSTÁTICA DEL GAS NATURAL**

**YASMIN PAOLA MIRANDA ANILLO**

**Trabajo de grado como requisito parcial para optar el título de Ingeniera  
de Petróleos.**

**Director:**

**M. Sc. Nicolás Santos Santos**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO- QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

*A DIOS por caminar junto a mí todos los días y sostenerme en sus brazos en los momentos que he sentido desfallecer.*

*A mi MAMI, por su amor incondicional, su preocupación constante, porque ha sido todo en mi vida y por ser la razón por la cual todos los días quiero ser una mejor persona y profesional.*

*A mi PAPI, que me ha dado lo más importante que le puede dar un padre a un hijo: ejemplo de amor y de perdón.*

*A mis angelitos del cielo mi Tío Julio, que estoy segura de que está celebrando este triunfo como si fuera el de uno de sus hijos; y mis abuelitos Julio, Lilia y Eliecer.*

*A Alejito, mi cómplice y amigo, el amor de mi vida.*

*A mi madrina, tía Delfy, tío Nando, tío Líbar, tía One, tío Humbe, Mami Mery, tía Ely, Lili, Chave, Tati, Julito, Titi, Marian, Nando, Jorge, Ney, Katty, Jair, Sergio y Jose, por creer en mí siempre, por sus consejos llenos de amor, por su ternura y apoyo incondicional.*

*A mis amigas incondicionales, las de lavar y planchar, las de todos los tiempo, con las que viví los mejores momentos hasta hoy y con las que muchas veces lloré, con las que me caí y luego me levante: Yone, Nikka y Lina.*

*A todos mis amigos y compañeros de la U, porque hacen parte de lo que hoy soy y porque su huella en mí me ha hecho valorar el verdadero sentido de la amistad*

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis más sinceros agradecimientos:

A mis padrinos mágicos el Ingeniero Nicolás Santos y Dianita Becerra, en los que encontré más que una amistad. Gracias por su colaboración y apoyo permanente MIL GRACIAS.

Al Ingeniero Cesar Augusto Pineda, por compartir su conocimiento y por ser una guía fundamental en el desarrollo de este proyecto, por sus consejos y su amistad.

A todos los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, por ser actores protagonistas de este logro, porque sin sus conocimientos y recomendaciones no hubiera sido posible alcanzar esta meta.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN	3
Consideraciones de los procesos de separación	5
1.1 DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE SEPARACIÓN CONVENCIONALES.	6
Separadores	6
Eliminadores	7
Depuradores	7
1.1.1 Descripción de un proceso de separación	7
a. Sección de separación primaria	7
b. Sección de separación secundaria	8
c. Sección de extracción de niebla	8
d. Sección de filtración	9
1.1.1.1 Factores que afectan los procesos de separación	11
1.1.2 Clasificación de los separadores	12
1.1.2.1 Según su forma o geometría	12
a. Separadores Bifásicos Horizontales	12
b. Separadores Bifásicos Verticales	16
c. Separadores Esféricos	19
d. Separadores Trifásicos	21
1.1.3 Mecanismos de separación	23
a. Separación por gravedad	23
b. Separación por fuerza centrífuga	28
c. Separación por choque	28
1.1.4 Otras disposiciones de los separadores bifásicos	31

a. Separadores de doble barril	31
b. Separadores tipo filtro	32
c. Separadores Knockout drum	35
d. Slug catcher	35
e. Scrubber	37
1.1.5 Dispositivos internos de un separador	39
1.1.5.1 Desviadores de entrada	39
a. Desviador de platos deflectores	41
b. Desviadores centrífugos	42
1.1.5.2 Rompedores de olas	42
1.1.5.3 Platos desespumadores	42
1.1.5.4 Extractor de niebla	43
a. Extractor de niebla tipo veletas o aspas	44
b. Extractor de niebla de malla de alambre entretejido	48
c. Extractor de niebla tipo ciclónico	51
1.2. FILTROS UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	52
1.2.1 Filtros de carbón activado	52
1.2.2 Precipitadores electrostáticos	53
a. Precipitadores de placa- alambre	53
b. Precipitadores de placas planas	55
c. Precipitador tubular	56
1.2.3 Filtros de uso poco frecuente en la Industria	56
a. Colectores de bolsas	57
b. Lavadores de gases	57
c. Colectores ciclónicos	58
1.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EQUIPOS DE SEPARACION	60
1.3.1 Separador supersónico Twister	60
1.3.2 Filtros de Gas	63

2.	DISEÑO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE SEPARACION Y FILTRACION DEL GAS NATURAL	65
2.1	DEFINICION Y CONCEPTOS PREVIOS AL DISEÑO DE EQUIPOS DE SEPARACION	65
a.	Tamaño de partícula	65
b.	Fuerza de drenaje	65
c.	Coeficiente de drenaje	66
d.	Velocidad de asentamiento	66
e.	Tiempo de retención	66
f.	Longitud efectiva	66
g.	Longitud entre costuras	67
2.2	DISEÑO DE SEPARADORES BIFÁSICOS HORIZONTALES	70
2.3	DISEÑO DE SEPARADORES BIFÁSICOS VERTICALES	83
2.4	DISEÑO DE SEPARADORES TRIFÁSICOS HORIZONTALES	85
2.5	DISEÑO DE PRECIPITADORES ELECTROSTÁTICOS	93
3.	DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN DE GAS NATURAL CONVENCIONAL	105
3.1	DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SELECCIÓN DE UN SEPARADOR BIFÁSICO SEGÚN SU DISPOSICIÓN O GEOMETRÍA	105
3.1.1	DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL	106
3.1.2	DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL	107
3.1.3	DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN	109

SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL	
3.1.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN PRECIPITADOR ELECTROSTÁTICO	111
4. VALORACIÓN DEL DISEÑO Y/O DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN CONVENCIONAL MEDIANTE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA	113
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Esquema de las secciones de un equipo de separación	10
<b>Figura 2.</b> Vista interna de un separador bifásico horizontal	14
<b>Figura 3.</b> Vista frontal y lateral de un separador bifásico horizontal	15
<b>Figura 4.</b> Vista interna de un separador bifásico vertical	18
<b>Figura 5.</b> Vista externa de un separador bifásico vertical	19
<b>Figura 6.</b> Esquema interno de un separador esférico	20
<b>Figura 7.</b> Vista externa de un separador esférico	21
<b>Figura 8.</b> Vista interna de un separador trifásico horizontal	23
<b>Figura 9.</b> Fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de Gas	25
<b>Figura 10.</b> Sumatoria de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de Gas	26
<b>Figura 11.</b> Separadores de doble barril	32
<b>Figura 12.</b> Separador bifásico vertical tipo filtro	33
<b>Figura 13.</b> Separador bifásico horizontal tipo filtro	34
<b>Figura 14.</b> Separador Knockout drum	35
<b>Figura 15.</b> Funcionamiento de Slug Catcher tipo tubería	37

<b>Figura 16.</b>	Scrubber vertical	38
<b>Figura 17.</b>	Desviador de platos deflectores tipo disco esférico	40
<b>Figura 18.</b>	Vista lateral y superior de un desviador de platos deflectores	40
<b>Figura 19.</b>	Desviadores centrífugos	42
<b>Figura 20.</b>	Platos desespumadores	43
<b>Figura 21.</b>	Extractores de niebla tipo malla	44
<b>Figura 22.</b>	Aspas de un extractor de niebla	45
<b>Figura 23.</b>	Descripción del funcionamiento de un extractor tipo aspas	47
<b>Figura 24.</b>	Mallas para flujo vertical	48
<b>Figura 25.</b>	Captura y coalescencia de las gotas en las mallas Precipitador tubular	49
<b>Figura 26.</b>	Mallas de alambre entretelado y de fibra de vidrio	50
<b>Figura 27.</b>	Filtro de carbón activado	52
<b>Figura 28.</b>	Vista superior y lateral de precipitadores electrostáticos de placa- alambre	54
<b>Figura 29.</b>	Precipitadores electrostáticos de placas planas	55
<b>Figura 30.</b>	Precipitador tubular	56
<b>Figura 31.</b>	Filtros de Gas con colectores de bolsas	57
<b>Figura 32.</b>	Lavadores de gases	58

<b>Figura 33.</b>	Colectores ciclónicos	59
<b>Figura 34.</b>	Separador supersónico Twister	60
<b>Figura 35.</b>	Boquilla de Laval	60
<b>Figura 36.</b>	Funcionamiento del Twister	61
<b>Figura 37.</b>	Filtro/ separador modelo 75H y 75V	64
<b>Figura 38.</b>	Filtro/coalescedor modelo 77V	64
<b>Figura 39.</b>	Factor de compresibilidad Z	71
<b>Figura 40.</b>	Viscosidad de los gases	74
<b>Figura 41.</b>	Coficiente beta para un cilindro medio lleno de líquido	89
<b>Figura 42.</b>	Diagrama de flujo de la selección de un separador bifásico según su disposición o geometría	105
<b>Figura 43.</b>	Diagrama de flujo para el diseño de un separador bifásico horizontal	106
<b>Figura 44.</b>	Diagrama de flujo para el diseño de un separador bifásico vertical	107
<b>Figura 45.</b>	Diagrama de flujo para el diseño de un separador trifásico horizontal	109
<b>Figura 46.</b>	Diagrama de flujo para el diseño de un precipitador electrostático	111
<b>Figura 47.</b>	Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador bifásico horizontal	114
<b>Figura 48.</b>	Calculo iterativo de $C_D$ , $V_t$ , Re. Separador bifásico horizontal	115

<b>Figura 49.</b>	Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador bifásico horizontal	117
<b>Figura 50.</b>	Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador bifásico vertical	118
<b>Figura 51.</b>	Calculo iterativo de $C_D$ , $V_t$ , $Re$ . Separador bifásico vertical	119
<b>Figura 52.</b>	Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador bifásico vertical	120
<b>Figura 53.</b>	Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador Trifásico horizontal	121
<b>Figura 54.</b>	Calculo iterativo de $C_D$ , $V_t$ , $Re$ . Separador Trifásico horizontal	122
<b>Figura 55.</b>	Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador Trifásico horizontal	123

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Valores de RGL para la selección de la disposición de un separador bifásico	68
<b>Tabla 2.</b> Valores de caudales de gas para la selección de la disposición de un separador bifásico	69
<b>Tabla 3.</b> Factor de compresibilidad del Gas Natural Z	72
<b>Tabla 4.</b> Viscosidad de los gases a P= 14.7 psia	75
<b>Tabla 5.</b> Viscosidad de los gases a P= 500 psia	76
<b>Tabla 6.</b> Viscosidad de los gases a P= 750 psia	77
<b>Tabla 7.</b> Tiempo de retención según la calidad de líquido a separar	81
<b>Tabla 8.</b> Valores de escabullimiento para precipitadores electrostáticos	99
<b>Tabla 9.</b> Valores de reencauzamiento por golpeteo de precipitadores electrostáticos	99
<b>Tabla10.</b> Caídas de presión típicas en el diseño de precipitadores electrostáticos	104

## RESUMEN

### TITULO:

DISEÑO DE SISTEMAS DE SEPARACION Y FILTRACIÓN ELECTROSTÁTICA DE GAS NATURAL.\*

### AUTOR:

YASMIN PAOLA MIRANDA ANILLO\*\*

### PALABRAS CLAVE:

Separación de fases, filtración, fluidos, propiedades físicas, separadores bifásicos, separadores trifásicos, caudal de gas, caudal de líquido, diámetro de partícula, tamaño de partícula filtrado, tiempo de retención, precipitadores electrostáticos.

### DESCRIPCIÓN:

En la industria de los hidrocarburos, uno de los procesos principales del tratamiento de los fluidos provenientes de los pozos de un campo en desarrollo es la separación, puesto que permite dividir la fase líquida de la gaseosa y las trazas de impurezas sólidas que son arrastradas por las corrientes de flujo.

Los fluidos de producción poseen características y propiedades específicas, lo cual hace particular el equipo que se debe utilizar para el proceso de separación, teniendo en cuenta ciertos parámetros básicos para el diseño de separadores según el número de fases a dividir y la disposición de los equipos, bien sea horizontal o vertical.

En este trabajo se presenta una metodología de diseño de los equipos de separación bifásica y trifásica convencional y filtración electrostática, usados en la industria de procesamiento del Gas natural.

Además se crea una herramienta informática, representada en una hoja de cálculo de Microsoft Excel 2007, la cual permite realizar de manera ágil y segura el dimensionamiento y la configuración (vertical u horizontal) de los equipos de separación convencional (dependiendo de las características de los fluidos en consideración) y filtración electrostática, dando valor a la metodología propuesta y ahorrando tiempo en largos y tediosos cálculos manuales.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Nicolás Santos Santos.

## SUMMARY

### TITLE:

GAS NATURAL SEPARATION AND ELECTROSTATIC FILTRATION SYSTEM DESIGN.\*

### AUTOR:

YASMIN PAOLA MIRANDA ANILLO\*

### KEY WORDS:

Phases separations, filtration, fluids, physical properties, Two- phases separators, Three-phases separators, gas flow, liquid flow, particles diameter, filter size particle, retention time, electrostatic filters.

### DESCRIPTIONS:

In the hydrocarbons industry, into the principal process of the fluids treatment that arrive to the develop wells is the separation, because allow to divide the liquid phase of the gas phase and solid particles that are drag into the steam flow. This way they can be treated separately and meet the requirements established for delivery and selling.

The production fluids have a specifics characteristics and properties, which to do particular the equipment to use in the separation process, considering some basic parameters on the separators design, according to the phase's number to divide and the equipment geometry (horizontal or vertical).

The principal target for this work was created a methodology of design of conventional two-phase and three- phase separators and electrostatic precipitators, used in the Gas natural processing industry, to allow a fast and correct selection in this equipment.

In addition to the methodology was created an informatics tool, performed in a spreadsheet of Microsoft Excel 2007, which allow doing, in a way agile and safety the dimensioning and configuration (horizontal or vertical) of the conventional equipment separation (depending on the fluids characteristic in the steam flow) and electrostatic filtration, giving value to the proposal methodology and saving time in long and bored calculations.

---

\* Work Degree

\*\* Faculty of Engineering Physical Chemistry, School of Petroleum Engineering, Director M. Sc. Nicolás Santos.

## INTRODUCCION

La producción de un campo, comúnmente se presenta como una mezcla de fluidos hidrocarburos y no hidrocarburos en dos y hasta tres fases: Líquidos, gases y sólidos en suspensión, con diferente densidad, presión de vapor, entre otras características físicas. Por esta razón, una de las etapas principales del tratamiento de dichos fluidos es la separación, la cual tiene como fin dividir cada una de las fases de la mezcla proveniente de los pozos, liberarlos de impurezas y de este modo aumentar su calidad.

Uno de los retos principales de los Ingenieros de producción es la optimización de los procesos de separación, puesto que de estos depende en gran parte la rentabilidad del negocio de los hidrocarburos, a fin de extraer productos de mayor calidad e incrementar los precios de venta.

En el caso particular del Gas Natural, la separación y filtración de las sustancias que vienen en la misma corriente de flujo, sea petróleo, agua u otros, representa el principal proceso de tratamiento y el diseño de los equipos a utilizar requiere de un análisis de la capacidad y características éstos, así como de las propiedades y cantidades de los fluidos en consideración.

En este trabajo se plantea una metodología de diseño de los equipos de separación y filtración electrostática del Gas Natural, de manera que se

convierta en una herramienta segura para iniciar los procesos mencionados.

## 1. GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN<sup>1</sup>

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar fases no mezcladas o mezclas de líquido y gas, que pueden ser:

- ◆ Partículas líquidas en corrientes de vapor o gas (gas y crudo)
- ◆ Partículas líquidas en líquidos inmiscibles (agua y crudo)
- ◆ Partículas sólidas en corrientes de gas y líquidos (filtros)
- ◆ Partículas sólidas de otros sólidos.

La presencia de las fases líquida y gaseosa, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- ◆ Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- ◆ 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.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Marcías MARTINEZ, Apuntes de manejo de la producción en superficie, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1983

- ◆ En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

Las principales razones por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, son:

- ◆ En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.
- ◆ Aunque el gas proveniente del pozo se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

En el caso específico de la extracción de las partículas sólidas suspendidas o mezcladas en la corriente de flujo, es necesario usar equipos adicionales o separadores que incluyan en su diseño filtros que impidan el paso de éstos y puedan ser retirados, teniendo en cuenta condiciones de operación y tamaño máximo de partículas filtradas.

## Consideraciones de los procesos de separación<sup>2</sup>

- ◆ La energía del fluido al entrar al recipiente debe ser controlada.
- ◆ Las tasas de flujo de las fases líquida y gaseosa deben estar comprendidas dentro de ciertos límites, que serán definidos a medida que se analice el diseño. Esto hace posible que la separación inicial se efectúe gracias a las fuerzas gravitacionales, las cuales actúan sobre esos fluidos.
- ◆ La turbulencia que ocurre en la sección ocupada por el gas debe ser minimizada.
- ◆ Las fases líquidas y gaseosas; luego de ser separadas, no pueden volverse a poner en contacto.
- ◆ Las salidas de líquido deben estar provistas de controles de presión y nivel.
- ◆ Las regiones del separador donde se pueden acumular sólidos deben en lo posible tener las provisiones para la remoción de los mismos.
- ◆ El separador requiere de válvulas de alivio para evitar presiones excesivas.
- ◆ El separador debe poseer manómetros, termómetros y controles de nivel.

---

<sup>2</sup> OP Cit. Marcías Martínez.

## 1.1 DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN CONVENCIONAL<sup>3</sup>

En esta sección se presentan las etapas concernientes al proceso de separación del Gas Natural de los líquidos y sólidos que viajan en la misma corriente, así como los tipos de separadores, clasificados según su forma, el número de fases a separar, el medio de separación o la función que desempeñan dentro del proceso.

En la industria petrolera, entre los equipos de separación utilizados con mayor frecuencia, están los siguientes:

**Separadores.** Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

**Eliminadores.** Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores sólo separan el agua de la corriente de gas.

---

<sup>3</sup> OP Cit. Marcías Martínez.

**Depuradores.** Son dispositivos que se utilizan para tratar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para retirar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que éstas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas.

#### **1.1.1 Descripción de un proceso de separación<sup>4</sup>**

Un separador consta de las siguientes secciones:

- ◆ Sección de separación primaria
- ◆ Sección de separación secundaria
- ◆ Sección de extracción de niebla
- ◆ Sección de filtración

**a. Sección de separación primaria.** La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador;

---

<sup>4</sup> OP Cit. Marcías Martínez.

o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

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

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

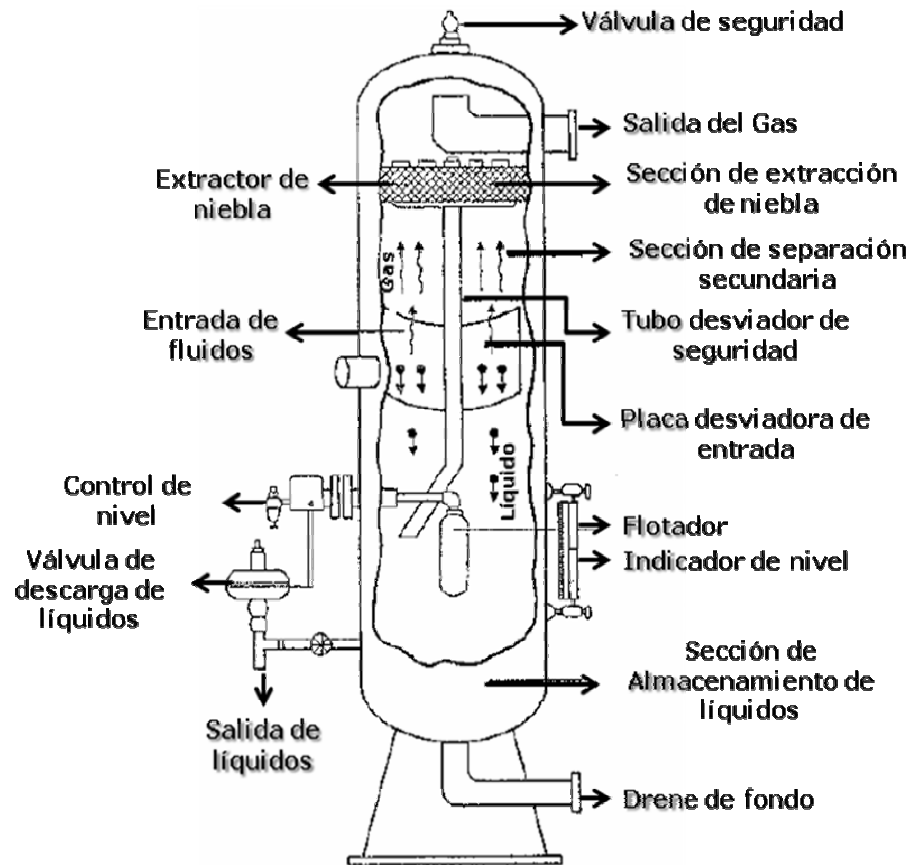
**c. Sección de extracción de niebla.** En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un

conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

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

**d. Sección de filtración.** En esta sección se remueven las partículas sólidas e incluso las gotitas de líquido que pudieron haber quedado luego de los procesos de separación anteriores. Los filtros generalmente se encuentran incluidos en el diseño de algunos separadores según sean los requerimientos de las corrientes de flujo a tratar. Comúnmente en la Industria petrolera se usan scrubbers, slug cátcher y en otros casos, cuando se cuenta con suficiente presupuesto, filtros de carbón activado, de membranas permeables, desarenadores, precipitadores electrostáticos entre otros.

**Figura 1.** Esquema de las secciones de un equipo de separación.



**Fuente:** Modificación Apuntes de manejo de la producción en superficie, Ing. Marcías Martínez, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1983

### 1.1.1.1 Factores que afectan los procesos de separación<sup>5</sup>

Las características de la corriente de flujo pueden afectar en gran medida el diseño y la operación de un separador, por lo cual se listan una serie de factores que se deben tener en cuenta antes del su diseño:

- ◆ Tasas de gas y líquidos (mínima, promedio y máxima)
- ◆ Presiones y Temperaturas de operación.
- ◆ Tendencias a golpear o a ser interrumpidas las corrientes de alimentación.
- ◆ Las propiedades físicas de los fluidos tales como la densidad y la compresibilidad.
- ◆ Grados de separación, si remueven el 100% de las partículas superiores a 10 micrones.
- ◆ Presencia de parafinas, arenas, escamas, entre otros sólidos.
- ◆ Tendencias del crudo a formar espumas.
- ◆ Tendencias corrosivas de los líquidos y el gas.

---

<sup>5</sup> Marcías MARTINEZ, Diseño Conceptual de separadores, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1989

## **1.1.2 Clasificación de los separadores**

### **1.1.2.1 Según su forma o geometría**

Para separar dos fases se acostumbra a designar separadores convencionales en cualquiera de sus tres tipos: Horizontales, verticales o esféricos. A continuación se describen la disposición y/ o geometría de los separadores bifásicos, los cuales tienen características similares a los separadores de tres fases.

#### **a. Separadores Bifásicos Horizontales**

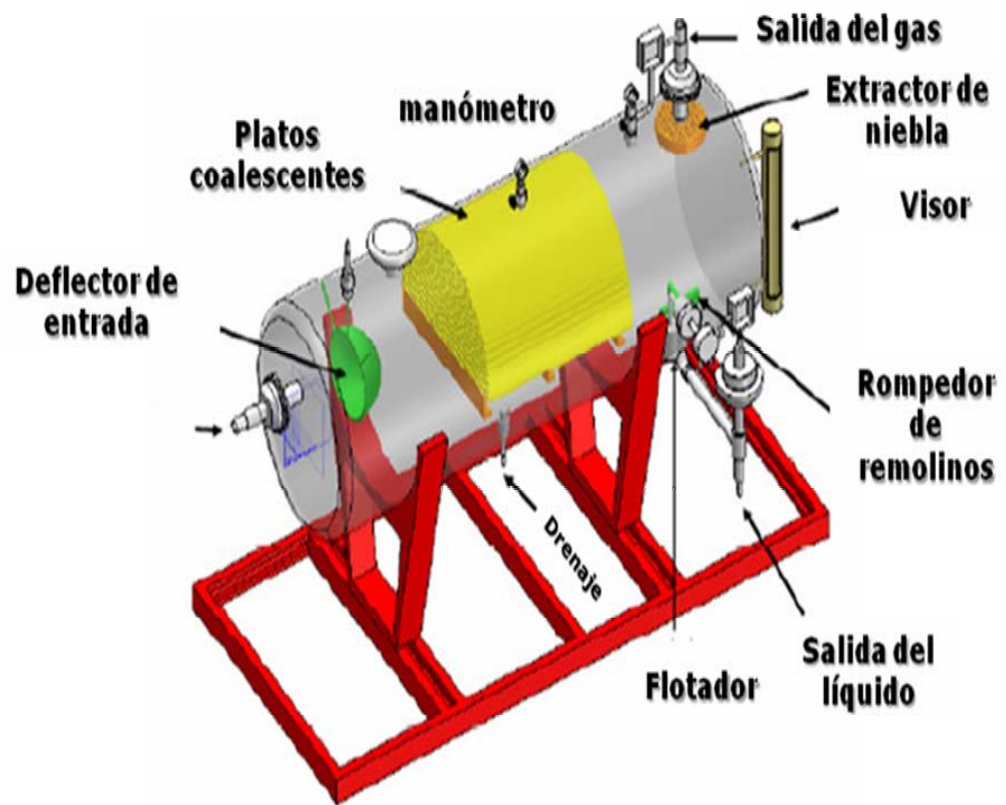
En un separador bifásico horizontal los fluidos entran y golpean un desviador en la entrada causando un repentino cambio de momentum. La primera separación abrupta ocurre en el desviador. La fuerza de la gravedad ocasiona que las gotitas de líquido se desprendan de la corriente de gas y viajen hacia el fondo del recipiente donde son recolectadas. Esta sección de recolección requiere de un tiempo de retención para dejar que el gas que se encuentra en el aceite salga y se eleve hacia el espacio del vapor. Esto representa un aumento en el volumen por lo que en ocasiones se hace necesario una entrada intermitente de fluidos al separador. El líquido deja el recipiente en donde se deposita a través de la válvula de vertimiento que a la vez se encarga

de controlar los niveles de éstos. El gas fluye por encima del desviador y luego horizontalmente por encima de la sección de asentamiento del líquido. Como el gas viaja por esta sección, gotas pequeñas de líquido que aún se encuentran en el gas y que no son separadas por el desviador de entrada son separadas por principio de diferencia de densidades por causa de la fuerza de gravedad y éstas se depositan en la sección de líquido al fondo del recipiente.

Algunas gotas de líquido, con diámetros extremadamente pequeños, pasan por esta sección de separación y luego pasan a través de una sección de coalescencia o extracción de niebla para retirarlas definitivamente de la corriente de gas. Usualmente estos equipos usan elementos como veletas, mallas de alambres o platos de coalescencia, capaces de remover las partículas de líquido más pequeñas antes de recolectar el gas o llevarlo a una siguiente etapa de separación.

La presión en el separador es mantenida por un controlador de presión, el cual se encarga de indicar cuando ocurre un cambio abrupto en la presión de operación y da la señal para abrir o cerrar las válvulas de alivio. Normalmente los separadores horizontales son operados con la mitad de volumen de líquido, con el fin de maximizar el área superficial de la interface gas- líquido.

**Figura 2.** Vista interna de un Separador Bifásico Horizontal



Fuente: Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**Figura 3.** Vista frontal y lateral de un separador bifásico horizontal



Fuente: Marcías Martínez. Diseño Conceptual de Separadores, universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1989

**Ventajas:**

- ◆ Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- ◆ Son más económicos que los verticales.
- ◆ Son más fáciles de instalar que los verticales.

- ◆ 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:**

- ◆ No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
- ◆ El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

**b. Separadores Bifásicos Verticales.** En ésta configuración el flujo de fluidos entra al separador por uno de sus costados. De la misma manera que en el separador horizontal, el desviador de entrada realiza la primera etapa de separación y se dirige a la sección de recolección de líquido al fondo del recipiente, donde continúa descendiendo hasta llegar al orificio de salida. Como el líquido encuentra rápidamente el equilibrio las burbujas de gas fluyen en sentido contrario al flujo del líquido y seguidamente migran hacia la zona de vapor. El controlador de nivel de líquido y la válvula de salida se operan de la misma manera que en los separadores horizontales.

El gas fluye por encima del desviador de entrada y sube por la torre de separación donde el gas sale con el menor número de partículas de líquido posible. En la región gravedad constante, las gotas de líquido viajan verticalmente en sentido contrario a la corriente de gas, luego este pasa al extractor de niebla antes de salir del separador. La presión y temperatura de operación son controladas al igual que en los separadores verticales.

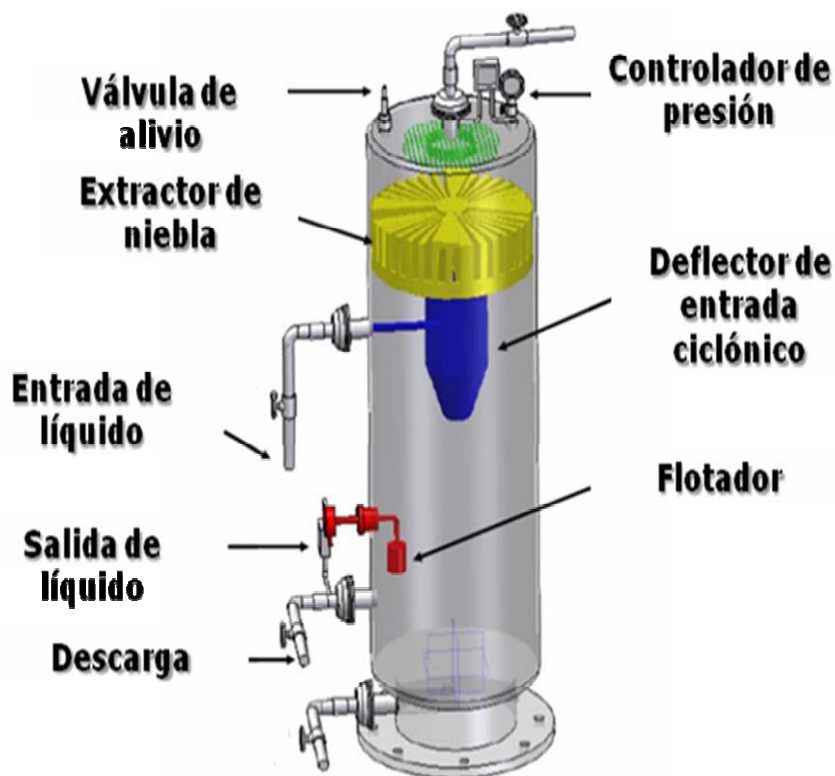
**Ventajas:**

- ◆ Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
- ◆ El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- ◆ 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.
- ◆ Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

**Desventajas:**

- ◆ 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.

**Figura 4.** Vista Interna de un Separador Bifásico Vertical.



**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**Figura 5.** Vista externa de un Separador Bifásico Vertical



**Fuente:** Marcías Martínez. Diseño Conceptual de Separadores, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1989

**c. Separadores esféricos.** Un separador esférico se puede considerar como un caso especial de un separador vertical dispuesto en una geometría diferente. Este tipo de separadores suelen ser muy eficientes pero tienen una limitante muy importante y es la baja capacidad de recepción de fluidos, por lo que no son usados comúnmente en la industria del petróleo.

**Ventajas:**

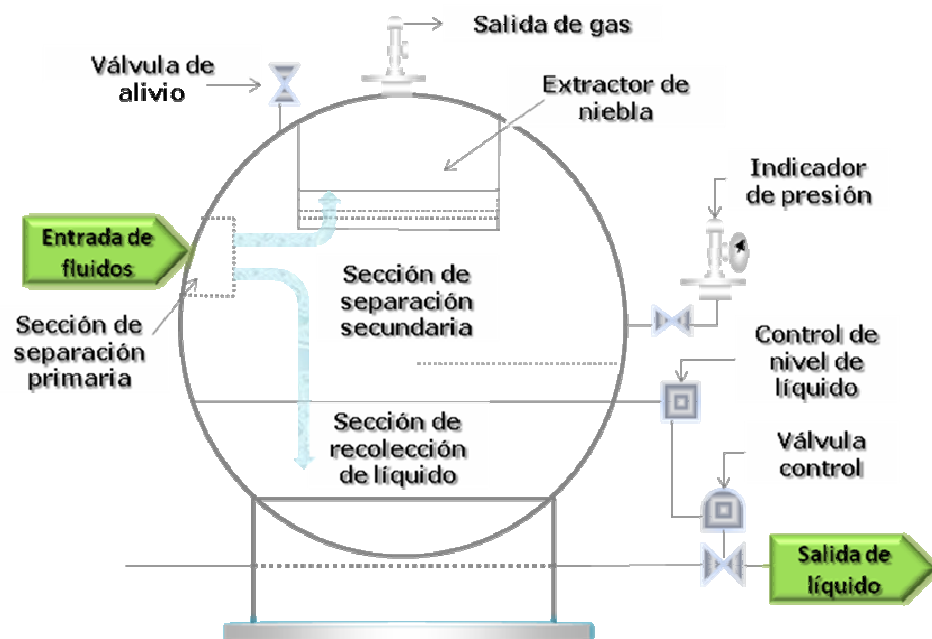
- ◆ Más baratos que los horizontales o verticales.

- ◆ 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:**

- ◆ Tienen un espacio de separación muy limitado.

**Figura 6.** Esquema interno de un separador esférico.



**Figura 5.** Vista externa de un Separador Esférico



**Fuente:** Marcías Martínez. Apuntes de manejo de la producción en superficie, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1989

**d. Separadores Trifásicos.** Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Los separadores de tres fases pueden ser **verticales, horizontales y esféricos.**

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de 3 fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- ◆ Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.
- ◆ Un sistema de control para la interfase agua-aceite.
- ◆ Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

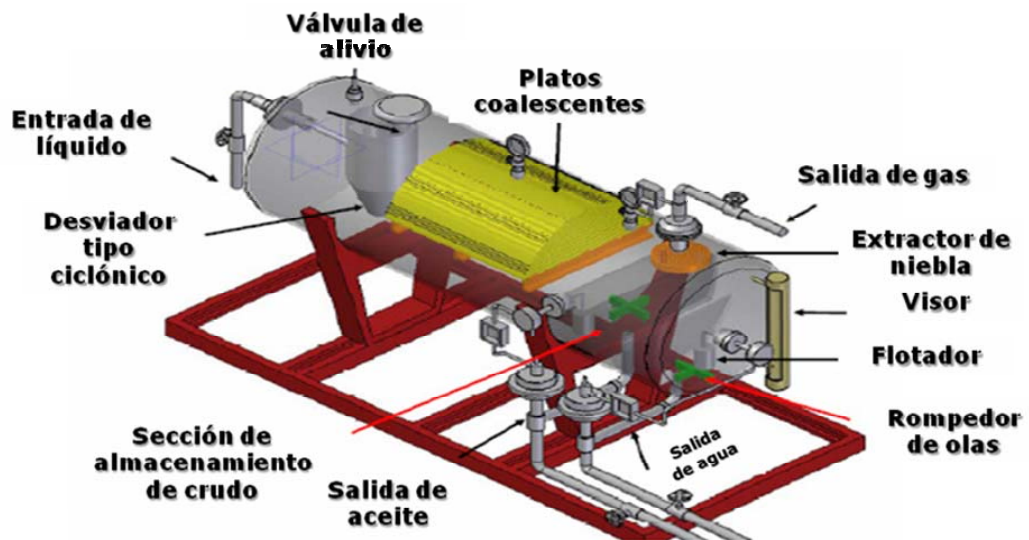
Las **ventajas** que tiene este control de nivel de líquidos, son:

- ◆ Diseño simple, con lo que se facilita el mantenimiento y la limpieza del separador.
- ◆ Los volúmenes para retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.
- ◆ El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.

Las **desventajas** que tiene la forma de control son:

- ◆ En ocasiones falla el controlador de la interfase agua-aceite o la válvula de descarga del agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.
- ◆ Se requiere experiencia para operar esta forma de control de nivel.

**Figura 8.** Vista interna de un separador Trifásico Horizontal



**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

### 1.1.3 Mecanismos de separación

La separación de las fases líquida y gaseosa puede ser más exitosa si se combinan adecuadamente los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

- a. **Separación por gravedad.** Éste es el tipo de separación que más se utiliza en la industria de los hidrocarburos, debido a que el equipo requerido es muy sencillo. Cualquier sección ampliada de una línea de flujo, actúa como asentador por gravedad, de las gotas de líquido

suspendidas en una corriente de gas. El asentamiento es producto de la disminución de la velocidad de flujo.

En los separadores de asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Si la dirección y sentido del flujo es vertical ascendente, como en los separadores verticales, las partículas de líquido que se van a separar caen en contra flujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de éste momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento.

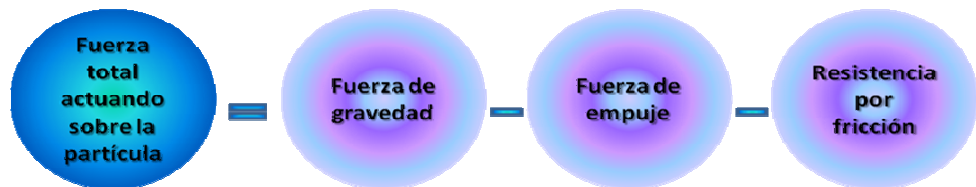
La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que las partículas de este diámetro o mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas.

**Figura 9.** Fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas



**Figura 10.** Sumatoria de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas.



O sea<sup>6</sup>,

$$F_t = F_g - F_e - F_f \quad \text{Ec. 1}$$

<sup>6</sup> Marcías Martínez. Apuntes de manejo de la producción en superficie, Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1983

Al sustituir cada término, la ecuación se convierte en:

$$\frac{1}{g_c} \rho_p v_p \frac{dv_t}{dt} = \frac{\rho_p V_p g}{g_c} - \frac{\rho_p V_p g}{g_c} - \frac{f A_p \rho_p v_t^2}{2 g_c} \quad \text{Ec. 2}$$

Dividiendo la ecuación 2, entre  $\rho_p V_p$ ,

$$\frac{1}{g_c} \frac{dv_t}{dt} = \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_p}\right) \frac{g}{g_c} - \frac{f A_p \rho_g v_t^2}{2 \rho_p v_p g_c} \quad \text{Ec. 3}$$

Tomando en cuenta que la velocidad de asentamiento es constante, el primer miembro es cero. Despejando  $V_t$ ,

$$v_t = \left[ \frac{2 g v_p (\rho_p - \rho_g)}{f A_p \rho_g \rho_p} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 4}$$

Considerando las gotas de líquido como partículas esféricas y rígidas, su volumen es  $\pi d_p^3 / 6$ , y su área es  $\pi d_p^2 / 4$ , por lo tanto:

$$\frac{V_p}{A_p} = \frac{2 d_p}{3} \quad \text{Ec. 5}$$

Sustituyendo en la ecuación 5:

$$V_t = \left[ \frac{4(\rho_p - \rho_g) d p g}{3 f \rho_g \rho_p} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 6}$$

Para objeto de diseño de separadores se ha comprobado que:

$$f = \frac{24}{N \text{Re}} \quad \text{Ec. 7}$$

Combinando las expresiones anteriores, queda:

$$f = \frac{24 \mu g}{V_t d_p \rho_g} \quad \text{Ec. 8}$$

Al sustituir  $f$  en la ecuación 6, esta ecuación toma la forma de la Ley de Stokes:

$$V_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \text{Ec.9}$$

Cuando el flujo de gas en la sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un

tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación.

Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

**b. Separación por fuerza centrífuga.** La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador, tanto en la sección de separación primaria como en algunos tipos de extractor de niebla, por ejemplo en el extractor tipo ciclónico.

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas.

v es la velocidad del gas a la entrada del tubo ciclónico en pie/seg y se recomienda que sea menor de 45 pie/seg.

La ley de Stokes se puede aplicar al proceso de separación centrífuga, sustituyendo g por la aceleración debida a la fuerza centrífuga (a), entonces:

$$V_t = \frac{adp^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \quad \text{Ec. 10}$$

Considerando que  $V_t$  es constante en magnitud e igual a  $V_m$ , y que:

$$F_c = \frac{mpV_m^2}{r} \quad \text{Ec. 11}$$

Combinando la ecuación 11 con las expresiones  $F_c = m_p a$  y  $S = 2\pi r N$  resulta:

$$a = \frac{2\pi N V_m^2}{S} \quad \text{Ec. 12}$$

Sustituyendo y despejando  $d_p$ :

$$d_p = \left[ \frac{9\mu_g S}{\pi N V_m (\rho_p - \rho_p)} \right]^2 \quad \text{Ec. 13}$$

Con la ecuación anterior, se puede calcular el tamaño de las partículas de líquido que se pueden separar por fuerza centrífuga.

**c. Separación por choque.** Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretejido.

Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma:

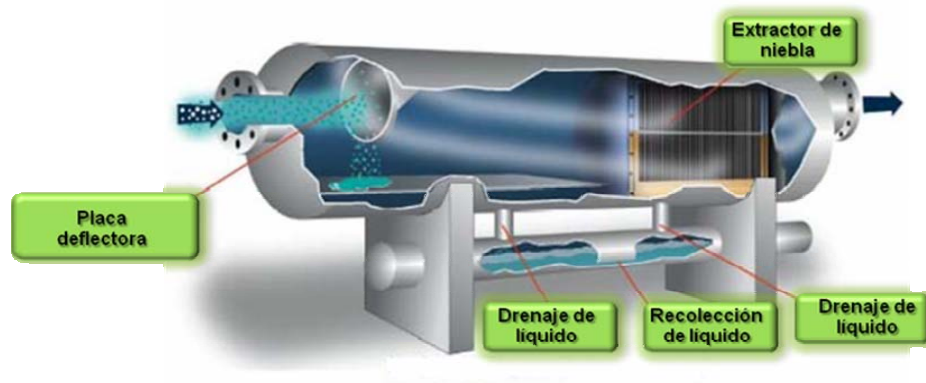
$$S = \frac{dp^2 \rho_g v_i}{18 \mu g} \quad \text{Ec. 14}$$

Como se observa de la ecuación anterior, la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

#### 1.1.4 Otras disposiciones de los separadores Bifásicos

**a. Separadores de doble barril.** Este tipo de separador horizontal posee una cámara superior que mantiene el gas separado y una cámara inferior con líquido. El chorro de fluidos entra en el separador por el barril superior golpeando el desviador de entrada. El líquido cae y llega hasta el barril inferior a través de la tubería de flujo. El gas fluye a través de la sección gravitatoria y encuentra el extractor de niebla antes de la salida del gas. Las pequeñas cantidades de gas metidas en el líquido son liberadas en el barril recolector de líquido y fluyen hacia arriba por la tubería de flujo. De esta manera la acumulación de líquido se separa de la corriente de gas y así no hay posibilidades de que el gas este sobre el líquido y se vuelva a mezclar con éste.

**Figura 11.** Separador de doble barril.



**Fuente:** Modificación de Separadores líquido vapor PDVSA, MDP- O3- S- 01.

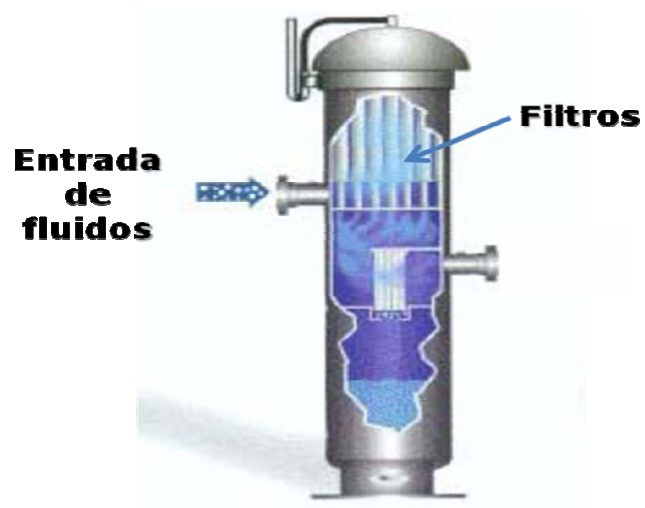
**Ventajas del separador horizontal de dos barriles son:**

- Mayor capacidad bajo condiciones variables de flujo.
- Mejor separación del gas en solución en la cámara inferior.
- Mejor separación de gases y líquidos de densidades similares.
- Control más estable del nivel de líquido.

**b. Separador tipo filtro.** Estos equipos promueven la separación eficiente de los líquidos que eventualmente pudieran permanecer en la fase gaseosa para evitar que, al condensarse aguas abajo, puedan dañar

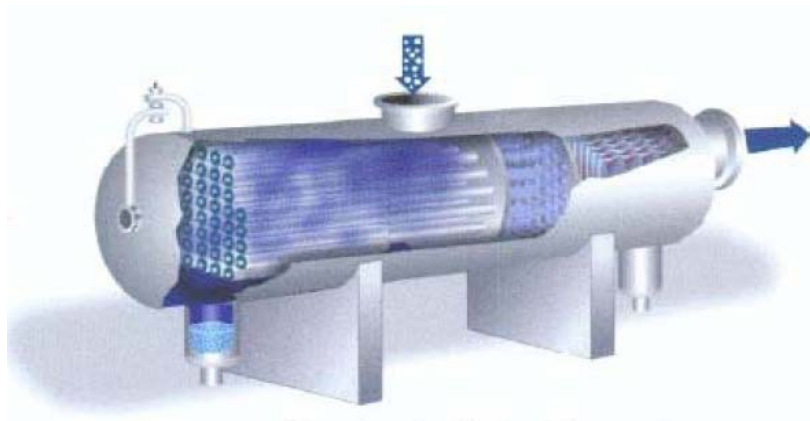
equipos como los compresores y expansores. En algunas ocasiones, los líquidos que se depositan en el sistema ocasionan toda clase de inconvenientes. Por ello estas unidades están provistas de filtros, específicamente diseñados para retener el tamaño de las partículas que deban ser retiradas de la corriente.

**Figura 12.** Separador Bifásico Vertical tipo filtro



**Fuente:** Modificación de Separadores líquido vapor PDVSA, MDP- O3- S- 01.

**Figura 13.** Separador Bifásico Horizontal tipo filtro



**Fuente:** Modificación de Separadores líquido vapor PDVSA, MDP- O3- S- 01.

Estos separadores tipo filtro pueden ser horizontales o verticales. Los tubos de filtro en la sección inicial del separador provocan la coalescencia de las gotas de líquido o cualquier tipo de niebla que viaje conjunta a la corriente de gas y seguidamente se dispone un extractor de niebla para remover las gotas que se han agrupado. Este tipo de recipientes es capaz de remover el 100% de partículas superiores a 2 micrones y el 99% de partículas de ½ micrones.

Comúnmente son utilizados antes de la etapa de compresión en un campo productor de gas libre o asociado. El diseño de los separadores de filtros depende exclusivamente del elemento filtrante utilizado.

**c. Separadores Knockout drum.** Son recipientes diseñados para separar corrientes con una alta relación gas líquido y muy a menudo son empleados en los sistemas de quema de gas, puesto que permiten reducir la velocidad del gas para facilitar la separación de condensados. Estas unidades por lo general tienen poca capacidad para la retención de líquidos.

**Figura 14.** Separador Knockout Drum



**Fuente:** Marcías Martínez. Diseño Conceptual de Separadores, Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1989

**d. Slug Catcher.** Son dispositivos diseñados para estabilizar cambios bruscos en el flujo de crudo por efecto de slugs en las líneas y

desintegrando estos baches. Existen dos tipos de Slugs Catcher, de recipiente y de tubería. Independientemente del tipo de Slug Catcher seleccionado estos cuentan con tres secciones, una sección de separación gas-liquido, una sección intermedia y una sección de almacenamiento de líquido.

Los Slug Catcher brindan beneficios al manejar de manera simple y económica grandes volúmenes de Slugs, proporcionando fuentes de separación primaria para partículas de hasta 50 micrones y manejando los cambios repentinos que se pueden dar durante la producción del pozo.

Los Slug Catcher tipo tubería consisten de un arreglo de una o más tuberías de manera que permiten la desintegración de los baches (Figura 12) de manera que proporcionan una forma económica y sin límite de capacidad, ya que solo es necesario adicionar un mayor número de tuberías.

**Figura 15.** Funcionamiento de Slug Catcher Tipo Tubería



**Fuente:** Christina Szwed, Francisco Sánchez. Selección de una estrategia para diseñar un slug catcher bajo un marco complejo. TECNA

Por otro lado, los Slug Catcher tipo recipiente son básicamente un separador convencional que no contienen dispositivos internos y posee un mayor espacio para almacenar fluidos, y suele usarse en caso de que se necesiten manejar altos caudales de flujo.

**e. Scrubber.** Es un típico separador bifásico, salvo pequeñas diferencias introducidas por los fabricantes. En los verticales, como el Scrubber, la entrada del fluido se calcula tangencial a la pared del separador. Las fuerzas del dispersador y gravitacionales ayudan a separar eficientemente el gas del fluido. Una superficie cónica separa la sección primaria de la de acumulación, consiguiendo una superficie

tranquila en el líquido para que el flotador de la válvula de control pueda operar convenientemente y además facilitar la liberación del gas en solución. El gas sube hacia la sección secundaria y cruza la zona de extracción de niebla donde se deben separar las gotas iguales o mayores a 10 micrones (1 micrón = 0.001 mm ó 1/25400 in) de diámetro.

**Figura 16.** Scrubber Vertical



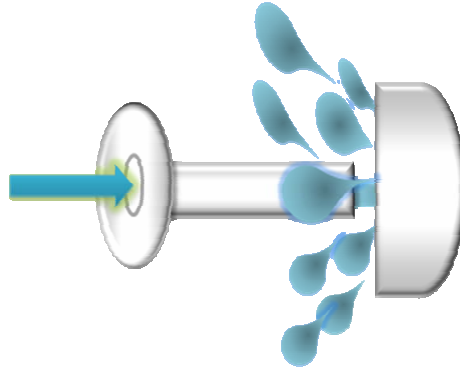
Fuente: DARNELL C&A.

**1.1.5 Dispositivos internos de un separador.** El funcionamiento de un separador, en cualquier disposición o geometría, cuenta con una serie de componentes básicos que se nombran a continuación con su respectiva definición y función dentro de un separador.

**1.1.5.1 Desviadores de entrada.** Existen muchos tipos de desviadores de entrada. Dos tipos de desviadores son los más usados en la industria petrolera: el de platos deflectores y el desviador centrífugo o de ciclón de entrada.

**a. Desviador de platos deflectores.** Un plato deflector puede ser un disco esférico, ver figura 14, un plato plano, una placa angular un cono o cualquier dispositivo que provoque un cambio abrupto en la dirección y velocidad de los fluidos de manera que sea posible un desprendimiento del gas y el líquido que vienen viajando en la misma corriente de flujo. El diseño de los platos depende principalmente de la resistencia al impacto de la corriente de fluido que llega a alta presión en la entrada del separador. El uso de desviadores semiesféricos y en forma de cono es ventajoso debido a que ocasionan menos turbulencia que los otros y por consiguiente, menos problemas de emulsificación.

**Figura 17.** Desviador de platos deflectores tipo disco esférico.



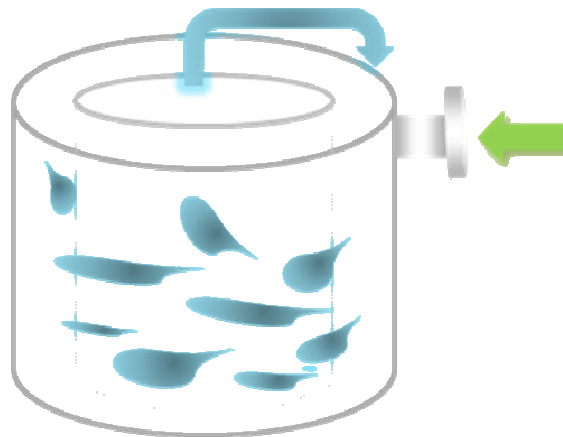
**Figura 18.** Vista Lateral y superior de un desviador de platos deflectores.



Fuente: Nicolás Santos. Sistemas de separación de gas. Especialización,  
Universidad Industrial de Santander, 2008

**b. Desviadores centrífugos.** Como su nombre lo indica, el principio de operación de estos dispositivos es la fuerza centrífuga, luego de una agitación mecánica para separar las moléculas líquidas y gaseosas. Este artefacto usa un fluido que hace un recorrido rápido tangencial a las paredes. Generalmente usan una boquilla lo suficientemente amplia para crear una velocidad de los fluidos de 20 pies/ seg. Los desviadores centrífugos se emplean en la separación de gas inicial y también para prevenir la formación de espuma en el crudo.

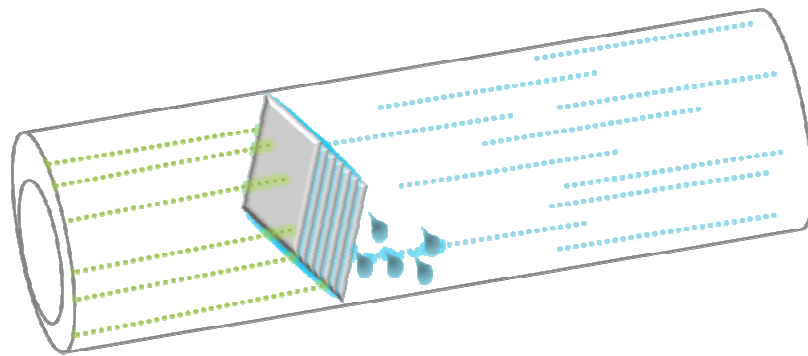
**Figura 19.** Desviadores centrífugos.



**1.1.5.2 Rompedores de olas.** En separadores horizontales de grandes dimensiones es necesario instalar un rompeolas, que no es más que un desviador vertical que separa la interfase gas- líquido y se coloca perpendicular al flujo.

**1.1.5.3 Platos desespumadores.** En un separador, la espuma puede empezar a aparecer cuando las burbujas de gas son liberadas del líquido y ésta puede desaparecer con la inyección de sustancias químicas en la entrada. La solución más efectiva a este tipo de problemas operacionales, consiste en forzar a la espuma a atravesar una serie de platos inclinados dispuestos paralelamente para que se puedan adherir o coalescer las burbujas de espuma.

**Figura 20.** Platos desespumadores

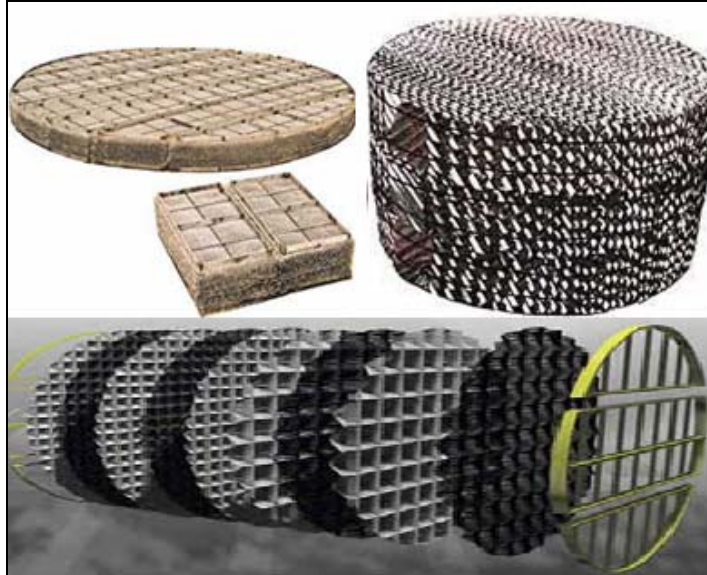


**1.1.5.4 Rompedores de vórtice.** Es de gran utilidad incluir un freno de vórtice simple cuando la válvula de control de líquido está abierta. Un vórtice puede succionar gas y conducirlo al espacio del vapor.

**1.1.5.5 Extractor de niebla.** Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración. Los más empleados son los de tipo impacto, que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido.

Cuando se requiere separar nieblas acarreadas por gases o por líquidos, estos separadores son empleados, los cuales se basan en las propiedades filtrantes de la tela metálica o cartuchos de fibra de vidrio.

**Figura 21.** Extractores de niebla tipo malla.

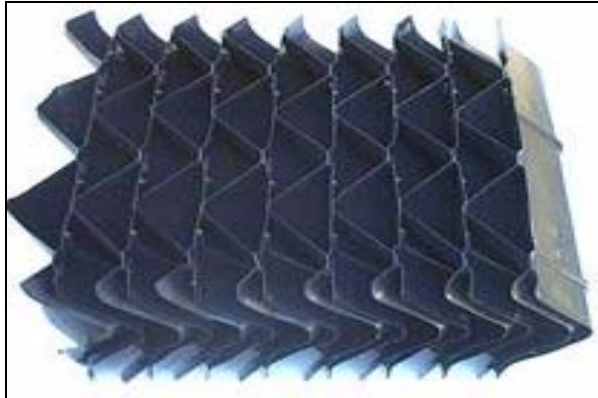


**Fuente:** Nicolás Santos. Sistemas de Separación del gas natural, Especialización, UIS, 2008.

Los tipos de extractores de niebla, según su material y principio de operación se mencionan a continuación:

- a. Extractores de niebla tipo veleta o aspas.** Consisten en una serie de placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada una de estas placas, cuenta con varias bolsas para retener el líquido. Cuando el gas pasa a través del extractor cambia la dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gotas de líquido se muevan hacia el exterior, donde finalmente son retenidas por las bolsas colectoras.

**Figura 22.** Aspas de un extractor de niebla



**Fuente:** Nicolás Santos. Sistemas de Separación del gas natural, Especialización, UIS, 2008.

Aunque el diseño de estos colectores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en flujo de gas no sobrepasa  $0.1 \text{ gal/Mpies}^3$ .

La eficiencia de un extractor de niebla de este tipo, aumenta al colocar las placas de metal más juntas o instalar más bolsas para retener el líquido, pero, consecuente con esto, se incrementa la caída de presión a través del extractor.

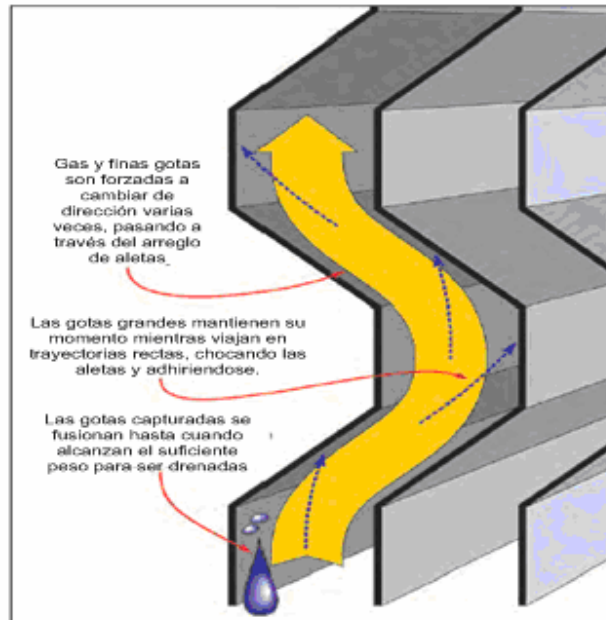
Entre los factores que incrementan la eficiencia de este tipo de extractores de niebla están: el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial

del líquido. Los extractores de este tipo son eficientes para separar partículas de líquido mayores de 10 micras.

En los separadores que manejan glicol ha sido necesario instalar dos extractores de serie, puesto que el glicol propicia la formación de películas en el primer extractor, las cuales son arrastradas por el flujo de gas hasta el segundo extractor, donde se retienen y separan. El glicol también tiene la tendencia a disminuir la densidad del aceite o condensados arrastrados en el flujo de gas. Este inconveniente se ha reducido añadiendo un agente antiespumante con una densidad superior a la del glicol.

Cuando el separador cuenta con un tubo de drene de líquido, que va desde el extractor a la sección de almacenamiento, se debe vigilar que la caída de presión a través del extractor no sea mayor que la correspondiente a la columna hidrostática que se forma en el tubo. Cuando esto sucede, el líquido es extraído por succión hacia la parte superior del separador; o bien, el tubo queda parcialmente tapado. Comúnmente la caída de presión a través de este tipo de extractores varía de 1 a 10 pg de agua.

**Figura 23.** Descripción del funcionamiento de un extractor tipo aspas



**Fuente:** Modificación Separadores, Principios Básicos, PDVSA MDP-03-S-01

La principal desventaja de las aletas es la eficiencia que proporciona (100% de eficiencia para partículas hasta 20 micrones), pero este inconveniente puede resolverse con la implementación de aletas dobles, tipo de aleta que debe ser diseñado específicamente para las condiciones del proceso.

En comparación con las mallas, las aletas son eficientes para tamaños de partículas hasta 20 micrones, pero las aletas son más resistentes y generan menores caídas de presión, lo que lo hace apto para aplicaciones que incluyan altas corrientes de vapor o gas, bajas caídas de presión

requeridas y/o fluidos espumosos o sucios. Además de estas ventajas, las aletas poseen un número importante de configuraciones en orientaciones horizontales y verticales, lo que le da una gran flexibilidad.

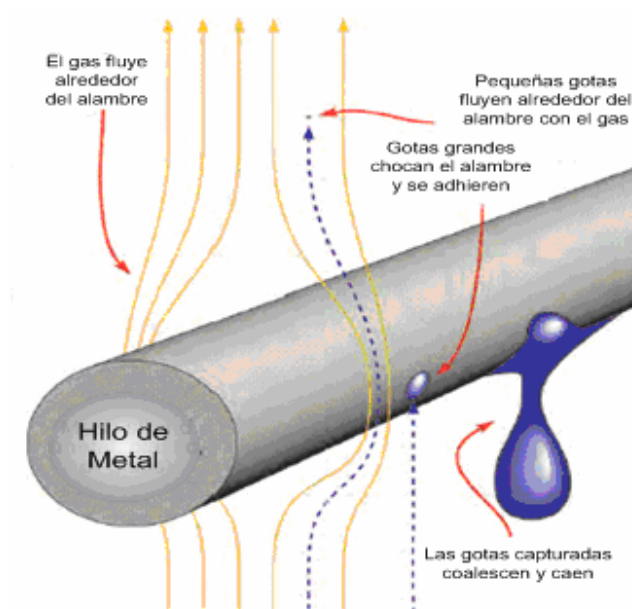
**b. Extractores de niebla de malla de alambre entretrejido.** Consiste básicamente en un arreglo definido de alambres, donde los constantes cambios de dirección que experimenta la corriente de gas hace que las partículas de líquido choquen y se adhieran al alambre, promoviendo la coalescencia hasta lograr el tamaño necesario para que, bajo los efectos de la gravedad, se muevan hacia la sección recolectora del separador.

**Figura 24.** Malla para flujo vertical.



**Fuente:** Nicolás Santos. Sistemas de Separación del gas natural, Especialización, UIS, 2008

**Figura 25.** Captura y Coalescencia de Gotas en las Mallas



**Fuente:** Modificación Separadores, Principios Básicos, PDVSA MDP-03-S-01

Las mallas son dispositivos versátiles que son aptos para cualquier configuración y orientación de separadores, siendo útiles para altas presiones con bajas caídas de presión, logrando altas eficiencias (separación de partículas de hasta 5 micrones) y bajos costos de instalación.

De igual manera, las mallas no se recomiendan para procesos que posean tendencia a formar espumas o que involucren corrientes con alto grado de suciedad, debido a que son propensas al taponamiento como

consecuencia de su construcción en forma de tejido dando lugar al fenómeno de inundación, fenómeno que se explicara más adelante.

Entre los materiales más usados para la fabricación de las mallas se encuentran el alambre y la fibra de vidrio. Su instalación es normalmente con orientación horizontal con flujo de gas aguas arriba, aunque es posible la instalación de las mallas en forma vertical, o en forma inclinada, orientaciones que necesitan de especial cuidado con el objeto de mantener la entrada de la corriente de gas de la forma más perpendicular posible al área transversal de la malla.

**Figura 26.** Mallas de alambre entretejido y de fibra de vidrio.



**Fuente:** Nicolás Santos. Sistemas de Separación del gas natural, Especialización, UIS, 2008

**c. Extractores de niebla tipo ciclónico.** Este tipo de extractores consiste en un conjunto de pares de tubos concéntricos montados en un recipiente como se muestra en la figura. El número de tubos concéntricos depende del caudal de gas que se va a manejar.

Los tubos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de éstos es cónica y tiene descargas para las partículas de líquido separadas. El gas entra tangencialmente al espacio anular entre los tubos, moviéndose en espiral hacia abajo. Las partículas de líquido en la corriente de gas son conducidas, por la fuerza centrífuga, hacia las paredes del tubo donde se recolectan y arrastran hacia el fondo por el gas. Estas partículas se descargan a través de la salida localizada en el fondo de los tubos. El gas, libre de impurezas, sale a través del tubo interior.

La velocidad del tubo de gas en este tipo de extractores es crítica. Cuando la velocidad disminuye debajo de un cierto valor, la eficiencia se abate rápidamente y si la velocidad aumenta, la caída de presión a través del extractor de niebla también se incrementa.

## 1.2 FILTROS USADOS EN LA INDUSTRIA DEL PROCESAMIENTO DEL GAS

**1.2.1 Filtros de carbón activado.** Este tipo de filtro funciona por el mismo principio que el filtro de arena, la diferencia radica en los elementos filtrantes y su finalidad. El carbón activado es un material natural que con millones de agujeros microscópicos que atrae, captura y rompe moléculas de contaminantes presentes. Se diseña normalmente para remover cloro, sabores, olores y demás químicos orgánicos.

**Figura 27.** Filtro de carbón activado.



**Fuente:** Cortesía Chevron Texaco, Estación Ballena

**1.2.2 Precipitadores electrostáticos.** El precipitador electrostático es un dispositivo utilizado para la descontaminación del gas que utiliza las fuerzas eléctricas para la remoción de la fracción sólida de un efluente, dirigiendo las partículas hacia las placas del colector. Las partículas se cargan mediante el choque con iones gaseosos creado entre los electrodos, tras la carga las partículas siguen las líneas de campo producidas por el alto voltaje hasta la superficie del electrodo colector. Las partículas deben ser eliminadas de las placas y recolectadas en una tolva, evitando que se reencaucen en la corriente de gas.

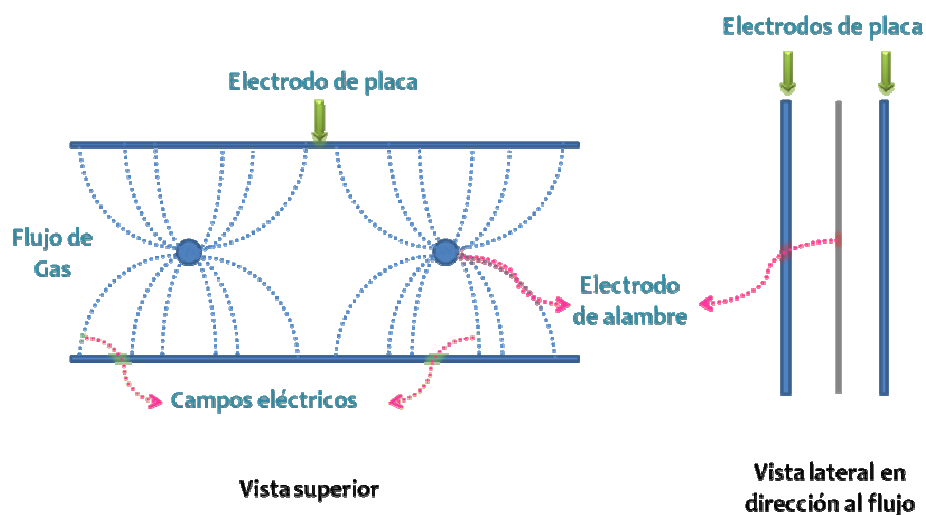
El alto voltaje es aplicado al sistema por medio de electrodos de emisión contenidos dentro del precipitador. Un voltaje mayor de 40,000 volts produce el efecto corona, cargando las partículas y enviándolas hacia las placas colectoras.

Los tipos de precipitadores electrostáticos son:

- a. Precipitador de placa-alambre.** Consta de placas paralelas y alambres entre las placas. Esta disposición permite muchas líneas de flujo operando en paralelo, y a su vez pueden ser muy altas, lo que permite a este tipo de precipitador tratar grandes volúmenes de flujo. Las placas son el electrodo colector, que deben ser golpeadas periódicamente para desprender el material

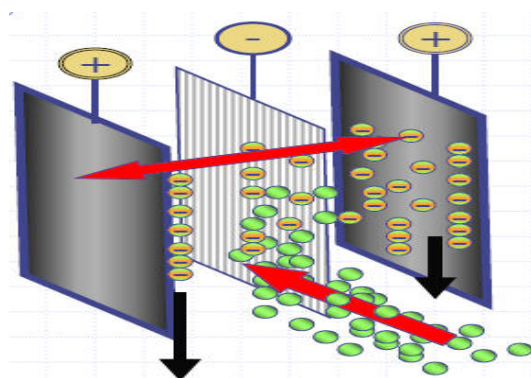
recolectado. Hay que tener en cuenta la resistividad del material recolectado, ya que altas resistividades provocan la situación de corona invertida (se inyectan iones de polaridad contraria que disminuyen la eficiencia de recolección), si la resistividad es muy baja, las partículas se mantienen en la placa muy disgregadas, lo que provoca fenómenos de resuspensión, lo que también disminuye la eficiencia. En el cálculo de la resistividad del material influyen muchos factores como: naturaleza del gas y del material recolectado, temperatura, humedad, características de la superficie recolectora, etc.

**Figura 28.** Vista superior y lateral de Precipitadores electrostáticos de placa-alambre



**b. Precipitador de placas planas.** En este tipo de precipitadores electrostáticos, de menor tamaño, se sustituyen los alambres por placas planas para los electrodos de alto voltaje. Esto incrementa el campo eléctrico promedio usado para recolectar partículas y proporciona una mayor área superficial. Las coronas no pueden formarse entre placas planas, por lo que hay que incorporar electrodos adicionales a la entrada de las placas que generen las coronas. Los precipitadores de placas planas son menos susceptibles a la formación de corona invertida, siendo especialmente útiles para la recolección de material con gran resistividad. Además, son menos propensos a la formación de chispas, por lo que suelen ser de polaridad positiva, para minimizar la formación de ozono.

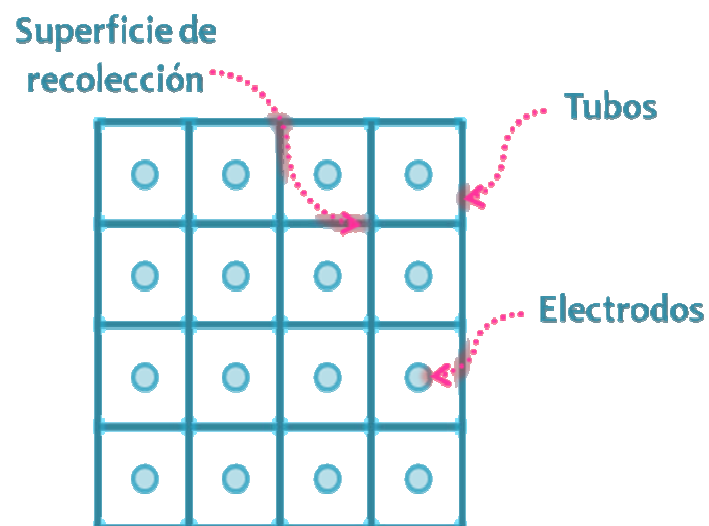
**Figura 29.** Precipitador electrostático de placas planas



**Fuente:** Manual de costos de operación de control de la contaminación del gas y el aire de la E.P.A. Argentina.

- c. **Precipitador tubular.** Los precipitadores tubulares tienen forma de tubo, o tubos en paralelo con forma de panel, con el electrodo de alto voltaje en forma de alambres. Normalmente son lavados con agua, por lo que son más utilizados con particulados húmedos o pegajosos.

**Figura 27.** Precipitador tubular.



- 1.2.3 Filtros de uso poco frecuente en la Industria.** Es preciso anotar que existen otros tipos de filtros, que son usados en casos especiales según la necesidad de un proceso de separación y que por ser muy puntuales en sus funciones no se consideran como

dispositivos convencionales. Sin embargo se mencionaran a continuación.

- a. Colectores de Bolsas.** Todos estos colectores trabajan básicamente de la misma forma. El gas sucio se lleva por conductos hacia la unidad donde éste es filtrado por tubos de tela o bolsas.

El filtrado es extremadamente eficiente y normalmente se logra un 99.9% de remoción de las partículas de polvo. La limpieza del gas se efectúa en forma continua.

**Figura 31.** Filtros de Gas con colectores de Bolsas.



Fuente: DARNELL C&A.

- b. Lavadores de Gases.** Un lavador de gases mezcla el gas o el aire con un medio líquido, atrapando el material para ser colectado en el

mismo líquido. El líquido normalmente utilizado es agua, pero pueden ser empleados otros líquidos para aplicaciones específicas. El gas acarreando las partículas es mezclado, saturado y enfriado con el líquido. Las partículas son removidas en el proceso.

**Figura 32.** Lavadores de Gases.



Fuente: DARNELL C&A.

**c. Colectores Ciclónicos.** El principio básico es simple. El gas sucio es guiado dentro de un tubo cilíndrico o cámara, de tal manera que se forma una acción de ciclón dentro de la cámara. Esta acción agitadora genera fuerzas centrífugas que tienden a arrojar las partículas

suspendidas hacia el exterior. La fuerza con la que las partículas son arrojadas depende de la velocidad del gas y del diámetro de la cámara cilíndrica. Estos factores determinan la eficiencia y la acción de limpieza de un colector ciclónico.

**Figura 33.** Colectores ciclónicos



Fuente: DARNELL C&A.

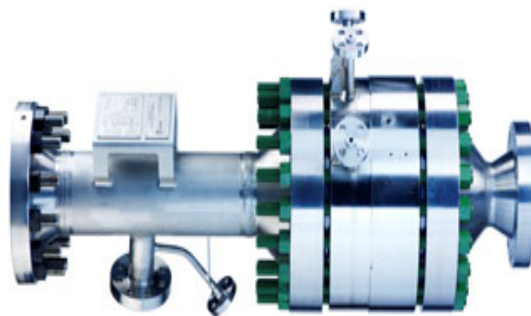
### 1.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EQUIPOS DE SEPARACIÓN y FILTRACIÓN<sup>7</sup>.

**1.3.1 Separador Supersónico Twister.** Es un dispositivo pequeño, simple y sin partes móviles que extrae del gas, agua y compuestos hidrocarburos pesados al suministrarle una velocidad supersónica. Una consecuencia de esta velocidad, es que el gas solo posee un tiempo de residencia al interior de la unidad de solo 2 milisegundos lo que no es tiempo suficiente para la generación de problemas como la formación de hidratos por lo cual tampoco necesita del uso de ningún tipo de químico.

**Figura 34.** Separador Supersónico Twister

**Figura 35.**Boquilla De

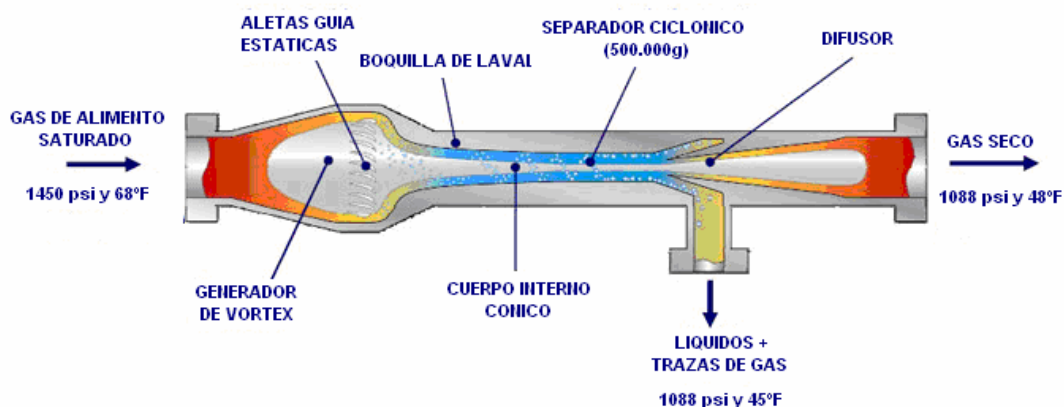
Laval



---

<sup>7</sup> José Díaz. Estudio selección y diseño de la mejor alternativa tecnológica para el mejoramiento de la separación de hidrocarburos pesados del gas transportado a través del gasoducto Floreña- Yopal. Trabajo de Grado, UIS, 2009

**Figura 36.** Funcionamiento del Twister



**Fuente:** José Díaz. Estudio selección y diseño de la mejor alternativa tecnológica para el mejoramiento de la separación de hidrocarburos pesados del gas transportado a través del gasoducto Floreña- Yopal. Trabajo de Grado, UIS, 2009

Este separador, que puede manejar hasta 100 Mscfd con solo un tamaño de 2 metros, realiza un proceso de expansión-compresión donde se usa una boquilla De Laval, figura 35. Estas boquillas son usadas para generar expansiones en el gas que son casi completamente reversibles y que para el caso del separador Twister, permiten disminuir significativamente la temperatura del gas; además, el separador también posee unas aletas guías para producir un movimiento giratorio en el gas que genera fuerzas centrífugas en los fluidos de hasta 500.000g y generando un enfriamiento de tipo isoentrópico que es más eficiente que el enfriamiento isoentálpico realizado por las válvulas Joule Thompson. Una vez se ha separado el

líquido del gas, las corrientes son retardadas por medio de difusores que permiten recuperar entre un 75% y un 85% de la presión de entrada al twister y con una eficiencia de separación del 95% de los líquidos de la corriente.

Aun con todas estas ventajas que proporciona, también es una unidad que requiere de mucho cuidado ya que debe contar con un control de arenas efectivo antes de la entrada para evitar problemas de corrosión que por el funcionamiento del Twister serían extremos y potencialmente peligrosos. Además requiere una unidad de separación posterior al twister que separe los líquidos removidos del gas y debe contar con unas facilidades de superficie diseñadas alrededor del separador supersónico, lo cual genera un inconveniente ante eventuales situaciones que requieran el cambio de la unidad, lo que representaría también, un rediseño de las facilidades de superficie instaladas para adecuarlas a sistemas más convencionales. Por último es una unidad que no ha sido probada en todas las condiciones y los ambientes que garanticen un funcionamiento generalizado, debido principalmente al corto tiempo de vida que lleva en funcionamiento (desde 1998).

El Twister es considerado aun tecnología en desarrollo, lo que limita la cantidad de información teórica y técnica a la cual se tiene acceso, motivo

por el cual no fueron incluidas en este trabajo, pero que si representan una base importante para futuros desarrollos investigativos a nivel nacional.

### **1.3.2 Filtros de Gas.**

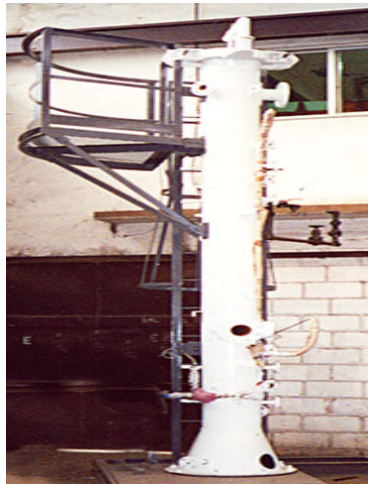
DARNELL ha establecido un acuerdo de licencia para la fabricación de Filtros de gas, con una de las empresas líderes en el mercado norteamericano en separación y filtración de gas: Perry Equipment Corp - PECO -. Filtros PECO para la Industria del gas. Recientemente ha elaborado un Filtro/Separador, modelo 75H (horizontal) o 75V (vertical), apto para remover partículas sólidas y líquidas de tamaños hasta 1 micrón, con una eficiencia de 99.5 %, equipado con filtros PECO, modelo PCHG (PEACH), 100 % de material polyester en primera etapa de separación y un eliminador de niebla, tipo Vane en segunda etapa de separación y con la capacidad de tratar Gas proveniente desde Separación Primaria y/o ingreso a una Unidad Compresora.

DARNELL propone además un filtro/Coalescedor, modelo 77V (vertical) apto para remover partículas sólidas hasta 1 micrón con eficiencia de 99.5 % y líquidas de hasta 0.3 micrones, con una eficiencia de 99.9 %, equipado con rejilla anti-arrastre de líquido en la cámara inferior y filtros coalescedores PECO, modelo PCHGC, 100 % de material polyester, en la cámara superior.

**Figura 37.** Filtro Separador 75 H/V



**Figura 38.** Filtro/Coalescedor, modelo 77V (vertical)



**Fuente:** DARNELL C&A.

## 2. DISEÑO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE SEPARACIÓN Y FILTRACIÓN DE GAS NATURAL

### 2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS PREVIOS AL DISEÑO DE EQUIPOS DE SEPARACIÓN<sup>8</sup>

Para iniciar el diseño de un separador bifásico es necesario tener en cuenta conceptos y definiciones de los elementos que hacen parte del proceso, como el tamaño de partícula, la fuerza de drenaje, coeficiente de drenaje, velocidad de asentamiento, tiempo de retención, longitud entre costuras o capacidad del gas y longitud efectiva o capacidad del líquido.

**a. Tamaño de partícula.** Como su nombre lo indica es la medida del diámetro de las partículas que pueden ser removidas por el extractor de niebla. Por experiencia de campo es posible determinar que el extractor de niebla filtra partículas entre 10 y 100 micrones, por lo tanto las ecuaciones y los cálculos descritos a continuación se basan en un tamaño de partícula de 100 micrones para evitar la inundación del extractor de niebla.

**b. Fuerza de drenaje.** Debido a la fuerza de gravedad, las gotas de líquido se van depositando a una velocidad determinada resultando una fuerza de drenaje por el movimiento relativo del gas en la fase

---

<sup>8</sup> Diego Felipe GAMBOA GOMÉZ y Yuly Paola PEÑA SAENZ. Determinación de Estándares Operativos para Separadores. Trabajo de Grado, UIS 2007.

continua. Del desarrollo de la ecuación de la fuerza de drenaje y la combinación de ésta con la ley de Stokes, es posible llegar a una relación que defina el coeficiente de drenaje con el número de Reynolds, facilitando de éste modo los cálculos de las dimensiones del separador.

**c. Coeficiente de drenaje.** Como se mencionó anteriormente, resulta de la combinación de la ecuación de la fuerza de drenaje y la ley de Stokes, el cual, finalmente queda en función del número de Reynolds.

**d. Velocidad de asentamiento.** Se define como la rapidez con que se depositan las gotas de líquido en el fondo del separador para su drenaje posterior.

**e. Tiempo de retención.** Es la duración del líquido dentro del separador que asegure que se ha alcanzado el equilibrio entre las fases líquida y gaseosa dentro de un separador. En otros términos el tiempo de retención puede definirse también como la relación entre el volumen de líquido contenido en el separador entre la tasa de flujo de líquido que entra en este.

**f. Longitud efectiva.** En el caso de un separador horizontal es necesario escoger una longitud y un diámetro de recipiente que satisfaga las condiciones de la capacidad que los fluidos que

intervienen en el proceso de separación y que, por supuesto, permitan un tiempo de retención en donde las fases líquida y gaseosa puedan alcanzar el equilibrio. Es así como se define la longitud efectiva. Normalmente en campo se usan separadores con la mitad de su capacidad llena de líquido y para separar partículas máximo de 100 micrones para efecto de mantener el extractor de niebla libre.

**g. Longitud entre costuras.** Esta puede determinarse una vez se haya calculado la longitud efectiva y se encuentra comprendida entre el desviador de entrada del separador y el extractor de niebla, lo cual provee dos datos muy importantes en la ubicación de los dispositivos internos de un separador bifásico.

Existen criterios básicos de selección y diseño de separadores bifásicos, acordes con el funcionamiento y efectividad del proceso de estos, por su disposición y capacidad de separación. Uno de estos criterios de selección es la Relación Gas- Líquido de la corriente de entrada al separador, la cual se define como la cantidad de gas entre la cantidad de aceite mas la de agua en el flujo. De esta manera, el separador bifásico puede ser vertical u horizontal según:

**Tabla 1.** Valores de RGL para la selección de la disposición de un separador bifásico.

RGL (Mscf/ BL)	SEPARADOR VERTICAL	SEPARADOR HORIZONTAL
< 500	<input checked="" type="checkbox"/>	
=500	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<2000		<input checked="" type="checkbox"/>

En el caso de que la relación Gas- Líquido se encuentre entre 500 y 2000 Mscf/BL, se procede al segundo criterio de selección para el diseño de separadores bifásicos que es el caudal de gas que llegue a la entrada del separador, de la siguiente manera:

**Tabla 2.** Valores de caudales de Gas para la selección de la disposición de un separador bifásico.

Q gas(MMscf)	SEPARADOR VERTICAL	SEPARADOR HORIZONTAL
< 0 = 3		<input checked="" type="checkbox"/>
< 3	<input checked="" type="checkbox"/>	

Es importante tener en cuenta que en el diseño de cualquier tipo de separador, la diferencia de densidades que es conveniente manejar es la densidad del aceite menos la del gas, tomándose esta selección como un factor de seguridad, puesto que hace que la velocidad de asentamiento sea menor. En el caso de que la corriente de flujo tenga una cantidad significativa de agua se incluirá también la densidad de ésta.

## **2.2 DISEÑO DE SEPARADORES BIFÁSICOS HORIZONTALES**

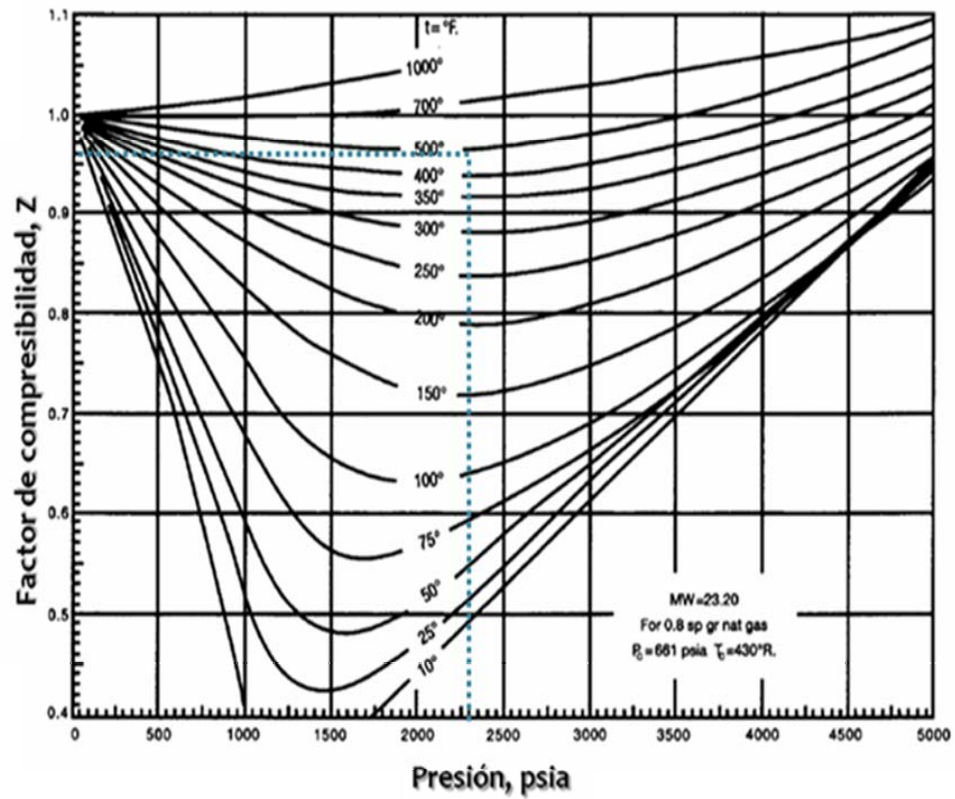
Para el cálculo de las dimensiones de un separador bifásico horizontal se planteó un procedimiento sencillo y seguro, apoyado en una aplicación en Microsoft Excel, que permitió ahorrar tiempo en dicho procedimiento y que permite afirmar la teoría anteriormente propuesta.

La aplicación en Microsoft Excel fue construida en base a las ecuaciones encontradas en la literatura y con las que normalmente se puede hacer un cálculo manual para el dimensionamiento de los equipos de separación.

La metodología de diseño propuesta fue la siguiente:

- Determinación de la Temperatura y Presión de operación en la entrada del equipo en grados Rankin y psi, respectivamente.
- Con los datos de Temperatura y Presión obtenidos se procede a determinar el factor de compresibilidad del gas, según la figura 39.

**Figura 39.** Factor de compresibilidad Z



**Fuente:** Compressibility of low- molecular weigth natural gases. Cortesía GPSA Data Book.

Con el fin de ahorrar tiempo y trabajo para la determinación del factor de compresibilidad Z, se tabularon los datos de la gráfica anterior para temperaturas de 1000, 700, 500, 400, 350, 300 y 250 °F y para varios intervalos de presiones, con el fin de que sea fácil la interpolación de datos en caso de que el valor requerido no se encuentre en la tabla.

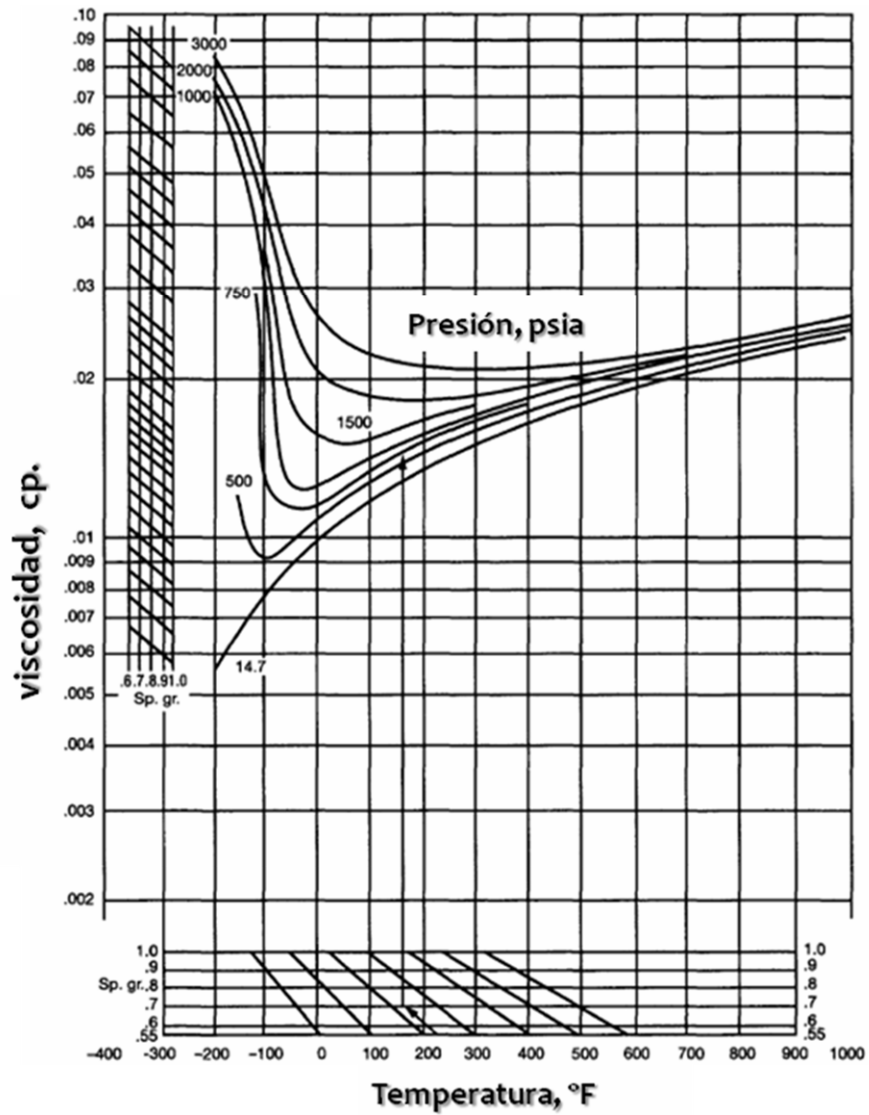
**Tabla 3.** Factor de compresibilidad del Gas Natural Z.

T (°F)							
P (psia)	1000	700	500	400	350	300	250
400	1,010	1,00	0,990	0,980	0,970	0,961	0,955
600	1,011	1,00	0,981	0,970	0,965	0,950	0,940
800	1,018	1,00	0,980	0,965	0,950	0,938	0,920
1000	1,02	1,00	0,972	0,963	0,940	0,930	0,900
1200	1,025	1,00	0,970	0,960	0,930	0,920	0,890
1400	1,030	1,00	0,969	0,955	0,929	0,905	0,870
1600	1,035	1,00	9,967	0,950	0,920	0,899	0,861
1800	1,040	1,001	0,965	0,948	0,920	0,890	0,850

2000	1,045	1,005	0,960	0,945	0,920	0,885	0,840
2200		1,011	0,960	0,945	0,920	0,880	0,840
2400		1,020	0,965	0,945	0,920	0,880	0,840
2600		1,024	0,967	0,946	0,920	0,880	0,840
2800		1,030	0,969	0,940	0,929	0,885	0,852
3000		1,031	0,970	0,958	0,930	0,890	0,860

- Conociendo la gravedad específica del gas y a partir de los datos de presión y temperatura, se halla la viscosidad del gas en la figura 40.

**Figura 40.** Viscosidad de los gases.



**Fuente:** Viscosity natural gases. Cortesía GPSA Data Book.

Para la viscosidad de los gases se tabularon los datos para temperaturas y presiones razonables, de tal manera que se pudieran interpolar los datos en el caso de que se necesitara un valor que no estuviera en las tablas.

**Tabla 4.** Viscosidad de los Gases a P (psia)= 14.7

T (°F)- P= 14.7 psia						
GE	50	100	150	200	300	400
0,55	0,01375	0,0145	0,0155	0,0170	0,0185	0,0197
0,60	0,0130	0,0140	0,0150	0,0165	0,0170	0,0190
0,65	0,0125	0,0135	0,0150	0,0160	0,0178	0,0197
0,70	0,0124	0,0137	0,0150	0,0155	0,0170	0,0190
0,80	0,0115	0,0125	0,0140	0,0155	0,0165	0,0185
0,90	0,0105	0,0115	0,0125	0,0137	0,0155	0,0170
1,00	0,0095	0,0105	0,0105	0,0125	0,0150	0,0160

**Tabla 5.** Viscosidad de los Gases a P (psia)= 500

T (°F)- P= 500 psia						
GE	50	100	150	200	300	400
0,55	0,0140	0,0160	0,0180	0,0175	0,0190	0,0210
0,60	0,0145	0,0155	0,0155	0,0175	0,0190	0,0210
0,65	0,0135	0,0135	0,0150	0,0170	0,0180	0,0197
0,70	0,0145	0,0150	0,0160	0,0170	0,0185	0,0196
0,80	0,0125	0,0135	0,0150	0,0160	0,0180	0,0198
0,90	0,0123	0,0126	0,0135	0,0150	0,0155	0,0183
1,00	0,0120	0,0123	0,0125	0,0135	0,0150	0,0180

**Tabla 6.** Viscosidad de los Gases a P (psia)= 750

T (°F)- P= 750 psia						
GE	50	100	150	200	300	400
0,55	0,0150	0,0161	0,0180	0,0185	0,0195	0,0210
0,60	0,0150	0,0160	0,0170	0,0185	0,0195	0,0198
0,65	0,0150	0,0155	0,0160	0,0185	0,0190	0,0210
0,70	0,0140	0,0150	0,0155	0,0160	0,0165	0,0195
0,80	0,0145	0,0148	0,0150	0,0160	0,0165	0,0195
0,90	0,0135	0,0140	0,0145	0,0155	0,0175	0,0187
1,00	0,0140	0,0135	0,0135	0,0150	0,0160	0,0180

- Mediante las siguientes ecuaciones conocidas se calculan la densidad del gas, del aceite y del líquido que intervienen en el proceso de separación.

$$\rho_{gas} = 2.7 \left[ \frac{\gamma_{gas} P}{TZ} \right] \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

$\rho_{gas}$  : Densidad del gas, cp

$\gamma_{gas}$  : Gravedad específica del gas

P: Presión de operación (psi)

T: Temperatura de operación (Rankin)

Z: Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

- Con los cálculos anteriores es posible determinar, por el método de prueba y error, el coeficiente de arrastre, con las ecuaciones de velocidad de asentamiento, Número de Reynolds y propiamente la ecuación de  $C_D$ . Es justo en este punto en donde la aplicación de Microsoft Excel es útil para ahorrar tiempo y esfuerzos en los cálculos iterativos que se deben realizar para determinar el coeficiente de arrastre real para el sistema de separación bifásico.

Las ecuaciones en las que se basa la aplicación son:

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_{\text{liquido}} - \rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{gas}}} \right) \frac{dm}{CD} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 17}$$

$$\text{Re} = 0.0049 \left[ \frac{V_t * \rho_{\text{gas}} * dm}{\mu_{\text{gas}}} \right] \quad \text{Ec. 18}$$

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}} + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + 0.34 \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

$V_t$ : Velocidad de asentamiento del líquido

$dm$ : diámetro de las gotas de líquido en micrones

$\text{Re}$ : Número de Reynolds

$C_D$ : Coeficiente de arrastre

Como no se conoce el coeficiente de arrastre, para modo de iniciar los cálculos de éste, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido y el Número de Reynolds se toma un valor de referencia del  $C_D$  de 0.34 que es el valor mínimo según la ecuación.

El proceso iterativo arroja un valor final real del coeficiente de arrastre, el cuál será necesario para el cálculo de las siguientes dimensiones.

- Seguido a este cálculo, se procede a hallar la capacidad del gas y del líquido por medio de la longitud efectiva, mediante la ecuación:

$$dLeff = 420 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_{gas}}{\rho_{liquido} - \rho_{gas}} \right) \frac{C_D}{dm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 20}$$

- ◆ Para el gas:

$$L_{ss} = Leff + \frac{d}{12} \quad \text{Ec. 21}$$

- ◆ Para el líquido:

$$d^2 Leff = \frac{t_r Q_l}{0.7} \quad \text{Ec. 22}$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} Leff \quad \text{Ec. 23}$$

En estas ecuaciones se debe establecer un tiempo de residencia para efectos de cálculos, el cual está estipulado de la siguiente manera según las propiedades de los fluidos en consideración:

**Tabla 7.** Tiempo de retención según la calidad del líquido a separar

TIPO DE LIQUIDO	TIEMPO DE RETENCION
Mayores de 35° API	2 minutos
25 < API < 35	3-5 minutos
15 < API < 25	4-6 minutos
Espuma pequeña	4-6 minutos
Espuma moderada	6-8 minutos
Espuma severa	10 minutos

**Fuente:** Determinación de estándares operativos para separadores. GAMBOA Diego, PEÑA Yuly. Tesis, UIS 2007.

- A su vez, con estos cálculos se halla la relación de esbeltez, RE, que se define como la relación que hay entre la longitud entre en desviador de entrada y el extractor de niebla y el diámetro del separador.

$$RE = \frac{12L_{ss}}{d} \quad \text{Ec. 24}$$

Con una relación de esbeltez entre 3 y 4 se encuentran las posibles dimensiones del separador bifásico horizontal.

- Para el cálculo del espesor de la lámina, se tienen en cuenta los esfuerzos de tensión debido a la presión interna de operación y estudios de cargas combinadas de viento y peso muerto.

Se calculan los espesores para resistir los dos esfuerzos mencionados y se toma el que resulte mayor de los dos, el que se escoge se le adiciona la tolerancia de espesor por corrosión que en 1/8 de pulgada. El espesor de lámina del cilindro se determina por fórmulas indicadas en los códigos API- ASME, tal como sigue:

$$t = \frac{PD}{SE - 0.6P} \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

t= espesor de la lámina en pulgadas.

P= presión máxima de operación en psi.

D= diámetro externo del cilindro en pulgadas.

S= esfuerzo de tensión del material (13.000 – 17.000 psi).

$$S = 0.364 * Pr \quad \text{Ec. 26}$$

Pr= presión de ruptura

E= coeficiente de soldadura (1 para separador sin costura o soldados con alivio de esfuerzo)

- Espesores en los cabezales elipsoidales.

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde D es el eje interno mayor en pulgadas

- Espesor de los cabezales hemisféricos.

$$t = \frac{PL}{2SE - 0.2P} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde L es el eje interno de la esfera en pulgadas.

### **2.3 DISEÑO DE SEPARADORES BIFASICOS VERTICALES**

La metodología de diseño de los separadores bifásicos verticales es muy similar a la de los horizontales.

Los cálculos de las variables y propiedades que intervienen en el proceso son los mismos hasta hallar el  $C_D$  por medio de la serie de iteraciones necesarias hasta llegar a su valor real. Por esta razón no se repetirán los pasos, sino que se enumerarán los cálculos de la capacidad del gas, del líquido y la longitud entre costuras, que es en donde difiere el diseño de ambos separadores.

- La capacidad del gas se puede hallar mediante la ecuación:

$$d^2 = 5.040 \left[ \frac{(TZQ_g)}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_{gas}}{\rho_{liquido} - \rho_{gas}} \right) \frac{C_D}{dm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 29}$$

- La capacidad del líquido:

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \quad \text{Ec. 30}$$

De la ecuación anterior se despeja la altura  $h$  y con los diámetros comerciales y varios  $t_r$ , es posible el cálculo de esta dimensión.

- La longitud entre costuras se obtiene mediante la siguiente relación:

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12} \quad \text{Ec. 31}$$

- Finalmente se halla la relación de esbeltez del separador:

$$RE = \frac{12L_{ss}}{d} \quad \text{Ec. 32}$$

Con ayuda de la aplicación en Microsoft Excel se escogen diámetro, altura y tiempo razonables cuya relación de esbeltez estén entre 3 y 4.

## **2.4 DISEÑO DE SEPARADORES TRIFÁSICOS HORIZONTALES**

Como se había mencionado anteriormente, los separadores de tres fases, como su nombre lo indica, son aquellos capaces de separar el agua, el aceite y el gas. Estos son usados generalmente en campos que tienen significativa producción de agua, ya sea por la presencia de acuíferos activos o por procesos de inyección de agua o vapor que se condensa al cambiar las condiciones en superficie.

Como este trabajo está enfocado a la separación del gas, se definieron los procedimientos relacionados con el diseño de separadores trifásicos horizontales, que al igual que en los bifásicos, son ideales cuando hay altas relaciones Gas- Líquido.

Los criterios de selección en estos separadores son los mismos que en los bifásicos.

Para el cálculo de las dimensiones de un separador trifásico horizontal se planteó un procedimiento similar al diseño de separador bifásico horizontal, apoyado, de igual forma, en una aplicación en Microsoft Excel, que permitió ahorrar tiempo en dicho procedimiento y que afirma la teoría anteriormente propuesta.

La aplicación en Microsoft Excel fue construida en base a las ecuaciones encontradas en la literatura y con las que normalmente se puede hacer un cálculo manual para el dimensionamiento de los equipos de separación.

La metodología de diseño propuesta fue la siguiente:

- Determinación de la Temperatura y Presión de operación en la entrada del equipo en grados Rankin y psi, respectivamente.
- Con los datos de Temperatura y Presión obtenidos se procede a determinar el factor de compresibilidad del gas, según la figura 39 o la tabla 3.
- Conociendo la gravedad específica del gas y a partir de los datos de presión y temperatura, se halla la viscosidad del gas. Ver figura 40.
- Mediante las siguientes ecuaciones conocidas se calculan la densidad del gas, del aceite y del líquido que intervienen en el proceso de separación.

$$\rho_{gas} = 2.7 \left[ \frac{\gamma_{gas} P}{TZ} \right] \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

$\rho_{gas}$  : Densidad del gas

$\gamma_{gas}$  : Gravedad específica del gas

P: Presión de operación (psi)

T: Temperatura de operación (Rankin)

Z: Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

$$\rho_{aceite} = 62.4 \left[ \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \right] \quad \text{Ec. 36}$$

$$\rho_{agua} = 62.4 [\gamma_{agua}] \quad \text{Ec. 37}$$

- Con los cálculos anteriores es posible determinar, por el método de prueba y error, el coeficiente de arrastre, con las ecuaciones de velocidad de asentamiento, Número de Reynolds y propiamente la ecuación de  $C_D$ . Es justo en este momento en donde la aplicación de Microsoft Excel es útil para ahorrar tiempo y esfuerzos en los cálculos iterativos que se deben realizar para determinar el coeficiente de arrastre real para el sistema de separación bifásico.

Las ecuaciones en las que se basa la aplicación son:

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_{líquido} - \rho_{gas}}{\rho_{gas}} \right) \frac{dm}{CD} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{Re} = 0.0049 \left[ \frac{V_t * \rho_{gas} * dm}{\mu_{gas}} \right]$$

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}} + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + 0.34$$

Donde:

$V_t$ : Velocidad de asentamiento del líquido

$dm$ : diámetro de las gotas de líquido en micrones

$\text{Re}$ : Número de Reynolds

$C_D$ : Coeficiente de arrastre

Como no se conoce el coeficiente de arrastre, para poder iniciar los cálculos de éste, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido y el Número de Reynolds se toma un valor de referencia del  $C_D$  de 0.34 que es el valor mínimo según la ecuación.

El proceso iterativo arroja un valor final del coeficiente de arrastre, el cuál será necesario para el cálculo de las siguientes dimensiones.

- Se halla el espesor máximo del aceite, que recibe el nombre de colchón de aceite:

$$(h_o)_{máx} = 1.28 * 10^{-3} \left( \frac{t_r * \Delta SG * dm^2}{\mu} \right) \quad \text{Ec. 38}$$

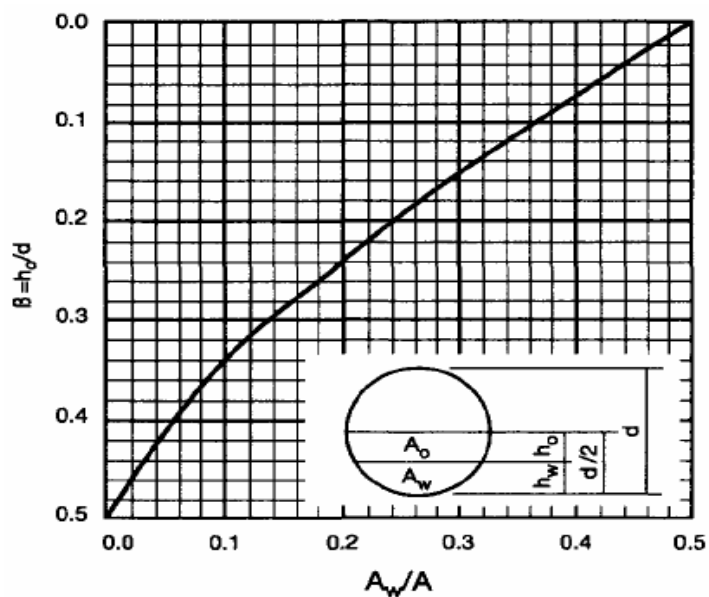
- Se halla la relación entre áreas ocupadas por los líquidos:

$$\frac{A_w}{A_{total}} = 0.5 \frac{Q_w(t_r)_w}{Q_w(t_r)_w + Q_{aceite}(t_r)_{aceite}} \quad \text{Ec. 39}$$

- Luego de obtener la relación entre áreas, desde la figura 41, se determina el coeficiente  $\beta$ , el cual permite calcular el diámetro máximo del separador:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta} \quad \text{Ec. 40}$$

**Figura 41.** Coeficiente beta para un cilindro medio lleno de líquido



Fuente: Ken Arnold, Surface Production Operations Design Of Oil Systems And Facilities. Segunda edición.

- Seguido a este cálculo, se procede a hallar la capacidad del gas y del líquido por medio de la longitud efectiva, mediante la ecuación:

$$dLeff = 420 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_{gas}}{\rho_{liquido} - \rho_{gas}} \right) \frac{C_D}{dm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec.41}$$

- ◆ Para el gas:

$$Lss = Leff + \frac{d}{12}$$

- ◆ Para el líquido:

$$d^2 Leff = 1.42(Q_w(t_r)_w + Q_{aceite}(t_r)_{aceite}) \quad \text{Ec. 42}$$

$$Lss = \frac{4}{3} Leff \quad \text{Ec. 43}$$

En estas ecuaciones se debe establecer un tiempo de residencia para efectos de cálculos, el cual está estipulado según la calidad del fluido a separar. Ver tabla 7.

- Luego, con estos cálculos se halla la relación de esbeltez, que es la relación que hay entre la longitud entre el desviador de entrada y el extractor de niebla y el diámetro del separador.

$$RE = \frac{12L_{ss}}{d}$$

Con una relación de esbeltez entre 3 y 4 se encuentran las posibles dimensiones del separador bifásico horizontal.

- Para el cálculo del espesor de la lámina, se tienen en cuenta los esfuerzos de tensión debido a la presión interna de operación y estudios de cargas combinadas de viento y peso muerto.

Se calculan los espesores para resistir los dos esfuerzos mencionados y se toma el que resulte mayor de los dos, el que se escoge se le adiciona la tolerancia de espesor por corrosión que es en 1/8 de pulgada. El espesor de lámina del cilindro se determina por fórmulas indicadas en los códigos API- ASME, tal como sigue:

$$t = \frac{PD}{SE - 0.6P} \quad \text{Ec. 44}$$

Donde:

t= espesor de la lámina en pulgadas.

P= presión máxima de operación en psi.

D= diámetro externo del cilindro en pulgadas.

S= esfuerzo de tensión del material (13.000 – 17.000 psi).

$$S = 0.364 * Pr$$

Pr= presión de ruptura

E= coeficiente de soldadura (1 para separador sin costura o soldados con alivio de esfuerzo)

### **Espesores en los cabezales elipsoidales.**

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} \quad \text{Ec. 45}$$

Donde D es el eje interno mayor en pulgadas

### **Espesor de los cabezales hemisféricos.**

$$t = \frac{PL}{2SE - 0.2P} \quad \text{Ec. 46}$$

Donde L es el eje interno de la esfera en pulgadas.

## 2.5 DISEÑO DE PRECIPITADORES ELECTRÓSTATICOS<sup>9</sup>

Punto de operación eléctrico:

El campo eléctrico para el que la formación de corona se autosostiene para la superficie de un alambre viene determinado por la ecuación:

$$E_c = 3.126 * 10^6 d_r \left( 1 + 0.0301 \left( \frac{d_r}{r_w} \right)^{0.5} \right) \quad \text{Ec. 47}$$

Donde:

$E_c$ = campo de formación de la corona en la superficie del alambre (V/m)

$d_r$ = densidad relativa del gas, referido a 1 atm de presión y 20°C (adimensional)

$r_w$ = radio del alambre, metros (m)

El voltaje que crearía este campo para un precipitador de geometría tubular sería:

$$V_c = E_c r_w \ln \left( \frac{d}{r_w} \right) \quad \text{Ec. 48}$$

48

Donde:

---

<sup>9</sup> [www.milliarium.com](http://www.milliarium.com). El precipitador electrostático.

$V_c$  = voltaje de formación de la corona (V)

$d$  = radio del cilindro exterior para PES tubular (m)

$d = 4/B \times$  (separación placa-alambre) para PES de placa-alambre (m)

El valor de campo para el cual ocurre chispa viene determinado aproximadamente por la siguiente ecuación:

$$E_s = 6.3 + 10^5 \left( \frac{273}{T} P \right)^{1.65} \quad \text{Ec. 49}$$

$$E_{\max} = \frac{V}{L} \quad \text{Ec. 50}$$

Donde:

$E_s$  = fuerza del campo centelleante (V/m)

$T$  = temperatura absoluta (K)

$P$  = presión del gas (atm)

$V$  = voltaje aplicado (V)

$L$  = distancia más corta del alambre a la superficie de recolección (m)

El campo máximo al que debe operar el precipitador deberá aproximarse al valor de campo centelleante, pero no sobrepasarlo.

Puede ocurrir corona invertida si el campo eléctrico de la capa de polvo supera los  $10^6$  V/m como consecuencia del flujo de corriente por esta capa:

$$j = \mu \epsilon \frac{V^2}{L^3} \quad \text{Ec. 51}$$

$$E_i = j\rho \quad \text{Ec. 52}$$

Donde:

$E_i$  = campo eléctrico en la capa de polvo (V/m)

$\rho$  = resistividad del material recolectado (ohm-m)

$j$  = densidad máxima de corriente ( $A/m^2$ )

$\mu$  = movilidad del ión ( $m^2/Vs$ )

$\epsilon$  = permisividad de espacio libre ( $8.845 \times 10^{-12}$  F/m)

$V$  = voltaje aplicado (V)

$L$  = distancia más corta del alambre a la superficie de recolección (m)

Recolección de partículas: El campo eléctrico, en la zona de recolección, provoca una fuerza sobre la partícula proporcional a la carga de esta y a la magnitud del campo, por esto, habrá que mantener un campo tan alto como sea posible.

$$F_e = qE \quad \text{Ec. 53}$$

Donde:

$F_e$  = fuerza debida al campo eléctrico (N)

$q$  = carga en la partícula (C)

$E$  = campo eléctrico (V/m)

A la fuerza del campo eléctrico se le opone la tensión viscosa del gas (ley de Stokes), por lo que comparando ambas fuerzas se calcula la expresión para la velocidad de partícula en su movimiento por las líneas de campo hacia las paredes del colector:

$$v(q, E, r) = \frac{q(E, r) E C(r)}{6\pi \eta r} \quad \text{Ec. 54}$$

Donde:

$V(q, E, r)$  = velocidad de la partícula (m/s)

$q(E, r)$  = carga de la partícula

$C$  = corrección de Cunningham a la ley de Stokes (adimensional)

$\eta$  = velocidad del gas (kg/ms)

La ecuación de Deutsch muestra la proporción de partículas que escapan:

$$p = \exp(-w_e \times SCA) \quad \text{Ec. 55}$$

Donde:

$SCA$  = área específica de recolección ( $A/Q$ ) (s/m)

$p$  = penetración (fracción)

$w_e$  = velocidad efectiva de migración para el conjunto de partículas (m/s)

**Área específica de recolección (SCA).** Es el área total de la superficie de recolección dividida por el caudal volumétrico de gas a tratar, y viene expresado en (s/m).

Método para la determinación del área específica de recolección:

1. Determinar la eficiencia de recolección deseada.

$$Eff (\%) = 100 * \left( 1 - \frac{c \text{ arg a de salida}}{c \text{ arg a de entrada}} \right) \quad \text{Ec. 56}$$

2. Calcular la penetración de diseño.

$$p = 1 - \left( \frac{Eff}{100} \right) \quad \text{Ec. 57}$$

3. Hallar la temperatura de operación en K (kelvin)

4. Determinar la presencia del fenómeno de corona invertida, generalmente presente para resistividades del material por encima de  $2 \times 10^{11}$  ohm/cm

5. Calcular el MMDi (diámetro medio de la masa de las partículas)

6. Suponer un valor de escabullimiento Sn (gas que evita la zona de recolección de una sección del precipitador) y de reencauzamiento por golpeteo RR (entrada de partículas de nuevo en la corriente como consecuencia del golpeteo de limpieza). Estos factores disminuyen la eficiencia de funcionamiento.

**Tabla 8.** Valores de escabullimiento para precipitadores electrostáticos

TIPO DE PRECIPITADOR	Sn
Placa de alambre	0.7
Pared húmeda	0.05
Placa plana	0.10

**Tabla 9.** Valores de reencauzamiento por golpeo de precipitadores electrostáticos

PRECIPITADOR/ TIPO PARTÍCULA	RR
Ceniza flotante de carbón/ desconocida	0.14
Pared húmeda	0
Vidrio o cemento	0.10
Placa plana con velocidad de gas > de 1.5 m/s	0.15

**Fuente:** Modificación, [www.miliarium.com](http://www.miliarium.com) . El precipitador electrostático.

7. Suponer valores de tamaño de partícula más penetrante (MMD<sub>p</sub>, distribución de tamaños de una zona de recolección eficiente) y tamaño de partícula recirculada por golpeteo (MMD<sub>r</sub>, distribución de tamaños del material soltado/reencauzado).

$$\text{MMD}_p = 2 \mu\text{m}$$

$$\text{MMD}_r = 5 \mu\text{m} \text{ para polvos con } \text{MMD}_i > 5 \mu\text{m}$$

$$\text{MMD}_r = 3 \mu\text{m} \text{ para polvos con } \text{MMD}_i < 5 \mu\text{m}$$

8. Calcular el número de secciones "n" tal que:

$$LF^n < p \quad \text{Ec. 58}$$

9. Calcular la penetración de la sección de recolección previo cálculo de la penetración promedio de la sección:

$$p_s = p^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. 59}$$

$$p_c = \frac{p_s - LF}{1 - LF} \quad \text{Ec. 60}$$

Donde:

P<sub>s</sub> = Penetración promedio de la sección

$P_c$  = Penetración de la sección de recolección. En caso de que éste último valor sea negativo habrá que incrementar el valor de  $n$

10. Calcular los factores de cambio de partícula  $D$  y  $MMD_{rp}$ :

$$D = p_s = S_n + P_c(1 - S_n) + RR(1 - S_n)(1 - p_c) \quad \text{Ec. 61}$$

$$MMD_{rp} = RR(1 - S_n)(1 - p_c) \frac{MMD_r}{D} \quad \text{Ec. 62}$$

Donde:

RR = Fracción reencauzada

11. Realizar una tabla con el cambio de tamaños de partículas de las secciones 1 a  $n$ :

12. Calcular el área específica de recolección (SCA) para cada sección:

$$SCA_1 = -\left(\frac{\eta}{\varepsilon}\right) * (1 - S_n) * \frac{\ln(p_c)}{E_{prom}^2 * MMD_1 * 10^{-6}} \quad \text{Ec. 63}$$

$$SCA_{n+1} = SCA_n * \frac{MMD_n}{MMD_{n+1}} \quad \text{Ec. 64}$$

13. Calcular el SCA total como suma del SCA de cada sección

Si conocemos la velocidad de migración de las partículas entonces podremos aplicar directamente la fórmula de "Deutsch" para calcular el SCA.

\*Restricciones para precipitadores tubulares:

$$S_n = 0,015$$

$$RR = 0$$

$$n = 1$$

**Velocidad de flujo.** El área normal a la dirección del flujo debe calcularse en base a las acomodaciones internas (distancia entre placas) del precipitador, a la velocidad de flujo que se requiere y al SCA. Si la velocidad de flujo es elevada puede ocurrir el fenómeno de reencauzamiento continuo (sin necesidad de golpeteo). La velocidad de flujo que se suele usar para calcular el área de diseño de un precipitador está entre 1,5 y 1 m/s, o incluso velocidades menores cuando se trata de materiales de baja resistividad.

$$WH = \frac{Q}{v_{\text{gas}}}$$

Ec. 66

Donde:

$v_{\text{gas}}$  = velocidad del gas (m/s)

W = anchura de la entrada del precipitador (m)

H = altura de la entrada del precipitador (m)

### **Pérdida de presión.**

Este no es un factor determinante en el diseño de los precipitadores, ya que suele ser bastante baja, en comparación con el resto del sistema asociado (conductos y sistema de recolección). Aún así, este término debe mantenerse en valores aceptables, para no incrementar los ya elevados costos de operación.

**Tabla 10.** Caídas de presión típicas en el diseño de precipitadores electrostáticos

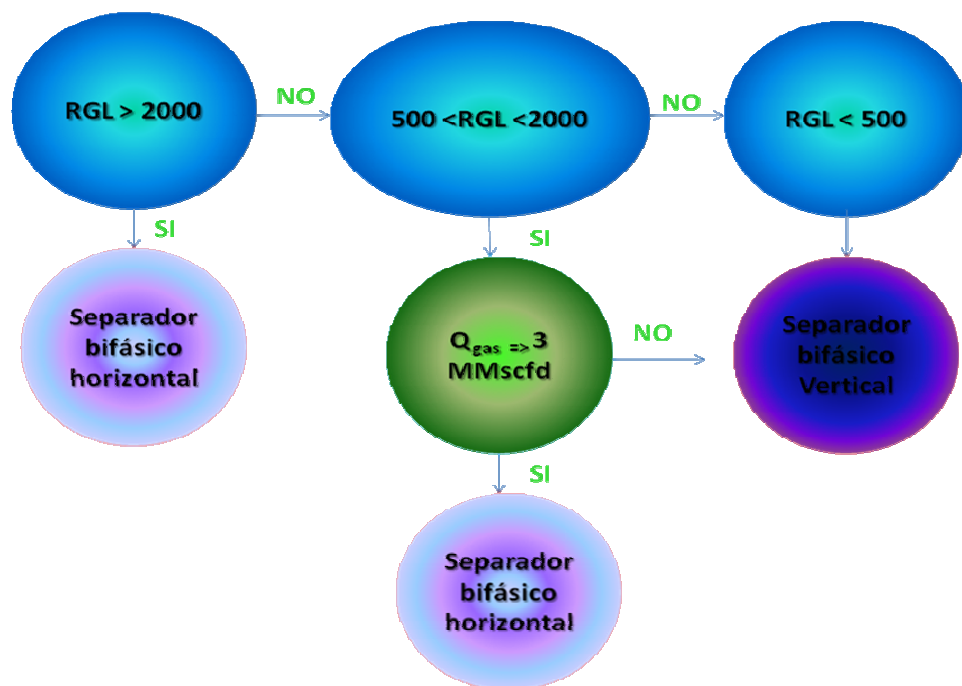
Caídas de presión típicas (mmH <sub>2</sub> O)		
Componente	Baja	Alta
Difusor	0.254	2.286
Transición de entrada	1.778	3.556
Transición de salida	0.178	0.381
Deflectores	0.015	3.124
Placas de colección	0.007	0.203
Total	2.285	9.652

**Fuente:** Modificación, [www.miliarium.com](http://www.miliarium.com) . El precipitador electrostático.

### 3. DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACION Y FILTRACION DE GAS NATURAL CONVENCIONALES

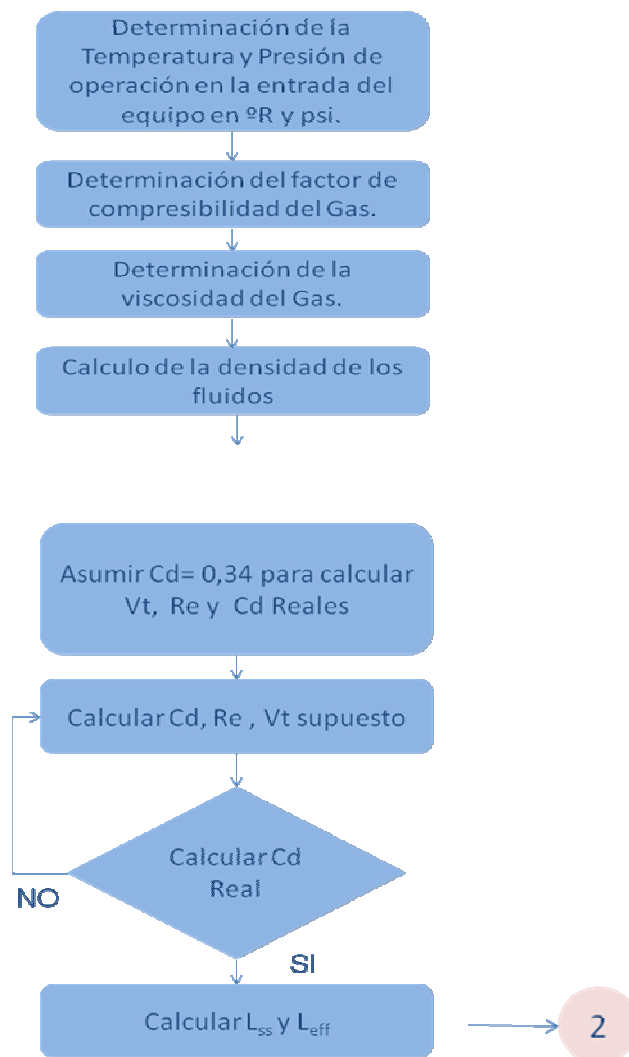
#### 3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SELECCIÓN DE UN SEPARADOR BIFÁSICO SEGÚN SU DISPOSICIÓN O GEOMETRIA

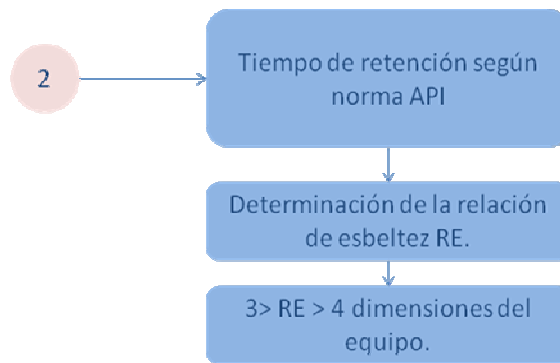
Figura 42. Diagrama de flujo de la selección de un separador bifásico según su disposición o geometría.



### 3.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL

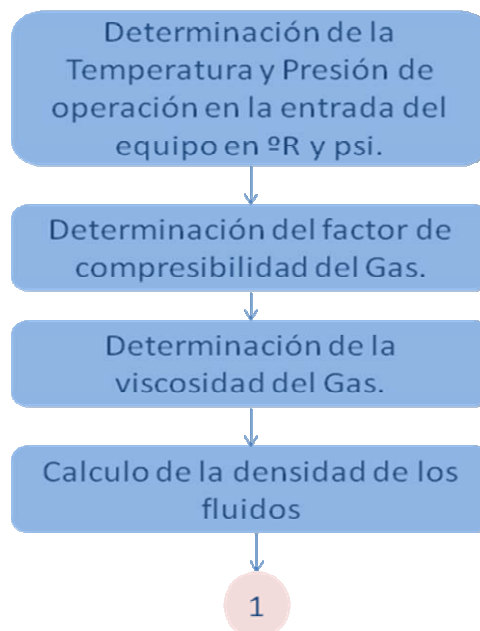
Figura 43. Diagrama de flujo para el diseño de un separador bifásico horizontal.

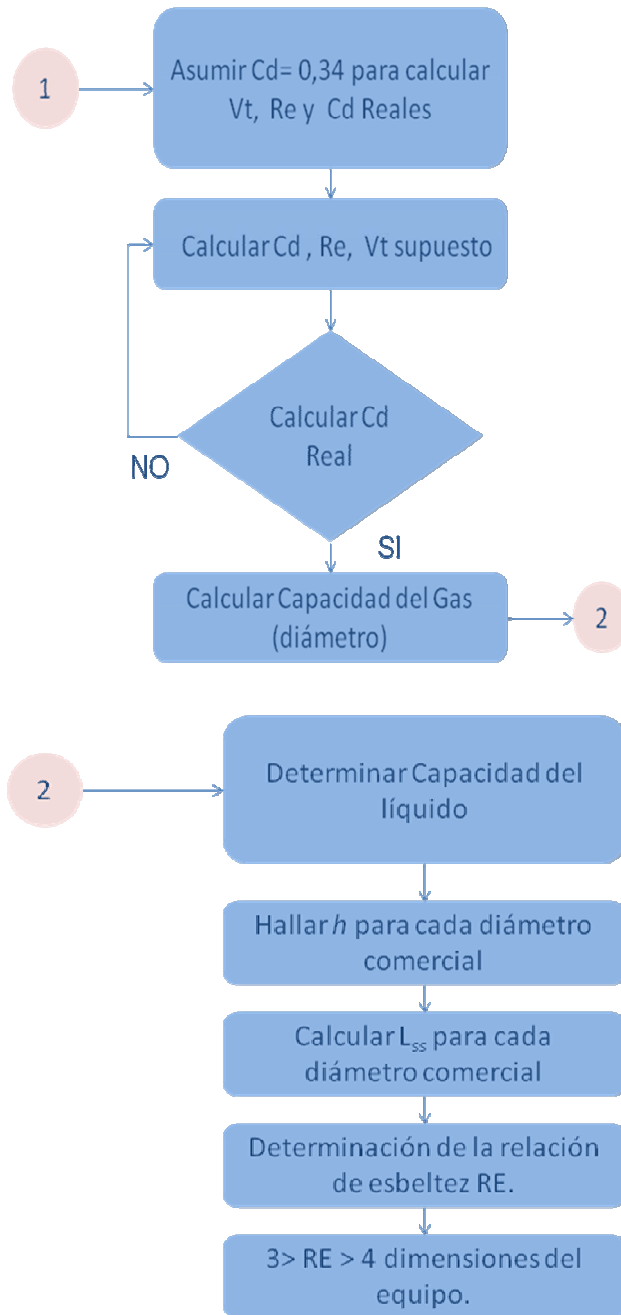




### 3.1.2 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL

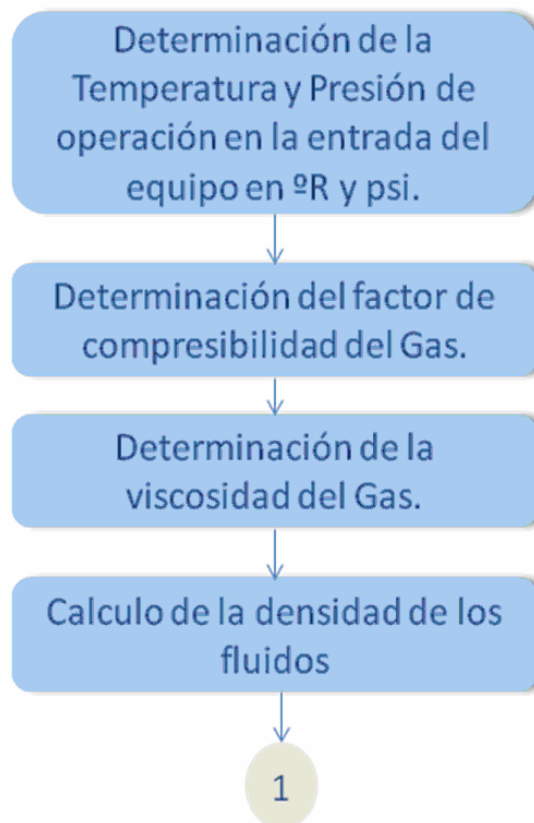
Figura 44. Diagrama de flujo para el diseño de un separador bifásico vertical.

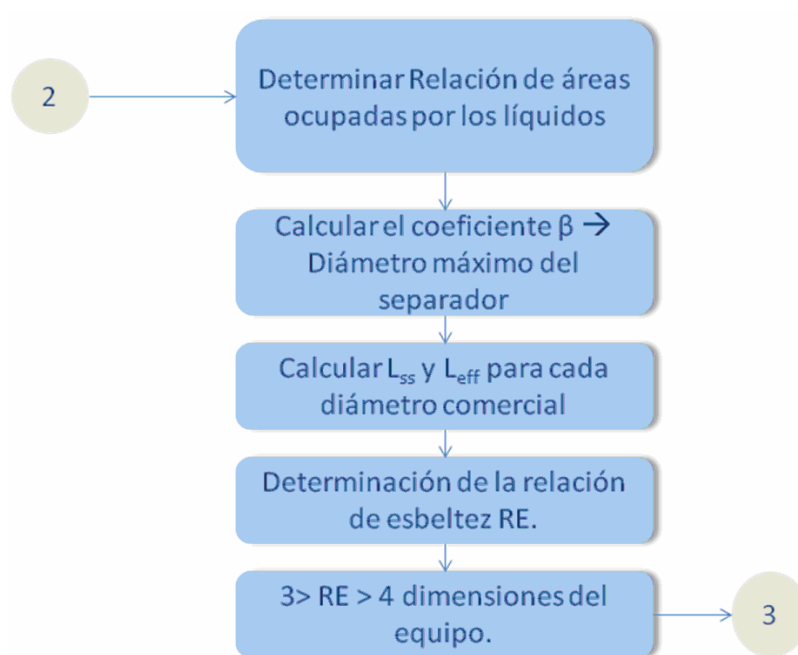
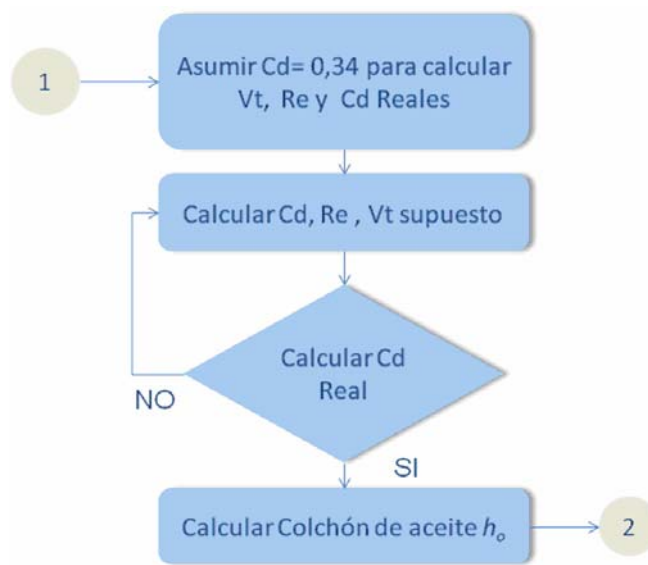


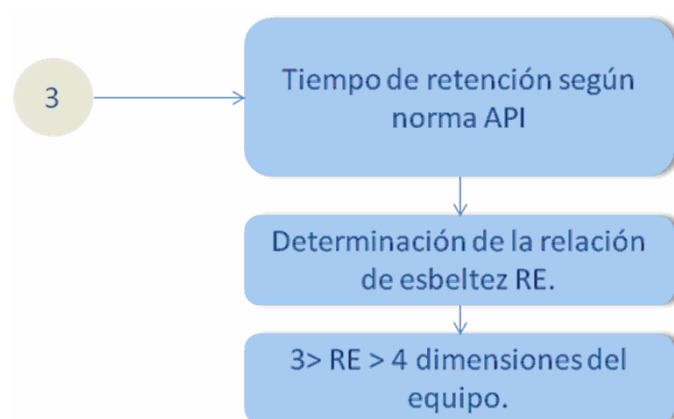


### 3.1.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL

**Figura 45.** Diagrama de flujo para el diseño de un separador trifásico horizontal.

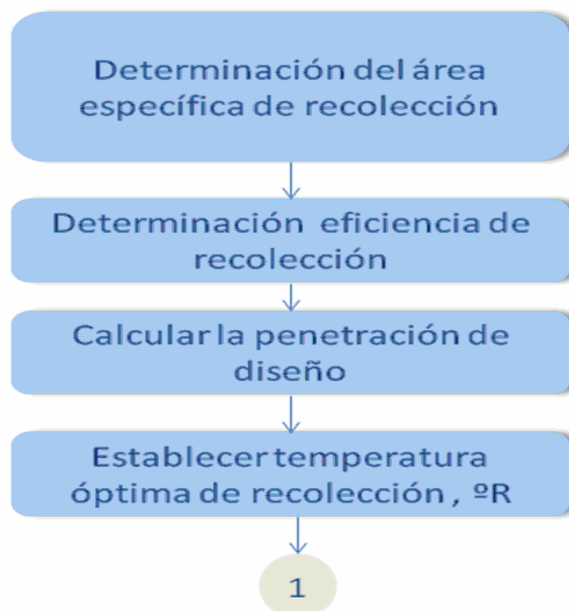


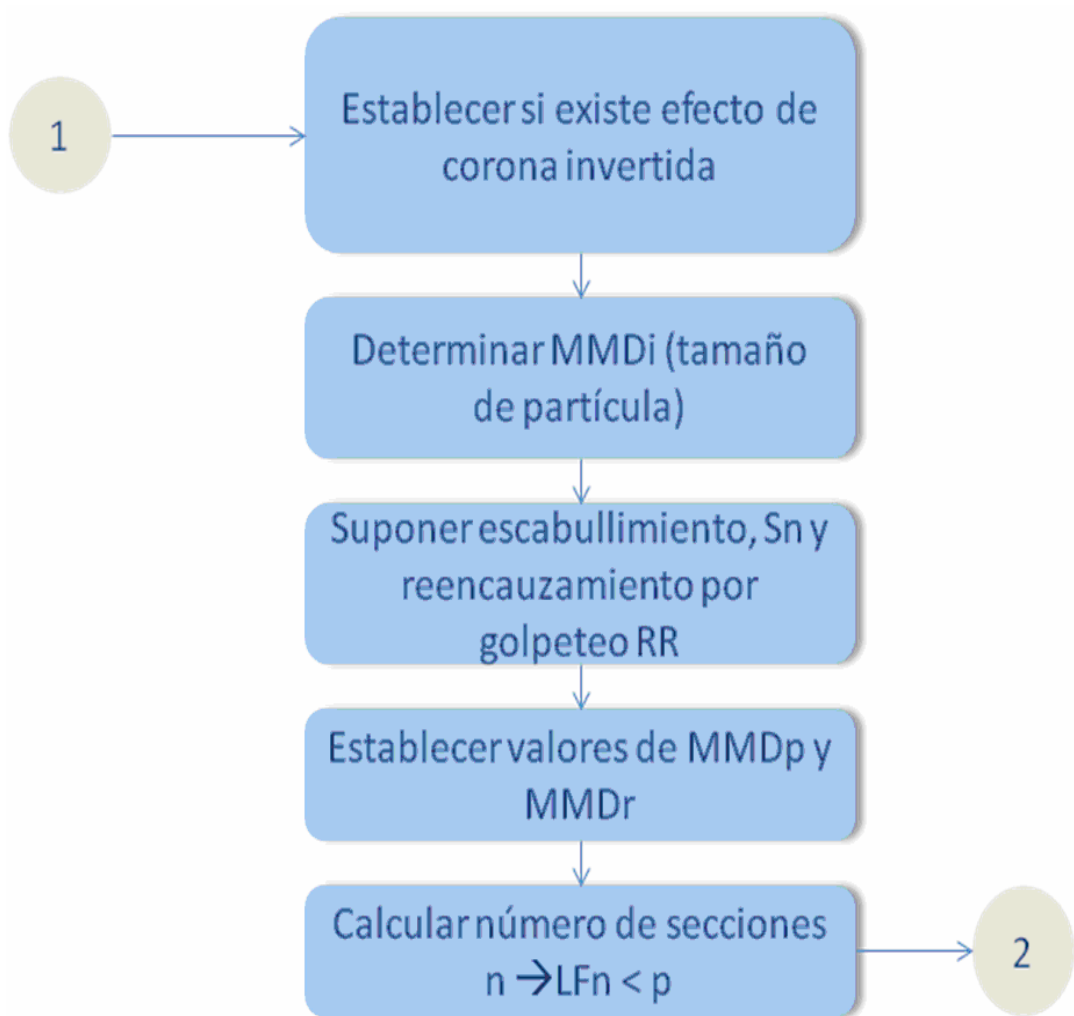


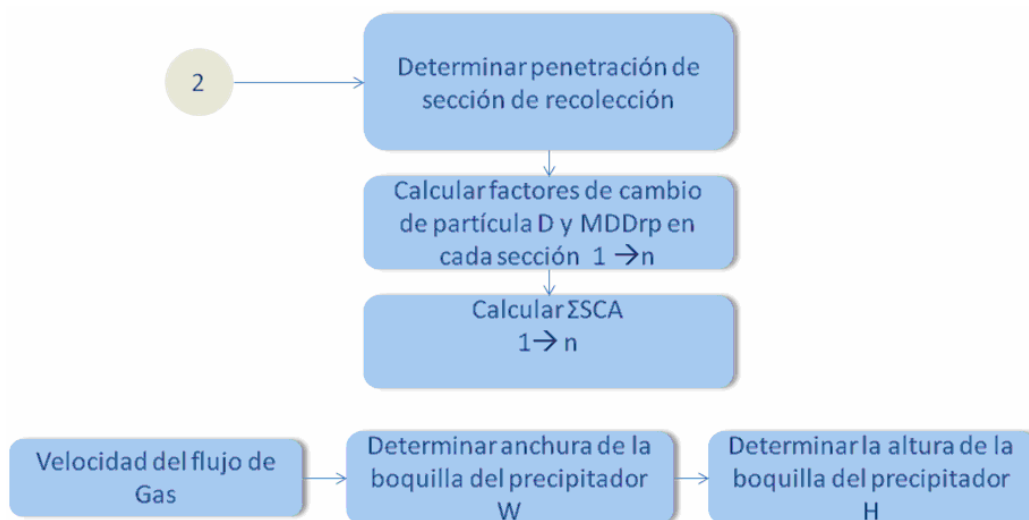


### 3.1.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DE UN PRECIPITADOR ELECTROSTATICO

Figura 46. Diagrama de flujo para el diseño de un precipitador electrostático.







#### 4. VALORACIÓN DEL DISEÑO Y/O DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN CONVENCIONAL MEDIANTE UNA APLICACIÓN INFORMÁTICA

Con el fin de hacer válidos los procedimientos de diseño de separadores bifásicos y trifásicos convencionales, se elaboró una aplicación informática (hoja de cálculo) en Microsoft Excel 2007, que permite dimensionar los equipos y variar las propiedades de los fluidos que van a entrar en la fase de separación, así como la opción de modificar las condiciones de operación tantas veces como el usuario lo desee o como sean necesarias.

De este modo se hizo el dimensionamiento de un separador bifásico horizontal, uno vertical y un separador trifásico horizontal.

#### 4.1 DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO HORIZONTAL

Con el objetivo de comprobar la validez de la metodología de diseño de un separador bifásico horizontal, se creó la hoja de cálculo para el dimensionamiento de este equipo. En la figura 47, se puede observar la interfaz de la aplicación en la sección de entrada de datos. Los datos con color azul corresponden a los de entrada y los de color negro a los calculados por la aplicación.

**Figura 47.** Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador bifásico horizontal.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2		Datos				RGL	2500	BIEN				
3		Qg	5	Mscf/D								
4		Qw	1000	BPD								
5		Qo	1000	BPD								
6		G.E. Agua	1,03	Fraccion								
7		G.E. gas	0,63	adimensional								
8		Corte de agua	-	Fraccion		Datos Calculados						
9		° API	23	Grados		PMgas		lb/lbmol				
10		Psep	30	psig		ρliq	57,150	Lb/ft3				
11		Temp	100	°F		ρgas	0,093	Lb/ft3				
12		z	0,98	adimensional		Cd <sub>calculado</sub>	7,584	adimensional				
13		μgas	0,012	cp		d*Leff	286,851					
14		dm	100,000	micrones								
15		Cd <sub>seleccionado</sub>	0,340	adimensional								
16												

La operación siguiente, como se había mencionado en los capítulos 2 y 3, es el cálculo iterativo del coeficiente de arrastre del gas  $C_D$ , que se ve representado en la figura 48, de acuerdo a los datos de los fluidos que fueron introducidos en la sección anterior.

**Figura 48.** Calculo iterativo de  $C_D$ ,  $V_t$ ,  $Re$ . Separador bifásico horizontal

	A	B	C	D
16				
17		<b>Cd</b>	0,340	
18		<b>Vt</b>	5,058	
19		<b>Re</b>	19,590	
20		<b>Cd</b>	2,243	
21		<b>Vt</b>	1,969	
22		<b>Re</b>	7,629	
23		<b>Cd</b>	4,572	
24		<b>Vt</b>	1,379	
25		<b>Re</b>	5,343	
26		<b>Cd</b>	6,129	
27		<b>Vt</b>	1,191	
28		<b>Re</b>	4,615	
29		<b>Cd</b>	6,937	
30		<b>Vt</b>	1,120	
31		<b>Re</b>	4,338	
32		<b>Cd</b>	7,313	
33		<b>Vt</b>	1,091	
34		<b>Re</b>	4,225	
35		<b>Cd</b>	7,480	
36		<b>Vt</b>	1,078	
37		<b>Re</b>	4,177	
38		<b>Cd</b>	7,553	
39		<b>Vt</b>	1,073	
40		<b>Re</b>	4,157	
41		<b>Cd</b>	7,584	
42		<b>Vt</b>	1,071	
43		<b>Re</b>	4,149	
44		<b>Cd</b>	<b>7,598</b>	
45				

En el punto en que el coeficiente de arrastre,  $C_D$ , empiece a tener valores cercanos entre una y otra iteración, puede considerarse un valor definitivo para este, con el cual se determinarán los otros parámetros necesarios para hallar las dimensiones del equipo.

En la figura 49 se pueden apreciar los resultados de la aplicación y en este punto se podrían determinar las dimensiones del equipo, teniendo en cuenta el tiempo de residencia que el líquido que se está tratando requiere para una mayor eficiencia de separación, según la norma API. Ver tabla 7.

**Figura 49.** Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador bifásico horizontal.

	E	F	G	H	I	J	K	L	M
13									
14									
15									
16									
17	tr [min]	D [in]	Leff Gas [in]	Leff Liq	Lss	12Lss/d	Posible		
18	5	24	11,95	24,80	33,07	16,53	NO		
19	5	30	9,56	15,87	21,16	8,47	NO		
20	5	36	7,97	11,02	14,70	4,90	SI		
21	5	42	6,83	8,10	10,80	3,09	SI		
22	5	48	5,98	6,20	8,27	2,07	NO		
23	5	60	4,78	3,97	9,78	1,96	NO		
24	4	24	11,95	19,84	26,46	13,23	NO		
25	4	30	9,56	12,70	16,93	6,77	NO		
26	4	36	7,97	8,82	11,76	3,92	SI		
27	4	42	6,83	6,48	10,33	2,95	NO		
28	4	48	5,98	4,96	9,98	2,49	NO		
29	4	60	4,78	3,17	9,78	1,96	NO		
30	3	24	11,95	14,88	19,84	9,92	NO		
31	3	30	9,56	9,52	12,06	4,82	SI		
32	3	36	7,97	6,61	10,97	3,66	SI		
33	3	42	6,83	4,86	10,33	2,95	NO		
34	3	48	5,98	3,72	9,98	2,49	NO		
35	3	60	4,78	2,38	9,78	1,96	NO		
36	2	24	11,95	9,92	13,95	6,98	NO		
37	2	30	9,56	6,35	12,06	4,82	SI		
38	2	36	7,97	4,41	10,97	3,66	SI		
39	2	42	6,83	3,24	10,33	2,95	NO		
40	2	48	5,98	2,48	9,98	2,49	NO		
41	2	60	4,78	1,59	9,78	1,96	NO		
42	1	24	11,95	4,96	13,95	6,98	NO		
43	1	30	9,56	3,17	12,06	4,82	SI		
44	1	36	7,97	2,20	10,97	3,66	SI		
45	1	42	6,83	1,62	10,33	2,95	NO		
46	1	48	5,98	1,24	9,98	2,49	NO		
47	1	60	4,78	0,79	9,78	1,96	NO		
48									
49									
50									

De ésta manera, el usuario de la aplicación, según los criterios expuestos en los capítulos 2 y 3, escogería unas dimensiones del equipo razonables dependiendo de los fluidos que entran en el proceso.

## 4.2 DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO VERTICAL

En el caso del dimensionamiento de los separadores bifásicos verticales, se creó la aplicación basada en las ecuaciones propuestas para su diseño, de la misma manera que para los horizontales.

En la figura 50 es posible observar la sección de la entrada de datos, en donde los valores de color azul claro corresponden a los datos que deben ser ingresados por el usuario y los de color negro a los datos calculados por la aplicación.

**Figura 50.** Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador bifásico vertical.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2		RGL	500	BIEN							
3											
4											
5		Datos				Datos Calculados					
6		Qg	5	MMscf/D		PMgas		lb/lbmol			
7		Qw	9000	BPD		$\mu$ gas	0,012	cp			
8		Qo	1000	BPD		$\rho$ liq	57,150	Lb/ft3			
9		G.E. gas	0,63	adimensional		$\rho$ gas	0,093	Lb/ft3			
10		G.E. Agua	1,03	Fraccion		dm	10	micrones			
11		$\rho$ API	23	Grados		Cdasumido	0,340	adimensional			
12		Psep	30	psi		Cdcalculado	4476,501	adimensional			
13		Temp	100	$^{\circ}$ F		Dgas	627,678	Inches			
14		z	0,98	adimensional							
15											



Después de ingresar los datos, la aplicación procede al cálculo de los valores de  $C_D$ ,  $V_t$  y  $Re$ , luego de un proceso iterativo, igual que para los separadores bifásicos horizontales.

Los cálculos de  $C_D$ ,  $V_t$  y  $Re$  finales se pueden apreciar en la figura 51.

**Figura 51.** Calculo iterativo de  $C_D$ ,  $V_t$ ,  $Re$ . Separador bifásico vertical.

	A	B	C	D
52		Cd	4486,194	
53		Vt	0,014	
54		Re	0,005	
55		Cd	4491,026	
56		Vt	0,014	
57		Re	0,005	
58		Cd	4493,433	
59		Vt	0,014	
60		Re	0,005	
61		Cd	4494,631	
62		Vt	0,014	
63		Re	0,005	
64		Cd	4495,228	
65		Vt	0,014	
66		Re	0,005	
67		Cd	4495,525	
68		Vt	0,014	
69		Re	0,005	
70		Cd	4495,672	
71		Vt	0,014	
72		Re	0,005	
73		Cd	4495,746	
74		Vt	0,014	
75		Re	0,005	
76		Cd	4495,783	
77		Vt	0,014	
78		Re	0,005	
79		Cd	4495,801	
80		Vt	0,014	
81		Re	0,005	
82		Cd	4495,810	
83		Vt	0,014	
84		Re	0,005	
85		Cd	4495,814	
86				

Bifasico Vert   
 Bifasico Horiz   
 Trifasico Horiz.

Por último, con el valor de  $C_D$  definitivo, la aplicación hace el cálculo de la longitud efectiva, longitud entre costuras y relación de esbeltez para cada diámetro comercial y posibles tiempos de residencia, como se puede observar en la figura 52. En este punto el usuario debe escoger las dimensiones del equipo de acuerdo con las propiedades de los fluidos que interviene en el proceso de separación.

**Figura 52.** Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador bifásico vertical.

	D	E	F	G	H	I	J	K
31			3	84	35,43	9,29	1,33	NO
32			3	90	30,86	8,91	1,19	NO
33			3	96	27,13	8,59	1,07	NO
34			3	102	24,03	8,34	0,98	NO
35			4	72	64,30	11,69	1,95	NO
36			4	78	54,79	10,90	1,68	NO
37			4	84	47,24	10,27	1,47	NO
38			4	90	41,15	9,76	1,30	NO
39			4	96	36,17	9,35	1,17	NO
40			4	102	32,04	9,00	1,06	NO
41			5	72	80,38	13,03	2,17	NO
42			5	78	68,49	12,04	1,85	NO
43			5	84	59,05	11,25	1,61	NO
44			5	90	51,44	10,62	1,42	NO
45			5	96	45,21	10,10	1,26	NO
46			5	102	40,05	9,67	1,14	NO
47			6	72	96,45	14,37	2,40	NO
48			6	78	82,18	13,18	2,03	NO
49			6	84	70,86	12,24	1,75	NO
50			6	90	61,73	11,48	1,53	NO
51			6	96	54,25	10,85	1,36	NO
52			6	102	48,06	10,34	1,22	NO
53			7	72	112,53	15,71	2,62	NO
54			7	78	95,88	14,32	2,20	NO
55			7	84	82,67	13,22	1,89	NO
56			7	90	72,02	12,33	1,64	NO
57			7	96	63,20	11,61	1,45	NO
58			7	102	56,07	11,01	1,29	NO
59			8	72	128,60	17,05	2,84	NO
60			8	78	109,58	15,46	2,38	NO
61			8	84	94,48	14,21	2,03	NO
62			8	90	82,30	13,19	1,76	NO
63			8	96	72,34	12,36	1,55	NO
64			8	102	64,08	11,67	1,37	NO
65			9	72	144,68	18,39	3,06	SI
66			9	78	123,27	16,61	2,55	NO
67			9	84	106,29	15,19	2,17	NO
68			9	90	92,59	14,05	1,87	NO
69			9	96	81,38	13,12	1,64	NO

### 4.3 DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL

El dimensionamiento de un separador trifásico tiene ciertas variaciones con el de un bifásico, como se pudo analizar en el capítulo 2. Por este motivo, las ecuaciones usadas para la elaboración de la aplicación en este caso fueron diferentes que para los dos casos anteriores.

En la figura 53. Es posible observar la sección de datos de entrada de la aplicación, que al igual que para los separadores bifásicos, los valores que están en color azul claro son los datos de ingreso y los de color negro los calculados.

**Figura 53.** Sección de entrada de datos. Dimensionamiento de un separador trifásico horizontal.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1													
2			RGL		625	BIEN							
3													
4			Datos			Datos Calculados							
5			Qg	5	Mscf/D	PMgas	17,4	lb/lbmol			trw	10	min
6			Qo	5000	BPD	$\mu_o$	10	cp			tro	10	min
7			Qw	3000	BPD	$\mu_{gas}$	0,013	cp			$(d_{eq}^{*L_{eff}})_{liq}$	95,585	Inches
8			Ql	8000	BPD	$\rho_o$	54,67244582	Lb/ft <sup>3</sup>			$(d_{eq}^{*L_{eff}})_{oil}$	101,682	Inches
9			G.E. gas	0,6	adimensional	$\rho_w$	66,768	Lb/ft <sup>3</sup>			$d_{in}^{*L_{eff}}$	113600	
10			G.E. oil	0,876	adimensional	$\rho_{liq(prom)}$	59,208	Lb/ft <sup>3</sup>			(ho)max	62,03	
11			G.E. w	1,07	adimensional	$\rho_{gas}$	0,255281363	Lb/ft <sup>3</sup>			Aw/A	0,1875	
12			Corte de agua	0,375	Fraccion	dm-liq	500	micrones			B=ho/d	0,257	
13			° API	30	Grados	dm-gas	140	micrones			$d_{ms}$	241,36	
14			Psep	85,3	psig	Cd <sub>seuido</sub>	0,34	adimensional					
15			Temp	90	°F	Cd <sub>calculo(liq)</sub>	2,285964056	adimensional					
16			z	0,983	adimensional	Cd <sub>calculo(oil)</sub>	2,387822335	adimensional					
17													

El cálculo de  $C_D$ ,  $V_t$  y  $Re$  en el caso de los separadores trifásicos se hizo según la densidad del líquido y del gas independiente para determinar la longitud efectiva del equipo para ambos fluidos, la cual puede apreciarse en la figura 54.

**Figura 54.** Calculo iterativo de  $C_D$ ,  $V_t$ ,  $Re$

	A	B	C	D
18	<b>pliq(prom)</b>		<b>po</b>	
19	<b>Cd</b>	0,340	<b>Cd</b>	0,340
20	<b>Vt</b>	3,670	<b>Vt</b>	3,526
21	<b>Re</b>	49,433	<b>Re</b>	47,493
22	<b>Cd</b>	1,252	<b>Cd</b>	1,281
23	<b>Vt</b>	1,912	<b>Vt</b>	1,817
24	<b>Re</b>	25,758	<b>Re</b>	24,471
25	<b>Cd</b>	1,863	<b>Cd</b>	1,927
26	<b>Vt</b>	1,568	<b>Vt</b>	1,481
27	<b>Re</b>	21,119	<b>Re</b>	19,948
28	<b>Cd</b>	2,129	<b>Cd</b>	2,215
29	<b>Vt</b>	1,466	<b>Vt</b>	1,381
30	<b>Re</b>	19,753	<b>Re</b>	18,608
31	<b>Cd</b>	2,230	<b>Cd</b>	2,325
32	<b>Vt</b>	1,433	<b>Vt</b>	1,348
33	<b>Re</b>	19,302	<b>Re</b>	18,161
34	<b>Cd</b>	2,266	<b>Cd</b>	2,365
35	<b>Vt</b>	1,421	<b>Vt</b>	1,337
36	<b>Re</b>	19,147	<b>Re</b>	18,006
37	<b>Cd</b>	2,279	<b>Cd</b>	2,380
38	<b>Vt</b>	1,417	<b>Vt</b>	1,333
39	<b>Re</b>	19,093	<b>Re</b>	17,951
40	<b>Cd</b>	2,284	<b>Cd</b>	2,385
41	<b>Vt</b>	1,416	<b>Vt</b>	1,331
42	<b>Re</b>	19,074	<b>Re</b>	17,932
43	<b>Cd</b>	2,285	<b>Cd</b>	2,387
44	<b>Vt</b>	1,415	<b>Vt</b>	1,331
45	<b>Re</b>	19,068	<b>Re</b>	17,925
46	<b>Cd</b>	2,286	<b>Cd</b>	2,388
47	<b>Vt</b>	1,415	<b>Vt</b>	1,330
48	<b>Re</b>	19,065	<b>Re</b>	17,922
49	<b>Cd</b>	2,286	<b>Cd</b>	2,388
50	<b>Vt</b>	1,415	<b>Vt</b>	1,330
51	<b>Re</b>	19,065	<b>Re</b>	17,922
52	<b>Cd</b>	<b>2,286</b>	<b>Cd</b>	<b>2,388</b>
53		<b>SIRVE</b>		<b>SIRVE</b>

Luego de obtener los datos de  $C_D$ ,  $V_t$ ,  $Re$  es posible calcular todos los parámetros que intervienen en el dimensionamiento de un separador trifásico horizontal, como se puede observar en la figura 55.

**Figura 55.** Resultados de la aplicación para el dimensionamiento de un separador Trifásico horizontal.

D [in]	Leff Gas [ft]	Leff Liq [ft]	Lss Gas	Lss [ft]	12Lss/d	Posible
24	3,98	197,22	5,98	262,96	131,48	NO
30	3,19	126,22	5,69	168,30	67,32	NO
36	2,66	87,65	5,66	116,87	38,96	NO
42	2,28	64,40	5,78	85,87	24,53	NO
48	1,99	49,31	5,99	65,74	16,44	NO
60	1,59	31,56	6,59	42,07	8,41	NO
72	1,33	21,91	7,33	29,22	4,87	SI
84	1,14	16,10	8,14	21,47	3,07	SI
96	1,00	12,33	9,00	16,44	2,05	NO
108	0,89	9,74	9,89	12,99	1,44	NO
120	0,80	7,89	10,80	10,52	1,05	NO
132	0,72	6,52	11,72	8,69	0,79	NO
144	0,66	5,48	12,66	7,30	0,61	NO
156	0,61	4,67	13,61	6,22	0,48	NO
168	0,57	4,02	14,57	5,37	0,38	NO
180	0,53	3,51	15,53	4,67	0,31	NO
192	0,50	3,08	16,50	4,11	0,26	NO
204	0,47	2,73	17,47	3,64	0,21	NO
216	0,44	2,43	18,44	3,25	0,18	NO
228	0,42	2,19	19,42	2,91	0,15	NO
240	0,40	1,97	20,40	2,63	0,13	NO

Con estos resultados, el usuario determinará las dimensiones del separador de acuerdo con las propiedades de los fluidos y a los diámetros disponibles para el diseño del equipo.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ Partiendo de los parámetros estudiados se construyó una aplicación informática que permite integrar las variables conocidas o los datos de campo, proporcionando resultados de las posibles dimensiones del equipo de separación de acuerdo con los fluidos que intervienen en el proceso.
- ◆ La herramienta permite ahorrar tiempo, puesto que suprime cálculos manuales largos y tediosos.
- ◆ Se tabularon los datos de Gravedad específica y viscosidad de los gases, lo cual implica también un ahorro de tiempo en la determinación de éstos en las tablas de la GPSA.
- ◆ Por su escasa utilización en la industria y la falta de datos de campo, no fue posible correr la aplicación para el diseño de precipitadores electrostáticos.

- ◆ Los precipitadores electrostáticos son equipos muy eficientes en los procesos de remoción de partículas sólidas muy pequeñas, aunque poco usados en la industria por sus elevados costos de operación y mantenimiento debido a la necesidad de energía eléctrica para su funcionamiento.

- ◆ La herramienta puede ser mejorada introduciendo comandos que permitan elegir automáticamente el tipo de equipo que se necesita, dependiendo de las características de la corriente de flujo y de los fluidos de manera particular.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

MARTINEZ, Marcías. Apuntes de manejo de la producción en superficie. Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1983.

MARTINEZ, Marcías. Diseño conceptual de separadores. Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1983.

SANTOS, Nicolás. Especialización en ingeniería de producción. Universidad Industrial de Santander, 2008

DIAZ, José Andrés; Estudio, selección y diseño de la mejor alternativa tecnológica para el mejoramiento de la separación de hidrocarburos pesados del gas transportado a través del gasoducto floreña-Yopal. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.

GAMBOA, Diego y PEÑA, Yuly Paola; Determinación de estándares operativos para separadores, Universidad Industrial de Santander, 2007.

ARNOLD, Ken & STEWART, Maurice; Surface Production Operations Design Of Oil Systems And Facilities.

GPSA, Gas Processors Suppliers Association Engineering. Data Book.

PÁEZ CAPACHO, Ruth; Diplomado de facilidades de superficie; Universidad Industrial de Santander.

[www.milliarium.com/elprecipitadorelectrostatico](http://www.milliarium.com/elprecipitadorelectrostatico)

[www.ecopetrol.com](http://www.ecopetrol.com)

[www.anh.com.co](http://www.anh.com.co)

[www.darnell.com.ar/pages/espanol/d\\_a.html](http://www.darnell.com.ar/pages/espanol/d_a.html)

[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)