

DETERMINACIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA SEPARADORES

DIEGO FELIPE GAMBOA GÓMEZ
YULY PAOLA PEÑA SAENZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2007

Determinación de estándares operativos separadores.

Diego Felipe Gamboa Gomez
Yuly Paola Peña Saenz

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
de Petróleos

DIRECTOR

Ing. FREDDY ABELARDO NARIÑO
ECOPETROL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2007

DEDICATORIA

A mi madre y a mi hermana por hacerme la persona que soy hoy, por apoyarme en los momentos en los que creí desfallecer y en las decisiones que he tomado sin importar que no estén o no de acuerdo. Por los grandes sacrificios.

A mi abuelita por que sin los años que compartí con ella, una parte de mí estaría incompleta.

A mis amigos (Gerson, Alejandro, Adriana, Nidia, Nicolás, Jhon J., Melba, Camilo) por servirme de soporte y animarme a seguir adelante.

Yuly Paola Peña Saenz

A mis padres que me orientaron para dar este gran paso en mi vida les dedico con alma y corazón mi labor como futuro profesional y este libro.

Diego Felipe Gamboa Gómez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

PTS

Por sus aportes valiosos al presente trabajo.

FREDDY ABELARDO NARIÑO

Docente de la carrera de Ingeniería de Petróleos y director de este proyecto, por su constante asesoría, observaciones y sugerencias durante el desarrollo de la tesis y continua colaboración durante las etapas de revisión del presente trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. TEORÍA DE LA SEPARACIÓN DE FASES	2
1.1 FLUIDOS DEL YACIMIENTO ¹	2
1.1.1 Aceites Negros.	4
1.1.2 Aceites Volátiles.	5
1.1.3 Gases Retrógrados.....	6
1.1.4 Gases Húmedos.	8
1.1.5 Gases Secos.	9
1.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN. ²	10
1.2.1 Separación por gravedad.....	10
1.2.2 Separación por fuerza centrífuga.....	11
1.2.3 Separación por choque.....	12
1.3 PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN DE GAS Y LÍQUIDO.	12
1.3.1 Tamaño de las partículas de líquido. ²	13
1.3.2 Tiempo de retención	14
1.3.3 La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.	15
1.3.4 Velocidad del gas.	15
1.3.5 Presión de separación	16
1.3.6 Temperatura de separación. ²	16
1.3.7 Densidades del líquido y del gas	17
1.3.8 Viscosidad del gas.	18
1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SEPARADORES.	18
1.4.1 Sección de separación primaria.	18
1.4.2 Sección de separación secundaria.....	18
1.4.3 Sección de extracción de niebla.	18
1.4.4 Sección de almacenamiento de líquidos.	19
2. TIPO DE SEPARADORES	20
2.1 SEPARADORES BIFÁSICOS	20
2.1.1 Separadores horizontales.	20
2.1.2 Separadores Verticales.....	25
2.1.3 Otras Configuraciones	29
2.2 SEPARADORES TRIFÁSICOS.....	33
2.2.1 Separadores Horizontales.	34
2.2.2 Separador Vertical.	40
3. DISPOSITIVOS.....	47
3.1 DISPOSITIVOS INTERNOS.....	47
<input type="checkbox"/> Desviador de entrada o deflector.....	47
<input type="checkbox"/> Platos coalescentes.....	48
<input type="checkbox"/> Straightening vanes	48
<input type="checkbox"/> Filtros.....	48
<input type="checkbox"/> Material coalescente.....	49
<input type="checkbox"/> Quebradores de olas	49
<input type="checkbox"/> Platos antiespumantes	49

□	Quebrador de remolinos	49
□	Extractor de niebla.....	49
□	Extractores de niebla tipo veleta.....	50
□	Extractores de niebla de malla de alambre entretejido.....	51
□	Extractores de niebla tipo ciclónico	54
3.2	PARTES EXTERNAS.....	56
□	El cilindro	56
□	Los cabezales.....	56
□	Las boquillas de entrada y salida de	56
□	Los cuellos para conexión de niveles e instrumentos.....	56
□	Huecos de inspección o "manholes":	56
□	Escaleras y plataformas externas.....	57
3.3	DISPOSITIVOS ESPECIALES PARA SEPARADORES TRIFÁSICOS ..	57
□	Platos de coalescencia	57
□	Sand jets y drenajes	57
□	Controladores de Nivel de líquido.....	57
4.	DISEÑO DE SEPARADORES	59
4.1	ASPECTOS TEÓRICOS	59
4.1.1	Separación bifásica.....	59
4.1.2	Separación trifásica	64
4.2	DISEÑO.....	69
4.2.1	Separadores Bifásicos	69
4.2.2	SEPARADORES TRIFÁSICOS	77
4.3	ETAPAS DE SEPARACIÓN.....	86
4.3.1	Selección de etapas de separación.....	86
5.1	PRESIÓN ÓPTIMA DE OPERACIÓN.....	88
5.2	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE OPERACIÓN ⁴	90
5.2.1	Encendido (Figura 27)	90
5.2.2	Apagado (Figura 28).....	93
5.2.3	Chequeos de Rutina (Figura 29).....	93
5.3	PROBLEMAS OPERACIONALES	102
5.3.1	ARRASTRE DE LÍQUIDO EN LA CORRIENTE DE GAS.....	103
5.3.2	PROBLEMAS DE CONTROL. (Tabla 8).....	105
5.3.3	OTRAS POSIBLES FALLAS DE LOS SEPARADORES	107
6.	SELECCIÓN	109
6.1	CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN.....	109
	CONCLUSIONES	113
	RECOMENDACIONES.....	115
	ANEXO A: REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE ESPACIAMIENTO	116
	ANEXO B: MÍNIMO ESPACIAMIENTO PARA EL EXTRACTOR DE NIEBLA.....	118
	REFERENCIAS	119
	BIBLIOGRAFÍA.....	120

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición molar y otras propiedades de los diferentes tipos de fluido monofásicos encontrados en yacimiento.	3
Tabla 2. Características generales de los extractores de niebla de malla de alambre entretejido.....	52
Tabla 3. Tiempos de retención para diferentes gravedades API.....	64
Tabla 4. Guía para etapas de separación.....	87
Tabla 5. Efecto de la presión de separación para un aceite liviano.....	89
Tabla 6. Nivel de la interfase.....	102
Tabla 7. Procedimiento para el arrastre de líquido en la corriente de gas.....	104
Tabla 8. Procedimiento para los problemas de control.....	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de fases de un aceite negro.....	4
Figura 2. Diagrama de fases de un aceite volátil.....	6
Figura 3. Diagrama de fases de un gas retrogrado.....	7
Figura 4. Diagrama de fases para un gas húmedo.....	9
Figura 5. Diagrama de fases para un gas seco.....	10
Figura 6. Relación del tamaño de las partículas de líquido vs. Porcentaje de partículas eliminadas.....	14
Figura 7. Grafica de temperatura de separación vs. Recuperación de líquidos $P_f = 400$ psia.....	17
Figura 8a. Vista exterior separador horizontal bifásico.....	21
Figura 8b. Vista interior separador horizontal bifásico.....	22
Figura 8c. Vista lateral separador horizontal bifásico.....	23
Figura 9a. Vista exterior separador vertical bifásico.....	26
Figura 9b. Vista interior separador vertical bifásico.....	27
Figura 9c. Vista lateral separador vertical bifásico.....	28
Figura 10. Separador esférico.....	30
Figura 11. Separador de dos barriles.....	31
Figura 12. Separador centrífugo.....	32
Figura 13. Asentamiento del agua libre Vs. Tiempo.....	33
Figura 14a. Vista exterior separador horizontal trifásico convencional.....	35
Figura 14b. Vista interior separador horizontal trifásico convencional.....	36
Figura 14c. Vista interior separador horizontal trifásico convencional.....	37
Figura 15a. Vista exterior separador vertical trifásico convencional.....	41
Figura 15b. Vista interior separador vertical trifásico convencional.....	42
Figura 15c. Vista interior separador vertical trifásico convencional.....	43
Figura 16. Métodos de control de nivel en separadores verticales.....	46
Figura 17. Desviadores de entrada.....	47
Figura 18. Platos de coalescencia.....	48
Figura 19. Esquema de un quebrador de remolinos.....	50
Figura 20. Esquema de un extractor de niebla tipo veleta.....	51
Figura 21. Esquema de un extractor de niebla de malla de alambre entretejido..	52
Figura 22. Eficiencia de extracción vs. Velocidad del gas.....	53
Figura 23. Extractores de niebla tipo ciclónico esquema de un tubo.....	55

Figura 24. Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido que cae contra una corriente de gas.....	61
Figura 25. h_o/D en función de A_w/A	80
Figura 26. Esquema General de los Dispositivos de un Separador.....	91
Figura 27. Procedimiento de encendido de un separador.....	92
Figura 28. Procedimiento de shut-down de un separador.	94
Figura 29. Revisiones de rutina durante la operación del separador..	95
Figura 30. Efectos del cambio de nivel en un separador horizontal de 96 cm (38 in) en volúmenes de líquido y gas.	97
Figura 31. Dispositivos de control de nivel separador trifásico vertical.	99
Figura 32. Dispositivos de control de nivel separador Trifásico Horizontal.	100
Figura 33. Nivel de agua, aceite e interfase.	101
Figura 34. Efecto de la capa de suciedad en el nivel de la Interfase dentro del visor.	103
Figura 35. Diagrama de flujo para la selección del separador.	110

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: REQUERIMIENTOS MINIMOS DE ESPACIAMIENTO.....	117
ANEXO B: MINIMO ESPACIAMIENTO PARA EL EXTRACTOR DE NIEBLA...	119

TITULO: DETERMINACIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA SEPARADORES¹

AUTORES: DIEGO FELIPE GAMBOA GÓMEZ
YULY PAOLA PEÑA SAENZ****

PALABRAS CLAVES: Determinación, Estándares, Separador, Fases, Parámetros Operacionales, Selección, Diagrama de flujo.

DESCRIPCIÓN

La separación del aceite y el gas producido de los pozos es el proceso más crítico de las operaciones de campo, aunque es muy común. A medida que las presiones de llegada al separador se incrementan, más condensados se producen y la separación es más crítica.

La primera etapa de separación ocurre en los separadores, cuya principal función es la de separar la mayor cantidad posible de gas, agua y crudo del flujo proveniente de un pozo. Dependiendo de la presión de llegada, la composición del fluido, el espacio disponible, esta facilidad de superficie contará con diferentes características no sólo de forma, sino de funcionamiento.

En este proyecto de grado se creó un manual que contiene todas las técnicas de diseño, mantenimiento y operación de separadores. Los procedimientos aquí descritos no se basan en la facilidad de superficie de ningún pozo o campo en particular. El proyecto incluye la clasificación de los fluidos de yacimiento y de los separadores, los factores que afectan la separación, los dispositivos internos, externos y de seguridad, las ecuaciones de diseño, las rutinas de mantenimiento y operación, los posibles problemas operacionales y las posibles soluciones, y un diagrama de flujo que permite al lector de acuerdo a ciertos parámetros operacionales seleccionar el separador más conveniente de acuerdo a estos criterios. Este diagrama de flujo permitirá una ágil elección en cuanto a la forma y la cantidad de fases que manejará el separador, y en ningún momento constituye un reemplazo del criterio del ingeniero encargado, ni de su experiencia.

¹ TRABAJO DE GRADO.

**FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS, ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
DIRECTOR: Ing. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

TITLE: DETERMINATION OF OPERATIONAL STANDARDS FOR SEPARATORS²

AUTHORS: DIEGO FELIPE GAMBOA GÓMEZ
YULY PAOLA PEÑA SAENZ****

KEYWORDS: Determination, Standards, Separator, Phases, Operational Parameters, Selection, Flow Chart.

ABSTRACT

The separation of the flow stream coming from the wells into oil, gas and water is the most critical operation in producing oil fields. As the pressure from the flow stream increases more condensed products appear and separation becomes more difficult.

The first stage in the separation process occurs in the separators, the main role of this equipment is taking apart on separate streams the oil, gas and water mixture that comes from the well. The stages on which the separating process is designed depends on the wellhead pressure, fluids composition, and space available.

In this work a handbook has been developed with the procedures and techniques in design, maintenance and operation of separators. The procedures described here are not specified to a single well or oilfield, these can be applied to any engineering case. The handbook includes the classification of the petroleum fluids and separators, the factors that affect the separating process, the different internal and external parts, controllers and security devices, design parameters and equations, proper maintenance routines, typical operational problems, and trouble shooting, a flow chart to help on the selection of a separator depending on key parameters. This selection flowchart speeds up the selection process and determines optimal number of phases and shape. It is intended to help as a tool and is not designed as a replacement of the engineer criteria nor its experience.

² THESIS FOR BACHELOR DEGREE.

** PHYSICAL - CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL
DIRECTOR: Eng. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

INTRODUCCIÓN

Los fluidos provenientes de los pozos son una mezcla en algunos casos homogénea, dentro de la cual se encuentra principalmente crudo, agua y gas, y en menores proporciones otros compuestos como azufre, Nitrógeno, oxígeno, y algunos metales como Vanadio, Níquel y Potasio. Es por esta razón que se instalan en superficie equipos que permitan una efectiva separación de la mezcla en tres fases o componentes (Crudo, Agua y Gas), de forma tal que puedan ser tratados por separado para que cumplan con los requisitos establecidos para su posterior entrega o venta.

La primera etapa de separación ocurre en los separadores, cuya principal función es la de separar la mayor cantidad posible de gas, agua y crudo del flujo proveniente de un pozo. Dependiendo de la cantidad de fases que se deseen extraer, la presión de llegada, la composición del fluido, el espacio disponible, esta facilidad de superficie contará con diferentes características no sólo de forma, sino de funcionamiento.

Un separador es una vasija en la cual una mezcla de fluidos que no son solubles entre sí, son separados por la acción de la gravedad mediante segregación gravitacional, lo cual indica que el fluido más pesado irá al fondo de la vasija y el más liviano al tope. El grado de separación dependerá en gran medida de las características del fluido, la presión de operación del separador y el tiempo de residencia.

1. TEORÍA DE LA SEPARACIÓN DE FASES

Los separadores son una parte vital para casi todos los procesos. Su aplicación más común como su nombre lo indica es separar gas, aceite y agua. Cada uno de los tres fluidos debe tener removidos virtualmente el 100% de los otros fluidos para que tengan un mayor valor comercial.

Los líquidos deben ser removidos de las corrientes de gas para prevenir su acumulación en partes bajas de la tubería y que restrinjan el paso de gas. Si el gas necesita procesos de deshidratación o endulzamiento, los líquidos deben ser removidos para prevenir serios problemas operacionales en las plantas de procesamiento.

El aceite debe estar libre de gas para que en los tanques de almacenamiento no exista riesgo de escape de gas. El contenido de agua en el aceite debe ser lo más bajo posible para así prevenir castigos en el precio. Por razones ambientales como conservación de la energía, es necesario remover el aceite del agua para poder descargarla o usarla en procesos operacionales.

Estas son unas pocas de las aplicaciones o razones por las cuales es importante la separación de fases.

1.1 FLUIDOS DEL YACIMIENTO¹

En la industria petrolera clasifican los fluidos de yacimiento en cinco tipos, estos son: aceites negros, aceites volátiles, gas condensado, gas retrogrado y gas seco.

El tipo de fluido es un factor muy importante en todas las decisiones que se tomen dentro del desarrollo de un yacimiento, tales como el tipo y tamaño de los equipos de superficie, el procedimiento para calcular reservas de gas y aceite, el diseño del plan de depleción, el método de recobro mejorado, etc.

El tipo de fluido solo puede determinarse o confirmarse con pruebas de laboratorio, la información de producción nos puede dar una idea de que tipo

de fluido estamos trabajando. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia en campo, se han establecido ciertas reglas que permiten la identificación de dichos tipos de fluido, siendo tres propiedades básicamente las que colaboran en esta tarea desde el inicio de la producción: La tasa inicial de producción gas-aceite, la gravedad API y el color del líquido en el tanque. La tasa de producción inicial es en gran medida el indicador del tipo de fluido. El color del líquido en el tanque por sí solo, no es un buen indicador. Sin embargo, la gravedad y el color del líquido en el tanque son útiles en la confirmación de tipo de fluido, ayudados por la tasa de producción gas-aceite. Si todos los tres indicadores no se acomodan dentro de los rangos dados por la experiencia, el fluido necesariamente tiene que ser sometido a pruebas de laboratorio para determinar su clasificación. En la tabla 1, se menciona las características más sobresalientes de cada un de los cinco tipos de fluido existentes.

Tabla 1. Composición molar y otras propiedades de los diferentes tipos de fluido monofásicos encontrados en yacimiento.

Componente	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas Retrógrado	Gas Seco	Gas Húmedo
Metano	48.83 %	64.36 %	87.07 %	95.85 %	86.67 %
Etano	2.75 %	7.52 %	4.39 %	2.67 %	7.77 %
Propano	1.93 %	4.74 %	2.29 %	0.34 %	2.95 %
Butano	1.60 %	4.12 %	1.74 %	0.52 %	1.73 %
Pentano	1.15 %	2.97 %	0.83 %	0.08 %	0.88 %
Hexano	1.59 %	1.37 %	0.60 %	0.12 %	0 %
Heptano-plus	42.15 %	14.92 %	3.80 %	0.42 %	0 %
Total % Molar	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Peso molecular Heptano-plus	225	181	112	157	
GOR (SCF/STB)	625		18200	105000	Infinito
Gravedad API	34.3°	50.1°	60.8°	54.7°	> 60
Color	Negro Verdoso	Naranja natural	Pajizo Claro	Cristal Agua	

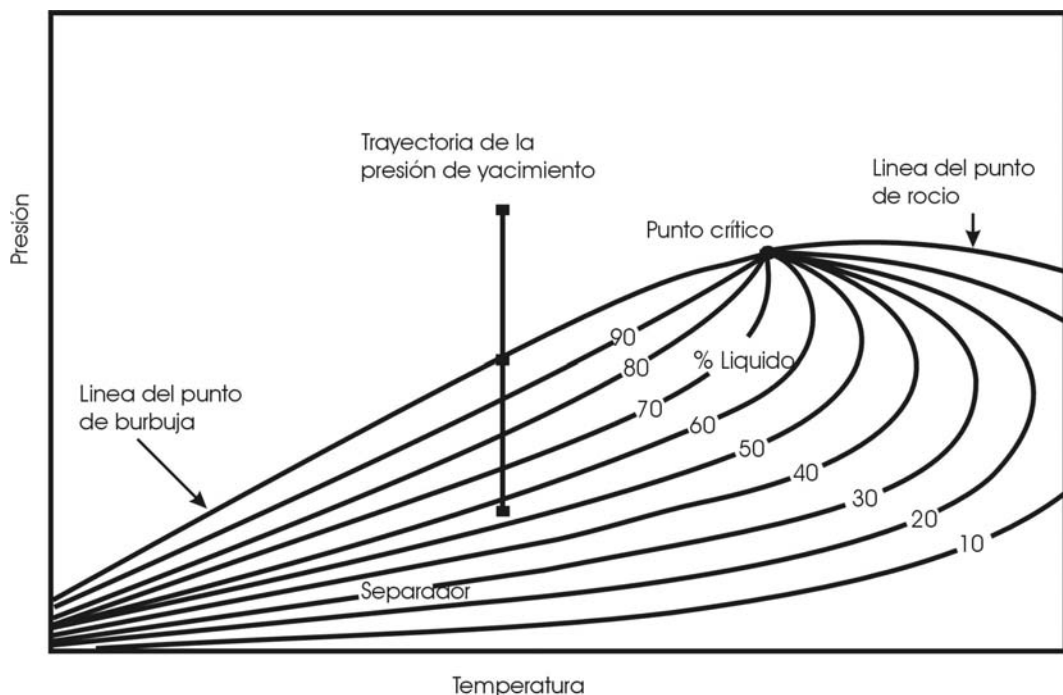
Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

1.1.1 Aceites Negros. Los aceites negros consisten de una amplia variedad de componentes químicos que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El diagrama de fases de este tipo de aceites, abarca un amplio rango de temperaturas, y dentro de él se observa que el punto crítico se encuentra por encima de la pendiente del domo de fase.

El nombre de Aceite Negro es engañoso, pues el color de este tipo de fluidos no siempre es negro. Aparte de Aceites Negros, este tipo de fluidos también se conoce con el nombre de “Aceites crudos de baja merma” o “Aceites ordinarios”.

El diagrama de fases de un típico Aceite Negro se muestra en la figura 1. Las líneas que se encuentran dentro de la envolvente representan volúmenes constantes de líquido medidos en porcentaje total de volumen y son llamadas “isovolumétricas” o “líneas de calidad”. Cabe anotar que la distribución de las isovolumétricas es uniforme dentro de dicha envolvente.

Figura 1. Diagrama de fases de un aceite negro.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

La línea vertical 1-2-3 muestra la reducción de presión a una temperatura constante que ocurre en el yacimiento durante la producción. Igualmente se observa dentro de la

envolvente el punto que indica las condiciones de presión y temperatura del separador. Cuando la presión en el yacimiento desciende a lo largo de la línea 1-2 se dice que el aceite está subsaturado. Esta palabra se refiere a que el aceite podría disolver más gas si estuviera presente. Si la presión del yacimiento desciende hasta el punto 2, el aceite está en su punto de burbuja y se dice que está saturado, es decir que el aceite tiene tanto gas como puede disolver. Una reducción en la presión liberará gas para formar una fase de gas libre en el yacimiento.

El punto de burbuja (punto 2), es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas se forma. A medida que la presión del yacimiento declina a lo largo de la línea 2-3, gas adicional es liberado en el yacimiento. El porcentaje de volumen de gas será entonces 100% menos el porcentaje de líquido. Se puede decir que el aceite está sobresaturado en cualquier punto de la línea 2-3.

Los aceites negros son caracterizados por tener una tasa inicial de producción gas-aceite inferior a 2000 SCF/STB. La tasa de producción gas-aceite aumentará durante la producción, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbuja del aceite. El aceite del tanque usualmente tiene una gravedad menor de 40° API. La gravedad API en el tanque decrece ligeramente con el tiempo, hasta el final de vida del yacimiento cuando ésta incrementa. El aceite en el tanque es muy oscuro, a menudo negro y algunas veces con un matiz verduzco o marrón, que indican la presencia de hidrocarburos pesados.

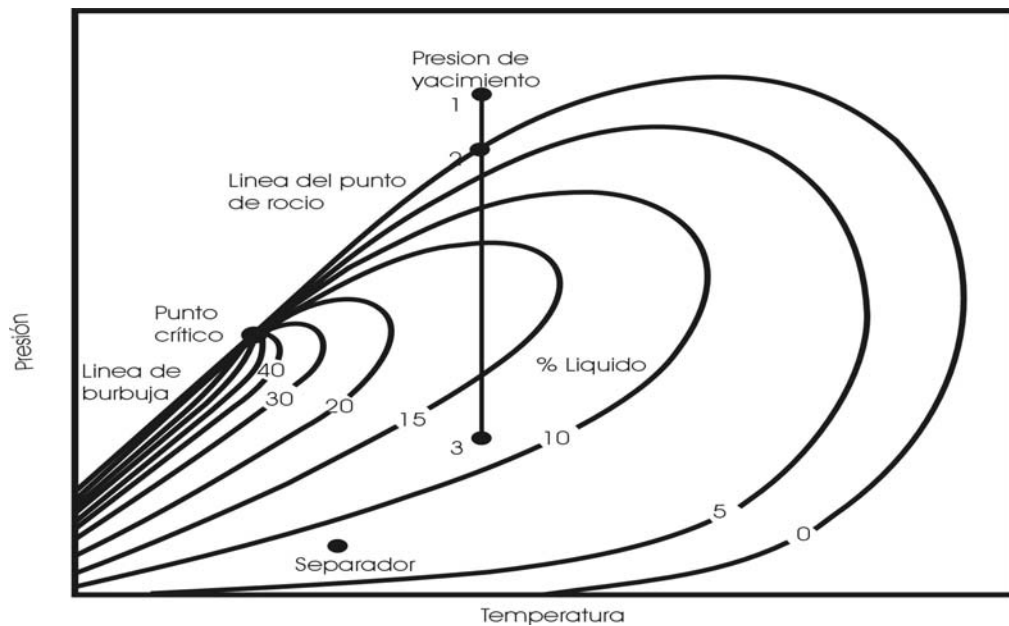
1.1.2 Aceites Volátiles. Los Aceites Volátiles están constituidos por pocas moléculas pesadas y más intermedias (definidas entre el etano y los hexanos). Son también conocidos con el nombre de aceites crudos de alta merma.

El diagrama de fases (figura 2) tiene un análisis similar al realizado para los aceites negros. La línea divisoria entre un Aceite Volátil y un Aceite Negro es un tanto arbitraria. La diferencia depende en gran parte del punto al cual las ecuaciones de balance de materiales empiezan a tener una inexactitud considerable; No ocurre lo mismo con la diferenciación entre el Volátil y el Retrógrado, ya que para que un fluido sea volátil, su temperatura crítica debe ser mayor que la temperatura del yacimiento.

cual condensará el líquido suficiente para saturar el 35% o más del volumen del yacimiento. Igualmente esta cantidad de líquido rara vez fluirá si se condensa en yacimiento y normalmente no podrá ser producido si es el caso de un yacimiento de Gas Retrógrado cuyas condiciones se encuentren lejos a las del punto crítico, no ocurriendo lo mismo con el gas producido en superficie que es muy rico en hidrocarburos intermedios y a menudo es procesado para remover propano líquido, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados.

El diagrama de fases de un Gas Retrógrado es un poco más pequeño que el de los aceites, y el punto crítico está ubicado más abajo y al lado izquierdo del envolvente comparado con los Aceites Negros y Volátiles, como se puede observar en la figura 3. Estos cambios obedecen a que los Gases Retrógrados contienen menos hidrocarburos pesados que los demás aceites.

Figura 3. Diagrama de fases de un gas retrogrado.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

Inicialmente el Gas Retrógrado es totalmente gas en el yacimiento, representado en el punto 1. Como la presión del yacimiento decrece, el gas retrógrado presenta un punto de rocío (punto 2). A medida que la presión continúa siendo reducida, se condensa líquido a partir del gas, para formar el líquido libre en el yacimiento que normalmente no fluye y no podrá ser producido.

La trayectoria de la presión del yacimiento en el diagrama de fases, indica que a una presión baja, el líquido comienza a re-vaporizarse. Esto ocurre en el laboratorio, sin embargo probablemente no ocurre en alto grado en el yacimiento, porque durante la producción la composición total del fluido del yacimiento cambia.

En campo podemos identificar los Gases Retrógrados por las siguientes condiciones: el límite más bajo de la relación gas-aceite de producción inicial para un Gas Retrógrado es aproximadamente 3300 SCF/STB. El límite superior no está aún bien definido, pero han sido observados casos en los cuales dicha relación alcanza valores superiores a los 150000 SCF/STB. Estas altas relaciones gas-aceite indican que el diagrama de fases es mucho más pequeño que en la figura 3. Gases con altas relaciones gas-aceite tienen cricondentermas cercanas a la temperatura de yacimiento y una condensación muy pequeña de líquido retrógrado en el yacimiento.

Como una forma práctica, cuando la relación gas-aceite está por encima de 50000 SCF/STB, la cantidad de líquido retrógrado en el yacimiento es muy pequeña y el fluido puede ser tratado como si fuera un gas seco. La relación gas-aceite para un gas retrógrado se incrementará cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío del gas.

Las gravedades del líquido en el tanque oscilan entre 40 y 60° API y aumentan a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío. El líquido puede ser ligeramente coloreado, marrón, naranja, verdoso o transparente.

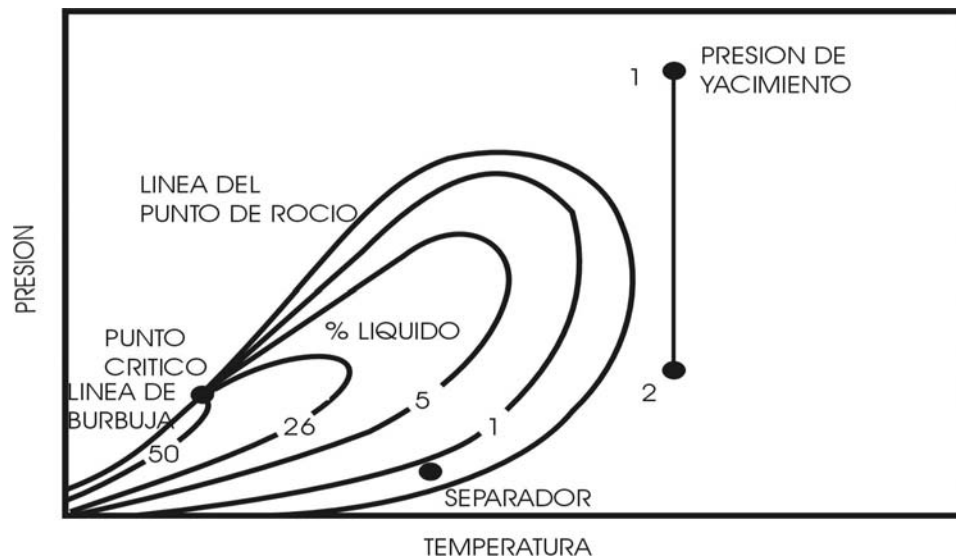
1.1.4 Gases Húmedos. La palabra húmedo en el Gas Húmedo no significa que el gas está húmedo con agua, sino que se refiere al hidrocarburo líquido el cual se condensa a condiciones de superficie.

El diagrama de fases completo de una mezcla de hidrocarburos de moléculas predominantemente más pequeñas, está situado por debajo de la temperatura de yacimiento, como lo ilustra figura 4 que corresponde al comportamiento típico de un Gas Húmedo.

Este tipo de fluidos existirá siempre como gas en el yacimiento, durante toda la historia de producción y la correspondiente caída de presión del yacimiento.

La trayectoria de la presión a lo largo de la línea 1-2, no entra dentro de la envolvente, ocasionando que ningún líquido sea formado en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separador caen dentro de la envolvente causando la formación de líquido en superficie.

Figura 4. Diagrama de fases para un gas húmedo.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

El líquido en superficie normalmente es llamado condensado y el gas del yacimiento algunas veces es llamado gas condensado. Esto normalmente conlleva a una confusión entre gases húmedos y gases retrógrados.

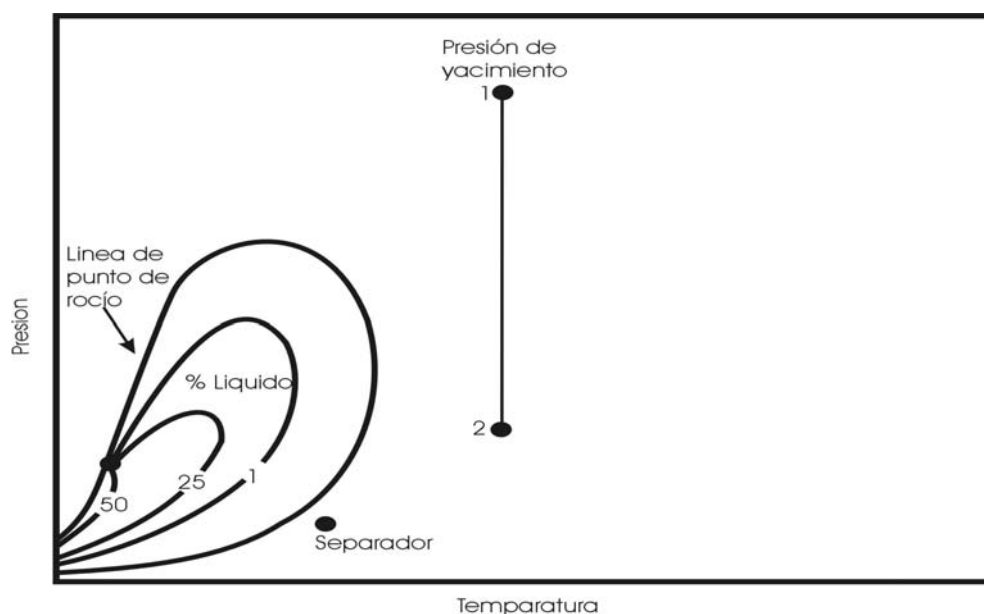
Los gases húmedos producen líquidos en el tanque con el mismo rango de gravedades API que los líquidos provenientes de los gases retrógrados. Sin embargo, la gravedad API del líquido en el tanque no cambia durante la vida del yacimiento de Gas Húmedo. El líquido del tanque es normalmente transparente. Los gases húmedos tienen relaciones gas-aceite de producción muy altas, y estas permanecerán constantes durante la vida productiva del yacimiento. Para propósitos de ingeniería, un gas que produzca más de 50000 SCF/STB puede ser tratado como si fuera un gas húmedo.

1.1.5 Gases Secos. La palabra seco en el Gas Seco indica que el gas no contiene ningún tipo de moléculas pesadas de las que conforman los hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente algo de agua líquida es condensada en superficie.

Un yacimiento de Gas Seco es llamado simplemente un yacimiento de gas. Lo anterior conlleva a confusiones, porque los yacimientos de Gas Húmedo algunas veces son llamados yacimientos de gas. Adicionalmente un Gas Retrógrado existe también inicialmente como gas en el yacimiento.

El Gas Seco está compuesto principalmente por metano y posee algunos hidrocarburos intermedios. La figura 5 muestra que la mezcla de hidrocarburos es solamente gas en el yacimiento y que a condiciones normales de separador en superficie cae fuera de la envolvente. De esta forma, el líquido no es formado en la superficie.

Figura 5. Diagrama de fases para un gas seco.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

1.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN.²

La separación de gas y líquidos, se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

1.2.1 Separación por gravedad. Este es el principal método de separación debido a que en el momento en que la velocidad de la corriente de flujo disminuye, es decir cuando baja la turbulencia, la gravedad empieza a hacer efecto sobre las partículas de líquido haciendo que estas comiencen a depositarse.

En los separadores este efecto ocurre principalmente en la sección de separación secundaria también llamada sección de asentamiento por gravedad.

Si el movimiento es vertical hacia arriba, como ocurre en los separadores verticales las partículas de líquido que se van a asentar van en contra flujo, estas partículas de líquido se aceleran por acción de la gravedad, hasta que la fuerza de arrastre producida por el gas se iguala a la fuerza ejercida por la gravedad, a partir de este momento la partícula sigue descendiendo a velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

1.2.2 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. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un cierto valor crítico.

Se recomienda que la velocidad del gas ($\rho g v^2$) se debe mantener en 900. Donde v es la velocidad del gas a la entrada del tubo ciclónico en pies/seg, ρ es la densidad en lb/pie³, y g es la gravedad en pies/seg. También se recomienda que v 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:

$$V = \frac{ad_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \quad (1)$$

Donde,

V = Velocidad de asentamiento o Terminal de una gota de líquido, ft/seg.

a = Aceleración debida a la fuerza centrífuga, ft/seg².

d_p = Diámetro de una gota de líquido, ft.

ρ_g = Densidad del gas a P y T de funcionamiento, lb/ft³.

ρ_p = Densidad del líquido a P y T de funcionamiento, lb/ft³.

μ_g = Viscosidad del gas a P y T de funcionamiento, lb/ft*seg.

1.2.3 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:

$$S_p = \frac{d_p^2 \rho_g v_i}{18 \mu_g} \quad (2)$$

Donde,

S_p = Distancia de paro de una partícula de líquido, ft.

d_p = Diámetro de una gota de líquido, ft.

ρ_g = Densidad del gas a P y T de funcionamiento, lb/ft³.

v_i = Velocidad inicial de una partícula de líquido, ft/seg.

μ_g = Viscosidad del gas a P y T de funcionamiento, lb/ft*seg.

Como se observa de la ecuación (2), 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.

1.3 PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN DE GAS Y LÍQUIDO.

A continuación se describen, en orden de importancia, los principales factores que afectan la eficiencia de la separación de gas y líquido.

1.3.1 Tamaño de las partículas de líquido.² El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga. También es importante en la determinación de la distancia de paro, cuando la separación es por choque.

La velocidad promedio del gas en la sección de separación secundaria, corresponde a la velocidad de asentamiento de una gota de líquido de cierto diámetro, que se puede considerar como el diámetro base. Teóricamente todas las gotas con diámetro mayor que el base deben ser eliminadas. En realidad lo que sucede es que se separan partículas más pequeñas que el diámetro base, mientras que algunas más grandes en diámetro no se separan. Lo anterior es debido a la turbulencia del flujo, y a que algunas de las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

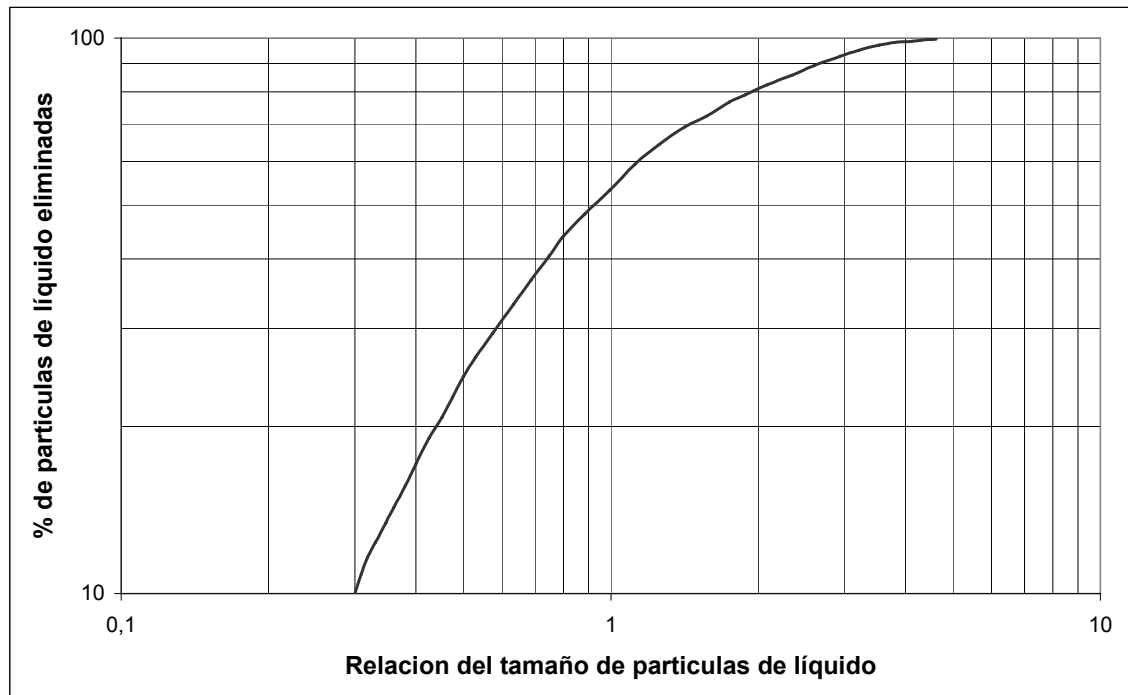
La separación en flujo horizontal también está sujeta a los mismos efectos.

En la figura 6, se muestra el efecto del tamaño de las partículas en la eficiencia de la separación, cuando el extractor de niebla es del tipo de choque o ciclónico. En esta figura se relaciona el tamaño de la partícula con el porcentaje de partículas eliminadas. Se observa que en un proceso de separación se separa, por ejemplo, un 50% de un tamaño X de partículas y que sólo se elimina un 22% de las partículas de tamaño X/2 mientras que se elimina un 90% de partículas de tamaño 3X.

El tamaño de las partículas de líquido que se forman en el flujo de líquido y gas, cuando no hay agitaciones violentas, es lo suficientemente grande para lograr una buena eficiencia con los separadores.

Generalmente se especifica en los equipos de separación que el arrastre no es mayor que 0.1 gal/MMpie³. Una partícula de 10 micras tiene tan poco volumen, que puede haber 720,000 partículas de líquido de este tamaño por cada pie cúbico de gas, sin que se exceda la especificación aludida.

Figura 6. Relación del tamaño de las partículas de líquido vs. Porcentaje de partículas eliminadas.³



Fuente: Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie. M.sc Juan Ángel Gómez, Universidad Nacional Autónoma de México.

De la experiencia de campo, parece que si gotas de más de 100 micrones son removidas en la sección de separación primaria, el eliminador de niebla puede remover las gotas entre 10-100 micrones.

Las ecuaciones de diseño de capacidad de gas se basan en la remoción de gotas de 100 micrones. Pero estas técnicas pueden ser modificadas fácilmente para cualquier tamaño de gotas.

1.3.2 Tiempo de retención El líquido puede mantenerse en el separador por un cierto tiempo para que el gas y líquido alcancen el equilibrio a la presión de trabajo. El tiempo de retención se define como un promedio del tiempo en el que una molécula de líquido es retenida en el separador bajo flujo tapón. En consecuencia el tiempo de retención es el volumen de líquido almacenado dividido por la tasa de flujo líquido.

Para la mayoría de aplicaciones un tiempo de retención entre 30 segundos y 3 minutos es suficiente. Cuando el crudo presenta espumas el tiempo de retención necesario puede ser cuatro veces más grande.

1.3.3 La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador. Estos aspectos están íntimamente ligados en la eficiencia de la separación. Para ilustrarlo se pueden analizar las siguientes situaciones:

Considérese que un separador se instala, para separar un volumen de líquido de 2000 galones por cada millón de pie cúbico de gas.

De este volumen de líquido, 0.5 galones están formados por partículas menores de 10 micras. Si el separador tiene una eficiencia de 80% para separar partículas menores de 10 micras, entonces su eficiencia total será de casi 100%. Sin embargo, si este mismo separador se utiliza en una corriente de gas, donde el contenido de líquido es de 20 galones por millón de pie cúbico, todo formado por partículas menores de 10 micras, la eficiencia total de separación será de 80% y habrá un arrastre de líquido en el flujo de gas de 4 galones por millón de pie cúbico de gas. Así aunque el separador funcionara bien, no sería el adecuado.

De lo anterior se concluye que, en la selección del equipo de separación para un determinado problema, se deben considerar como aspectos importantes, la distribución del tamaño de las partículas y el volumen de líquido que se va a separar.

1.3.4 Velocidad del gas. Generalmente los separadores se diseñan de tal forma que las partículas de líquidos mayores de 100 micras, se deben separar del flujo de gas en la sección de separación secundaria, mientras que las partículas más pequeñas en la sección de extracción de niebla.

Cuando se aumenta la velocidad del gas a través del separador, sobre un cierto valor establecido en su diseño, aunque se incremente el volumen de gas manejado no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria. Con esto se ocasiona que se inunde el extractor de niebla y,

como consecuencia, que haya arrastres repentinos de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.

1.3.5 Presión de separación. Es uno de los factores más importantes en la separación, desde el punto de vista de la recuperación de líquidos. Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular.

En ocasiones al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Sin embargo, es necesario considerar el valor económico del incremento de volumen de líquidos, contra la compresión extra que puede necesitarse para transportar el gas.

La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión, aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.

1.3.6 Temperatura de separación.² En cuanto a la recuperación de líquidos, la temperatura de separación interviene de la siguiente forma: a medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

Una gráfica de temperatura de separación contra recuperación de líquidos, se muestra en la figura 7, se observa que a una temperatura de separación de 0 °F, la recuperación de líquidos en el separador es de aproximadamente 5000 galones por millón de pie cúbico de gas, mientras que el volumen de líquidos que se recupera en el tanque de almacenamiento es del orden de 2000 galones por millón de pie cúbico.

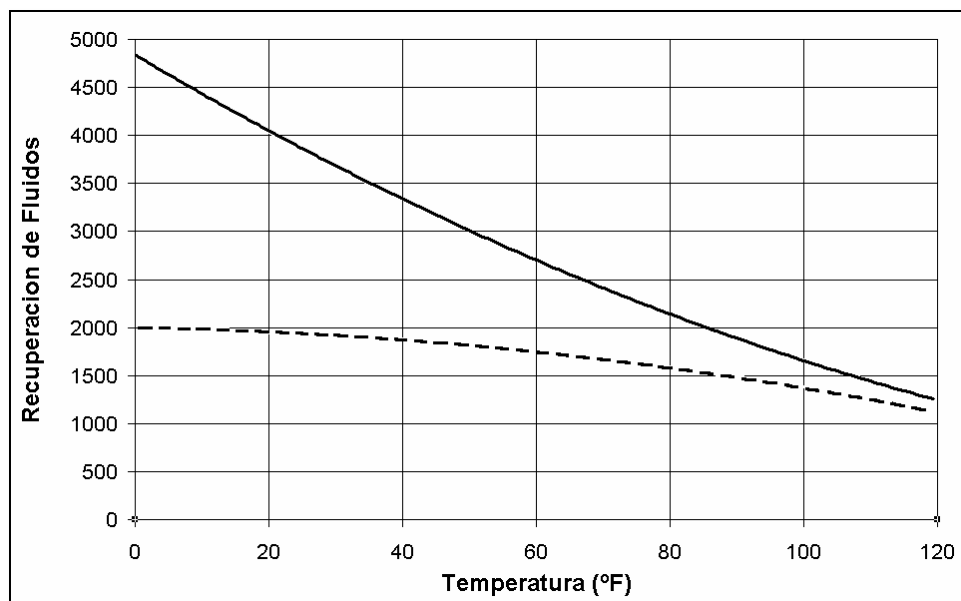
Así pues, es necesario considerar que aunque se tiene la máxima recuperación de líquidos en el separador a 0 °F, de los 5000 galones por millón de pie cúbico se evaporan en el tanque de almacenamiento 3000. Este vapor generalmente se libera a la atmósfera, por lo que se ocasionan grandes pérdidas.

Otros aspectos que hay que considerar para utilizar baja temperatura de separación, son los siguientes:

a) La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.

b) Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos. En consecuencia, para obtener la temperatura óptima de separación, desde el punto de vista de recuperación de líquidos es necesario considerar todos los aspectos mencionados.

Figura 7. Gráfica de temperatura de separación vs. Recuperación de líquidos $P_f = 400$ psia.



Fuente: Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie. M.sc Juan Ángel Gómez, Universidad Nacional Autónoma de México.

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades. El efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución de capacidad en la separación de gas.

1.3.7 Densidades del líquido y del gas. Las densidades del líquido y el gas, afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

1.3.8 Viscosidad del gas. El efecto de la viscosidad del gas en la separación, se puede observar de las fórmulas para determinar la velocidad del asentamiento de las partículas de líquido. La viscosidad del gas se utiliza en el parámetro NRE, con el cual se determina el valor del coeficiente de arrastre. De la ley de Stokes, utilizada para determinar la velocidad de asentamiento de partículas de cierto diámetro, se deduce que a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SEPARADORES.

Los separadores constan de las siguientes secciones.

1.4.1 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; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. En esta sección se remueve la mayor parte del líquido de la corriente de entrada. Las partículas de gas más grandes se eliminan para minimizar las turbulencias de los gases y la recombinación de las partículas en el líquido. La fuerza centrífuga, creada tanto por el deflector de entrada como por el entubado interno, facilita el cambio de dirección de flujo y la reducción de la velocidad de la corriente del líquido.

1.4.2 Sección de separación secundaria. En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Luego que se ha reducido la velocidad del líquido, la gravedad tiende a separar del gas las gotas más grandes de líquido en la sección de separación secundaria. La eficiencia de esta sección depende del gas las propiedades del líquido, el tamaño de las partículas y el grado de turbulencia. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aun más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

1.4.3 Sección de extracción de niebla. En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas mas pequeñas de liquido 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. Los diferentes tipos de extractores de niebla serán mencionados con más detalle en el capítulo tres en la sección de dispositivos internos.

1.4.4 Sección de almacenamiento de líquidos. En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador. Aparte de las 4 secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de presión adecuados.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido en pozos de bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo es recomendable que el separador se diseñe de una forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

En el capítulo siguiente se presenta una gráfica donde se representan cada una de las secciones del separador, figuras 8a, 8b y 8c.

2. TIPO DE SEPARADORES

2.1 SEPARADORES BIFÁSICOS

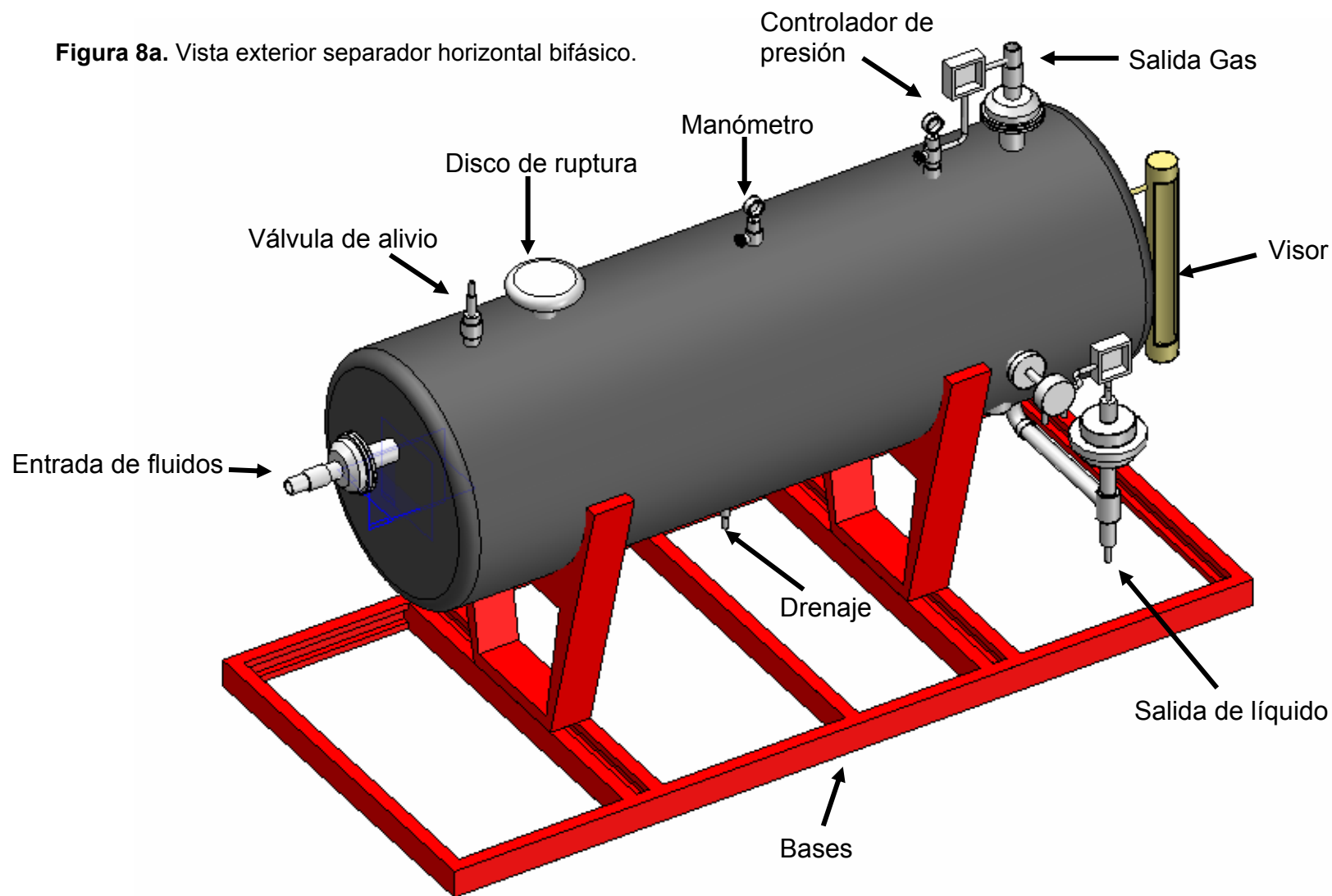
Como su nombre lo indica estos separadores se utilizan para remover dos fases, es decir para separar el líquido de una corriente de gas o viceversa, estos se pueden clasificar por su forma de la manera siguiente:

- Separadores horizontales.
- Separadores verticales.
- Separadores esféricos.
- Separadores centrífugos.

2.1.1 Separadores horizontales. En estos separadores (figuras 8a, 8b, 8c), el chorro de fluido entra y choca con el desviador de entrada causando un cambio brusco en la dirección lo que ocasiona un cambio en el momento y una separación inicial de líquido, que se dirige hacia el fondo y el vapor hacia la cima. Los gases y el rocío del fluido suben para pasar por los laminarizadores. En los laminarizadores, las gotas del líquido se van acumulando hasta que eventualmente caen a la sección de acumulación de líquidos. Estos también sirven para bajar la turbulencia presente en el gas que a pasado. La sección de almacenamiento de líquido permite dar el tiempo de retención requerido para facilitar la salida del gas en solución y su desplazamiento al espacio de vapor.

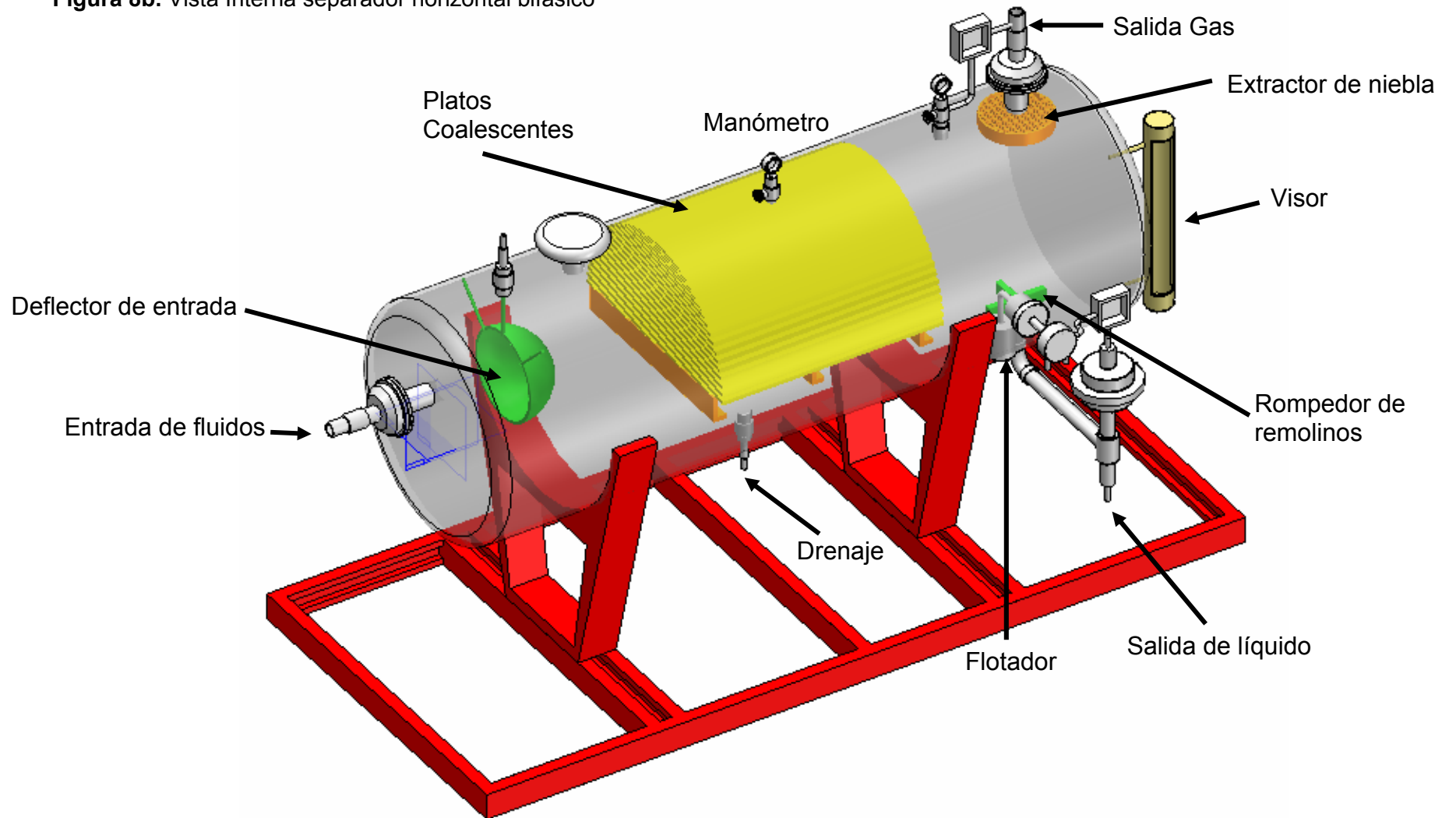
Placas horizontales separan la sección acumuladora de líquido y la sección de separación de gas para asegurar la remoción rápida del gas disuelto; si es necesario se instalan rompe-remolinos para evitar que el gas ya separado se mezcle de nuevo con el líquido. El líquido sale del separador a través de la válvula de vaciar líquido, la cual es regulada por el controlador de nivel, que al notar cambios en el nivel de líquido envía una señal a la válvula para cerrar o abrir la salida de líquido.

Figura 8a. Vista exterior separador horizontal bifásico.



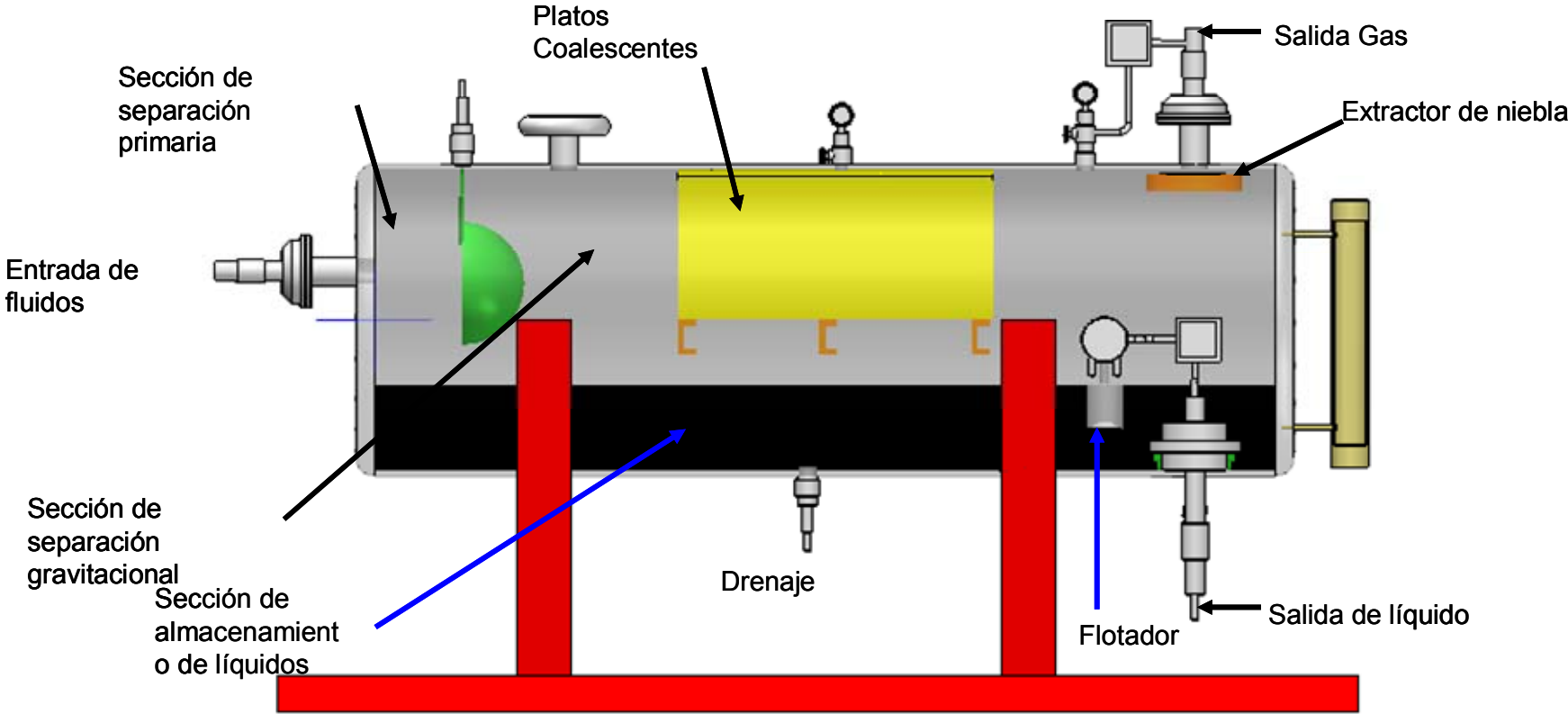
Fuente: Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

Figura 8b. Vista Interna separador horizontal bifásico



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

Figura 8c. Vista Lateral separador horizontal bifásico



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

Como hay partículas pequeñas (mayores a 10 micras) que no pudieron removerse en la sección gravitatoria es necesario poner un extractor de niebla para removerlas. En la salida del gas un controlador abre o cierra la válvula de control de presión para mantener la presión deseada en el separador.

Los separadores horizontales de dos fases son utilizados cuando el fluido contiene un alto volumen de gas. Pues la posición horizontal aumenta el área de superficie del líquido, lo cual trae como resultado una mayor eficiencia en la separación de gases.

La sección de separación primaria de éste separador horizontal está ubicada cerca de la entrada. Tanto en la sección de separación secundaria como la sección de extracción de niebla están ubicadas en la parte superior del tubo, y al igual que otros separadores, los líquidos se acumulan en la parte inferior del tanque.

El líquido acumulado en la parte inferior del tanque es separado del flujo de gas por las láminas divisorias. Los sólidos que se acumulan son periódicamente removidos con chorros de agua a presión por el orificio de drenaje. Cuando el nivel del líquido aumenta hasta alcanzar un nivel específico, el controlador del nivel de líquido abre la válvula que lo retiene, permitiendo que éste salga por el orificio de salida.

Estos separadores normalmente se operan con la mitad de su volumen lleno de líquido para maximizar el área de la interfase gas- líquido.¹

Ventajas:

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- Son más económicos que los verticales.
- Son más fáciles de instalar que los verticales.
- Más fácil de aislar para operaciones en clima frío
- El líquido permanece más caliente disminuyendo la congelación y deposición de parafinas.
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interfase 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.

2.1.2 Separadores Verticales. Las Figuras 9a, 9b y 9c muestran un separador vertical de dos fases. La entrada de fluido al separador está situada a un lado. Como en el separador horizontal el desviador de entrada da una gran separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección del líquido del separador y sale de éste. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran a la sección de vapor. El controlador de nivel y la válvula de vaciar el líquido operan de la misma manera que en el separador horizontal.

El gas fluye por el desviador de entrada hacia la salida del gas. En la sección gravitatoria las gotas de líquido caen en dirección contraria al flujo de gas. El gas pasa a través de la sección de extracción de niebla antes de salir del separador. Presión y nivel se mantienen como en el separador horizontal.

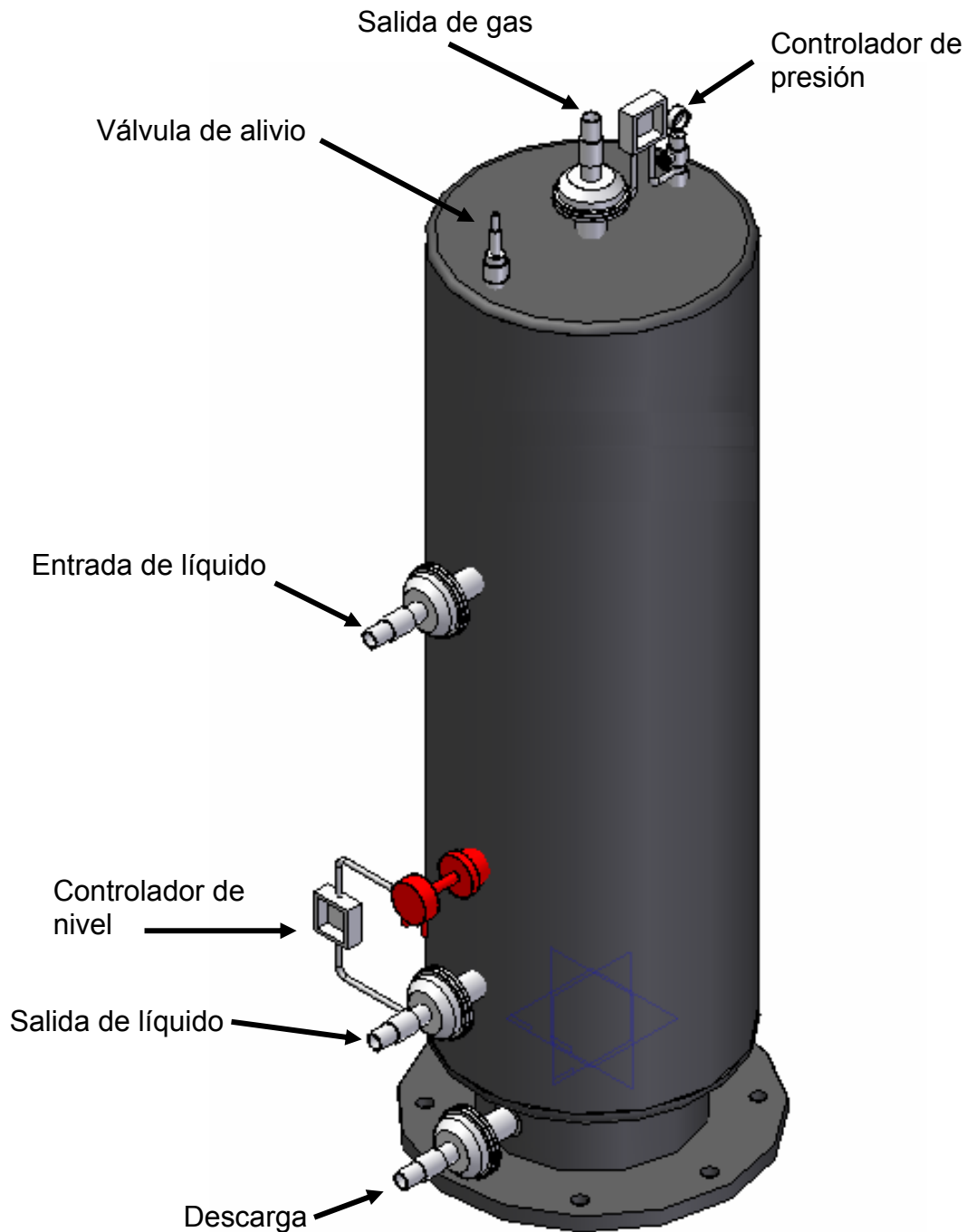
Son utilizados cuando la producción de arena y sedimento en la corriente del pozo es alta. El líquido en la sección acumuladora se lleva al centro de la tapa de fondo dirigiendo de esta manera los sólidos, los cuales se sacan por un drenaje ubicado en este sitio; por esto su limpieza es más sencilla. Como una alternativa, en los separadores horizontales podemos colocar drenajes para sacar sólidos periódicamente, mientras la salida del líquido en el separador está a un nivel más alto. Es necesario colocar varios drenajes a lo largo de toda la longitud del separador.

El control de nivel de líquido no es tan crítico como en el separador horizontal, debido a que el flotador o mecanismo de control de nivel tiene mayor espacio vertical que le permite un mejor desplazamiento enviando más fácilmente la señal a la válvula de vaciar.¹

En un separador horizontal su geometría no permite colocar la salida de líquido a un nivel muy alto, mientras que en el vertical la salida de líquido puede colocarse a una mayor altura permitiendo que el controlador de nivel y la válvula de salida influyan para dar un mayor movimiento de líquido. Además el movimiento en separadores

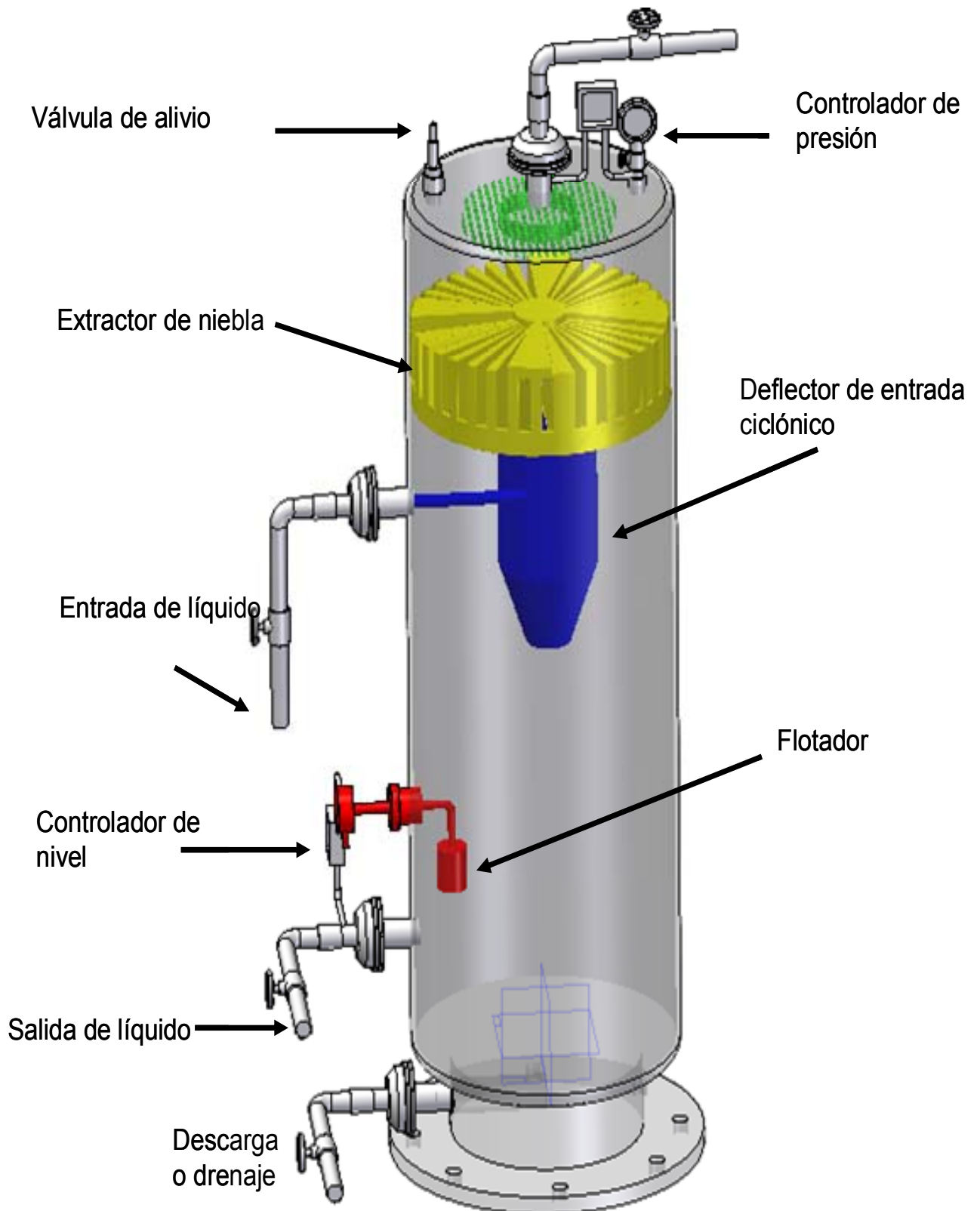
horizontales puede crear ondas internas que en cualquier momento activan un mecanismo de salida.

Figura 9a. Vista exterior separador vertical bifásico.



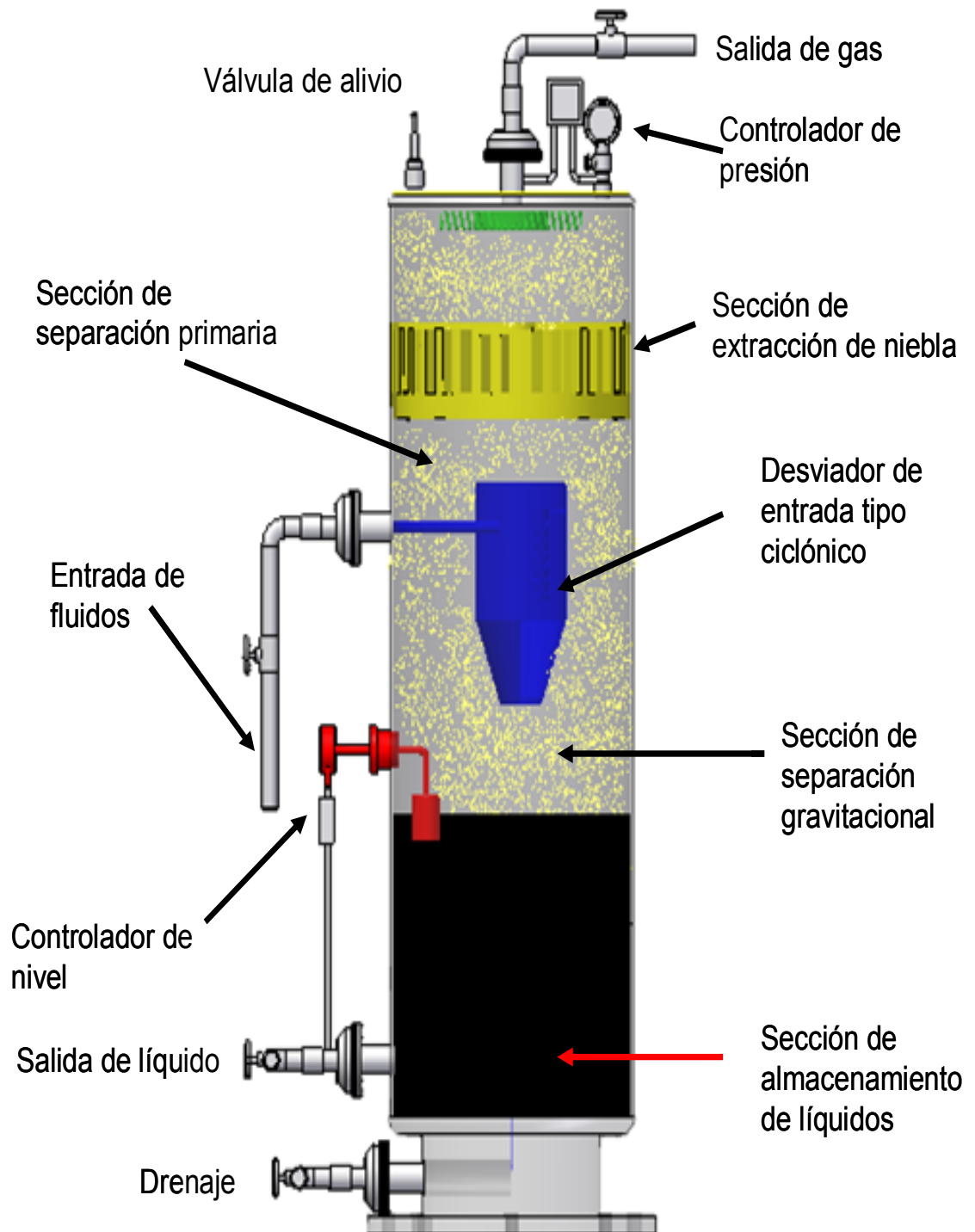
Fuente: Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

Figura 9b. Vista interior separador vertical bifásico.



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

Figura 9c. Vista lateral separador vertical bifásico perfil.



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

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.
- Un separador vertical ocupa menos espacio en el piso, siendo esto importante en plataformas costa fuera debido a un poco espacio disponible, aunque no sea tan importante en localizaciones terrestres.

Desventajas:

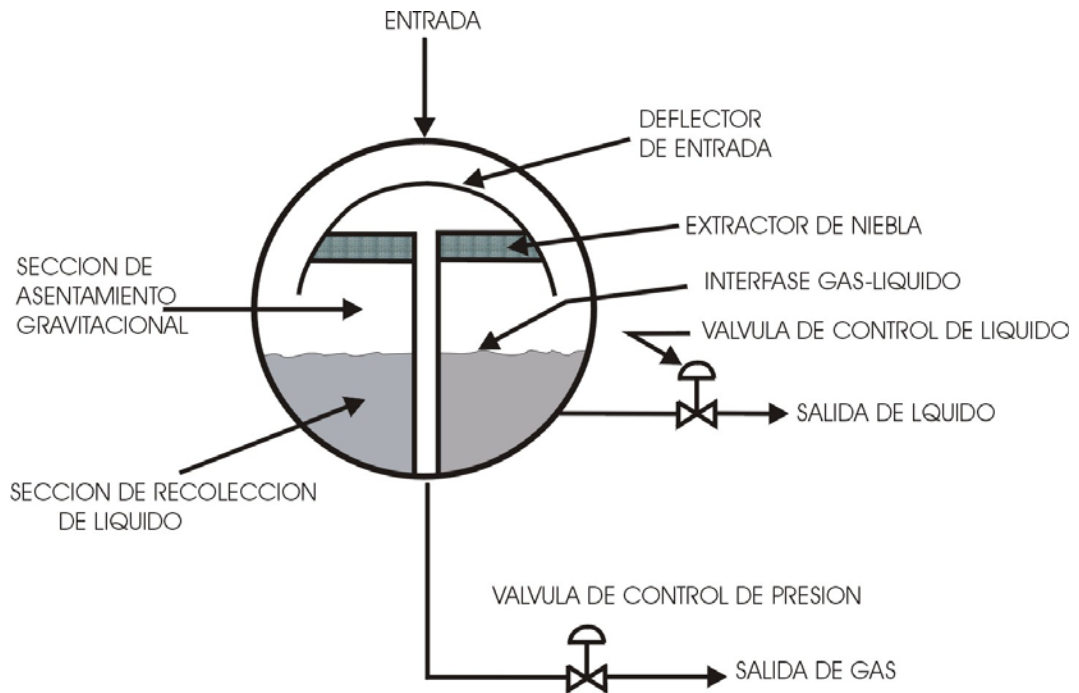
- Son más costosos que los horizontales.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

2.1.3 Otras Configuraciones

2.1.3.1 Separadores Esféricos. Un separador esférico típico es mostrado en la figura 10. en este se encuentran las mismas cuatro secciones de los separadores anteriores. Este tipo de separador es muy eficiente en la separación de gas y manejo de líquidos en un área limitada. Sin embargo, cuando la corriente proveniente de los pozos contiene mucha arena, barro, componentes espumosos o se dan aumentos inesperados en el flujo, el uso de este tipo de separador no es eficiente.

Estos separadores son eficientes para manejos de presión y exhiben dificultades en la fabricación. Ellos no son usualmente usados en las facilidades de superficie, por esta razón no serán discutidos a fondo.

Figura 10. Separador esférico.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

2.1.3.2 De dos barriles¹ El separador horizontal de dos tubos tiene un tubo superior y uno inferior los cuales están conectados por tuberías conocidas como tubos descendentes. El tubo superior contiene la separación del gas. El tubo inferior contiene la sección de acumulación de líquidos.

Este separador provee una mayor separación que el separador con un solo tubo cuando la corriente proveniente de los pozos contiene grandes burbujas de gas, o se dé un aumento inesperado del fluido en la corriente.

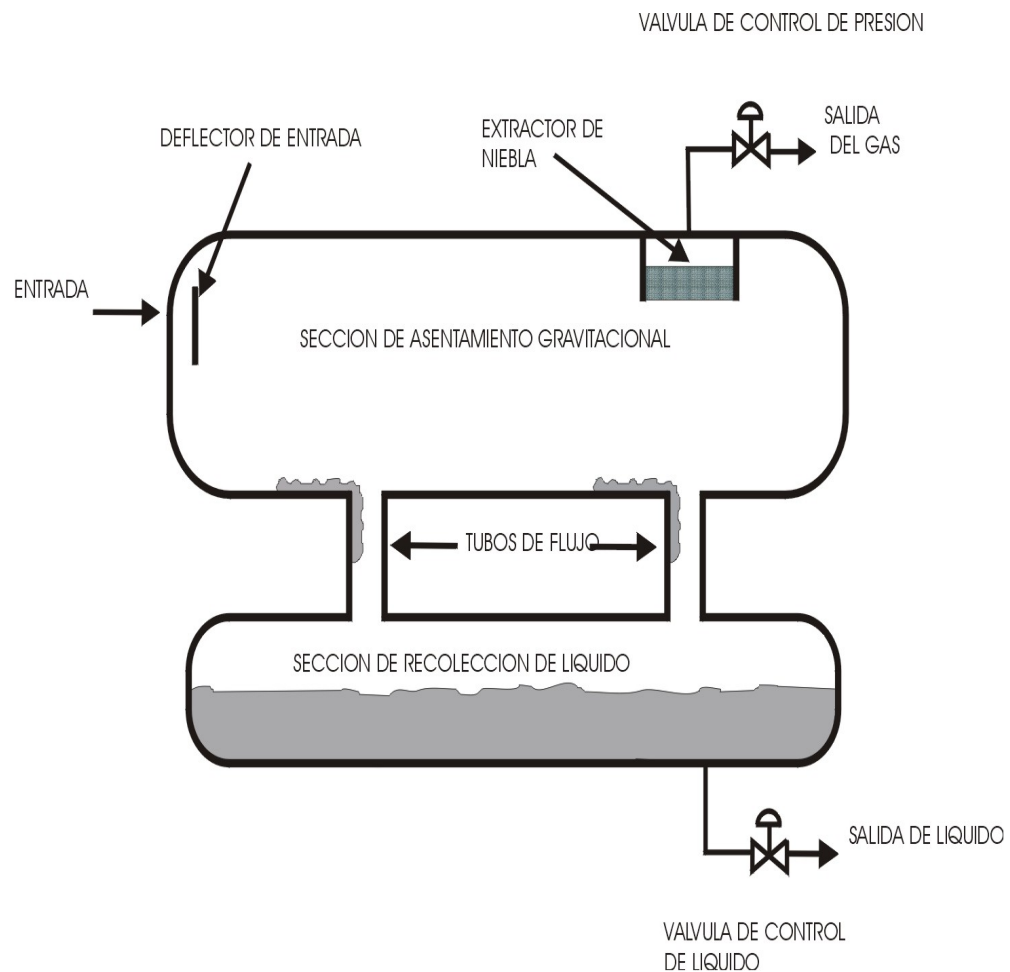
Este tipo de separación minimiza el riesgo de que tanto el gas como el líquido se combinen nuevamente.

La entrada del separador, al igual que los deflectores, los laminarizadores, y el extractor se encuentran en la sección de separación localizada en el tubo superior. Arriba de éste, se podrá ver la válvula de escape o el disco de ruptura.

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.

Figura 11. Separador de dos barriles.

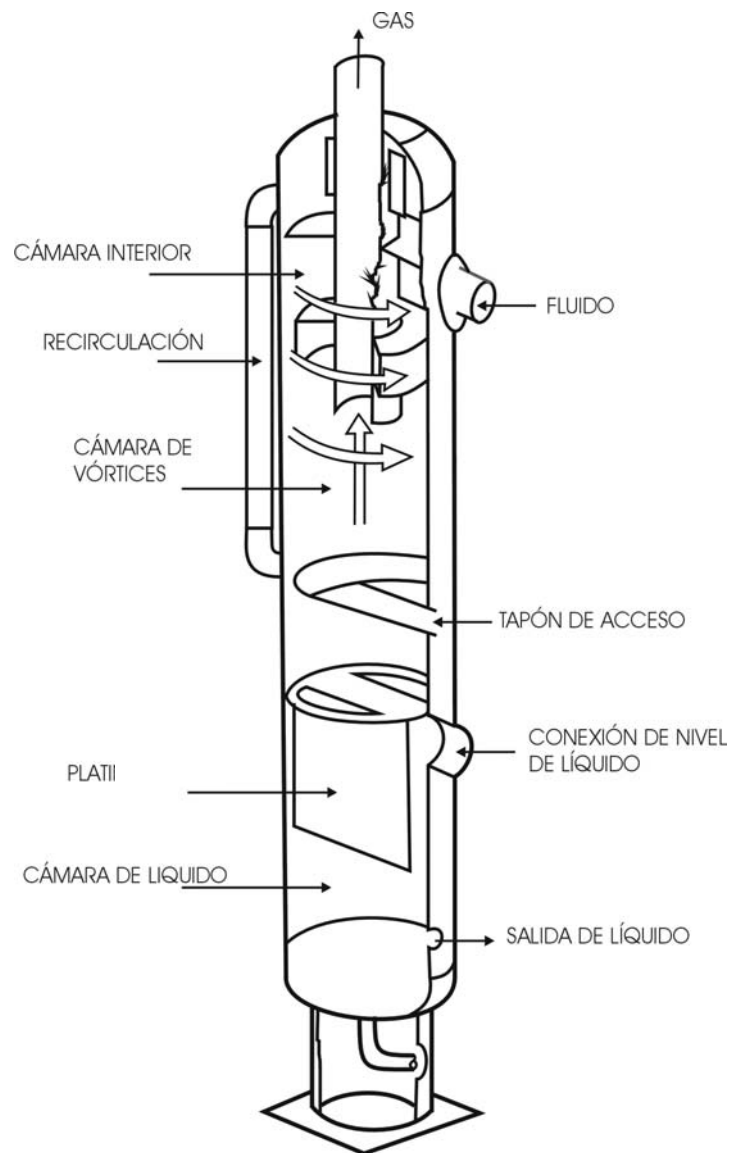


Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

2.1.3.3 Separadores centrífugos. Separadores centrífugos o ciclónicos son diseñados para trabajar por fuerza centrífuga, estos dan resultados satisfactorios para grandes corrientes de gas, estos no son comúnmente usados en operaciones de

producción debido a que su diseño es muy sensible a cambios en la tasa de flujo, y requiere una mayor presión de operación que los anteriores separadores mencionados.

Figura 12. Separador centrífugo.



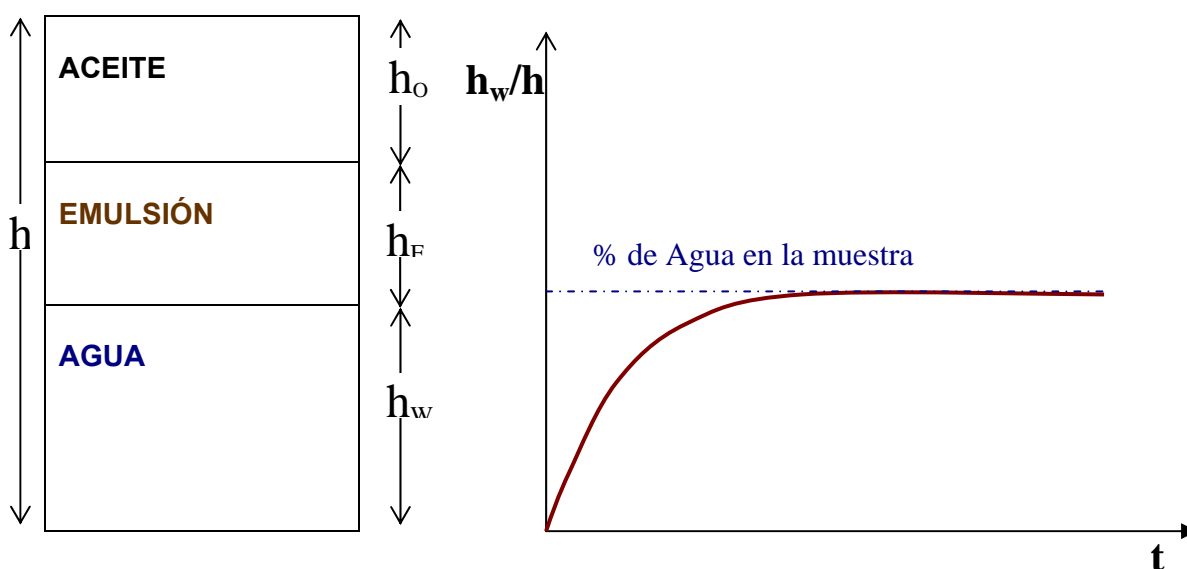
Fuente: Manual P-11. Separators, Petroleum Learning Programs LTD.

2.2 SEPARADORES TRIFÁSICOS

En casi todas las operaciones de producción la corriente de fluidos proveniente del pozo consiste de tres fases: aceite, agua y gas. Generalmente el agua producida con el aceite existe en parte como agua libre y en parte como agua en emulsión con el aceite, en los casos en los que la relación agua-aceite (GOR, por sus siglas en inglés) es muy alto es más factible encontrar emulsiones de aceite en agua, es decir emulsiones inversas, que emulsiones de agua en aceite. Junto con el agua y el aceite, el gas siempre estará presente y por lo tanto debe ser separado de líquido. El volumen del gas presente dependerá en gran medida de las condiciones de producción y separación.

Al dejarse en reposo durante un lapso de tiempo la mezcla formada entre el aceite y el agua permite que una cantidad considerable de agua se asiente en el fondo de un recipiente; la cantidad de agua que se precipita sigue la curva mostrada en la figura 13, el crecimiento inicial de la columna de agua es rápido y va disminuyendo con el tiempo, Después de un período de 3 a 30 minutos, el cambio en la altura del agua permanece prácticamente constante. La fracción de agua obtenida por efecto de la separación gravitacional se llama agua libre. Es recomendable separar el agua libre contenida antes de iniciar el tratamiento del aceite remanente de las capas emulsionadas.

Figura 13. Asentamiento del agua libre Vs. Tiempo



Fuente: Surface Production Operation. Kenn Arnold y Maurice Stuart.

Las vasijas presurizadas diseñadas para separar o remover el agua libre de una mezcla de crudo y agua son llamadas separadores trifásicos o “Free Water Knockout tanks” y se usan para separar o remover cualquier cantidad de agua libre que se pueda presentar. El término separador de tres fases es utilizado cuando se espera separar una gran cantidad de gas del líquido, en este caso las dimensiones de la vasija están determinadas por las ecuaciones de la capacidad de gas que se discutirán en el siguiente capítulo. La expresión “Free Water Knockout” o FWKO es empleada cuando la cantidad de gas a remover es muy pequeña en comparación con la cantidad de agua y crudo, en este caso las dimensiones de la vasija están determinadas por las ecuaciones de separación de agua-crudo.

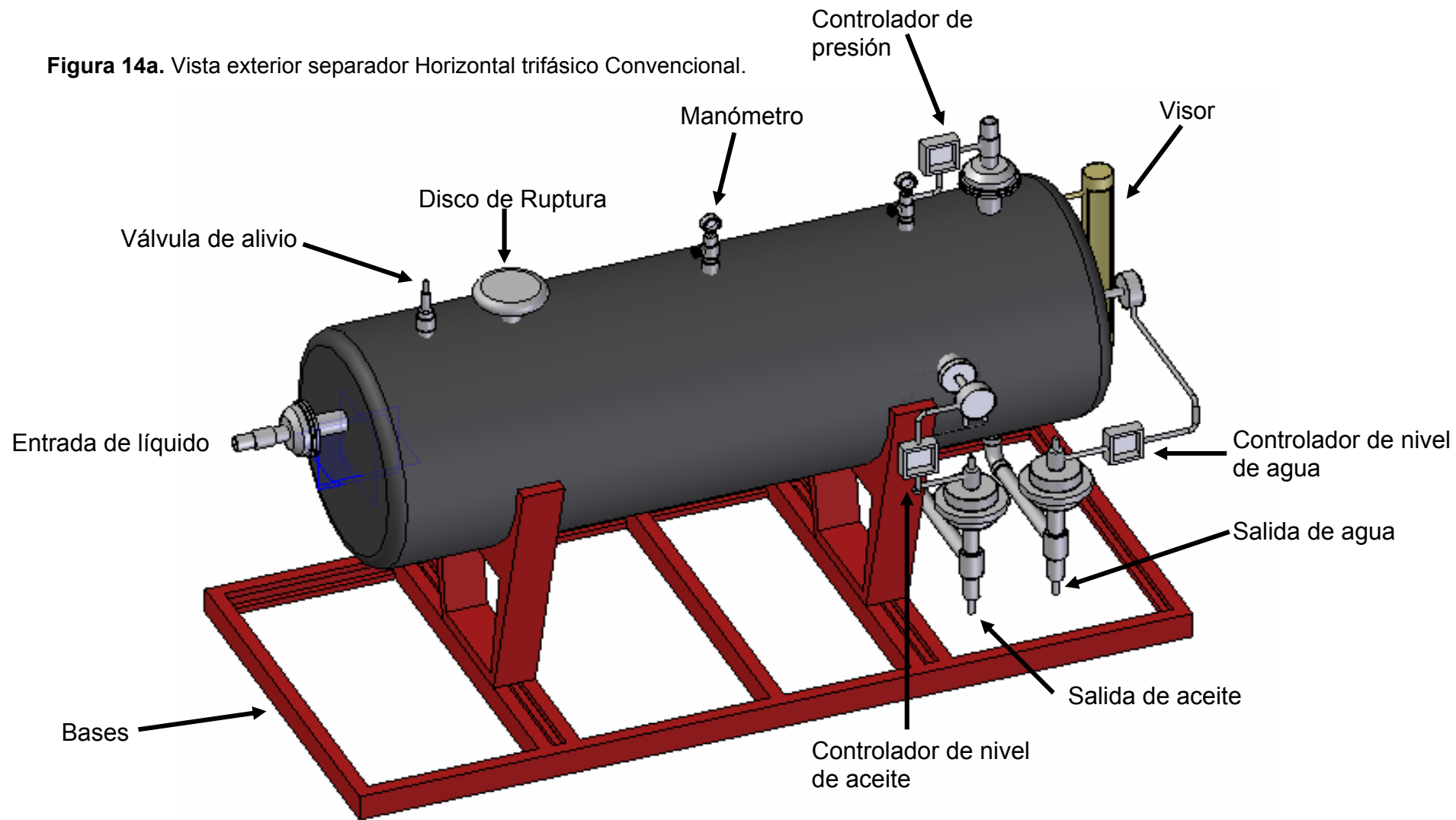
2.2.1 Separadores Horizontales. Los separadores de tres fases son tanto horizontales como verticales, la selección de uno u otro va a depender de variables tales como condiciones de operación (caudales, presión, temperatura, etc.), regímenes de flujo, entre otros. Normalmente un separador horizontal (convencional o alterno) es utilizado cuando se manejan grandes caudales de flujo. En caso de presentarse flujo por baches se recomienda disminuir el tiempo de retención e incrementar el nivel de líquido.

2.2.1.2 Separador Horizontal Convencional Las figuras 14a, 14b y 14c son un esquema típico de un separador horizontal convencional. A diferencia de los separadores bifásicos este tipo de separadores (sean verticales u horizontales) manejan en su sección de líquido dos líquidos inmiscibles, por esta razón se diseña de forma tal que pueda separar los dos fluidos, que pueda controlar el nivel de estos en el compartimiento y con salidas separadas para el agua y el aceite.

La secuencia del proceso en un separador trifásico convencional horizontal es la siguiente:

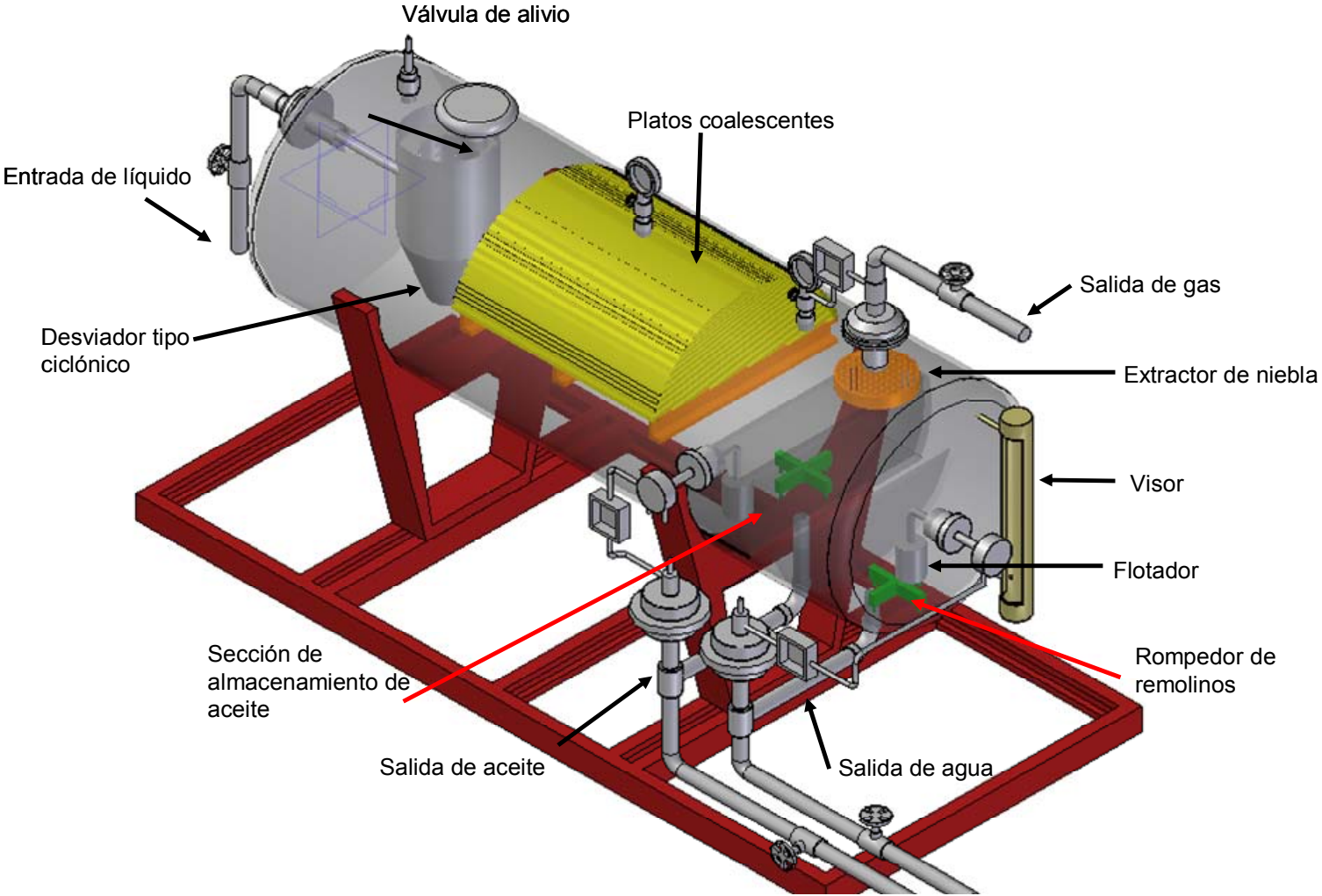
- El caudal proveniente del pozo productor entra al recipiente y choca con el desviador de flujo, donde se produce la separación primaria gas-líquido. El desviador de flujo tiene un arreglo especial (downcomer o bajante) que es un tubo a contracorriente que lleva el líquido separado por debajo de la interfase aceite-agua, esto ocasiona que la mezcla entrante de agua-aceite se mezcle con la fase continua de agua en el

Figura 14a. Vista exterior separador Horizontal trifásico Convencional.



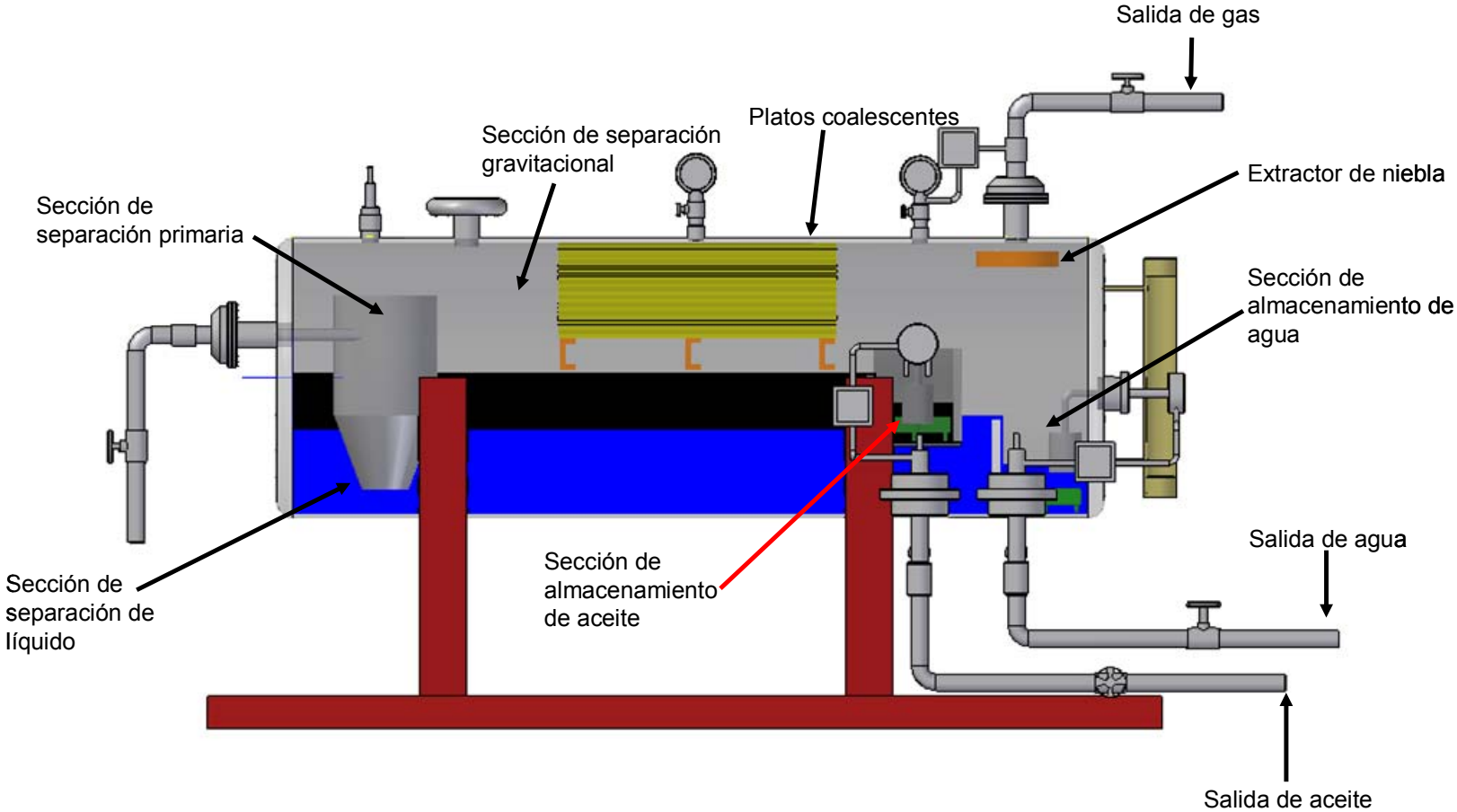
Fuente: Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

Figura 14b. Vista interior separador Horizontal trifásico Convencional.



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

Figura 14c. Vista lateral separador Horizontal trifásico Convencional.



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

fondo del separador y que ascienda a través de la interfase agua-aceite. Este proceso llamado “lavado del agua” (water-washing) promueve la coalescencia de las gotas de agua que están contenidas en la fase continua del aceite. El desviador de flujo asegura que las pequeñas gotas de gas no sean arrastradas con el líquido y el lavado del agua asegura que el líquido no va a caer en el tope de la interfase gas-aceite o aceite-agua, mezclando el líquido contenido en el separador haciendo más difícil el control de la interfase agua-aceite.

- El líquido pasa a la sección de acumulación de líquido del recipiente, aquí debe tener suficiente tiempo de residencia para que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite, h_o . El aceite limpio se localiza en la parte superior, mientras que el agua libre se precipita al fondo del recipiente. En esta sección se localiza una compuerta que mantiene el nivel de líquido del recipiente, mientras que el nivel de agua es mantenido por el control de nivel tipo interfase y por la válvula de descarga de agua.
- El aceite limpio se recolecta en la cámara de aceite, donde su nivel se mantiene mediante un control de nivel mecánico convencional y la válvula de descarga de aceite.
- El controlador del nivel de la interfase aceite-agua funciona mediante un sensor que infiere el peso de la interfase, el sensor envía una señal a la válvula de descarga de agua, permitiendo la salida adecuada de agua, de tal forma que la interfase agua-aceite o colchón de aceite, h_o , se mantenga a la altura de diseño.
- El gas fluye horizontalmente hasta el extractor de niebla y la válvula de control de presión mantiene constante la presión del separador.
- Las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas se precipitan en forma perpendicular a la dirección del caudal de gas.
- El nivel de interfase gas-aceite puede variar desde la mitad del diámetro (50%) hasta el 75% del diámetro del recipiente, dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido. La configuración más utilizada es la del 50%.

Los controles de interfase instalados en este tipo de separadores son aplicables generalmente a crudo livianos o semi-livianos, donde no se presentan problemas de emulsión o de parafina, ya que estos problemas interfieren en la definición de la interfase agua-aceite. Además este tipo de controladores tienen la ventaja de ajustarse fácilmente a las variaciones inesperadas de gravedades específicas o a las tasas de fluido.

2.2.1.3 Separador Horizontal de Configuración Alternativa La configuración alterna “compuerta-cámara de aceite”, elimina la necesidad de usar el control de nivel de tipo interfase líquida, siendo este el fundamento de este tipo de separador alternativo. En este caso, tanto el aceite como el agua fluyen sobre sus correspondientes compuertas y se acumulan en sus respectivas cámaras. El nivel de aceite y el del agua se controlan mediante sus respectivos niveles tipo flotador, que operan las válvulas de descarga en cada cámara. La altura de la compuerta de aceite controla el nivel de líquido del separador.

- La diferencia de altura entre las compuertas de aceite y agua, delta de h (Δh) controla el espesor del colchón de aceite, h_o , con base en la diferencia de gravedades específicas del agua y el aceite. Se aplica la ecuación (3) para calcular el delta de h (diferencia de altura que debe existir entre las dos compuertas), que permita la formación de un colchón de aceite, h_o , adecuado para obtener una óptima separación agua-aceite. Si Δh no es lo suficientemente grande y la diferencia de gravedades específicas no es la esperada el colchón de aceite podría crecer en espesor hasta el punto en el que pasaría por debajo del cubo de aceite y se mezclaría con el agua nuevamente.

Normalmente una de las compuertas es ajustable para permitir variaciones en las gravedades específicas o en los caudales de flujo.

$$\Delta h = h_o \left[1 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right] \quad (3)$$

Donde:

Δh = Distancia por debajo de la compuerta de aceite, in.

h_o = Altura del colchón de aceite, in.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

ρ_w = Densidad del agua, lb/ft³.

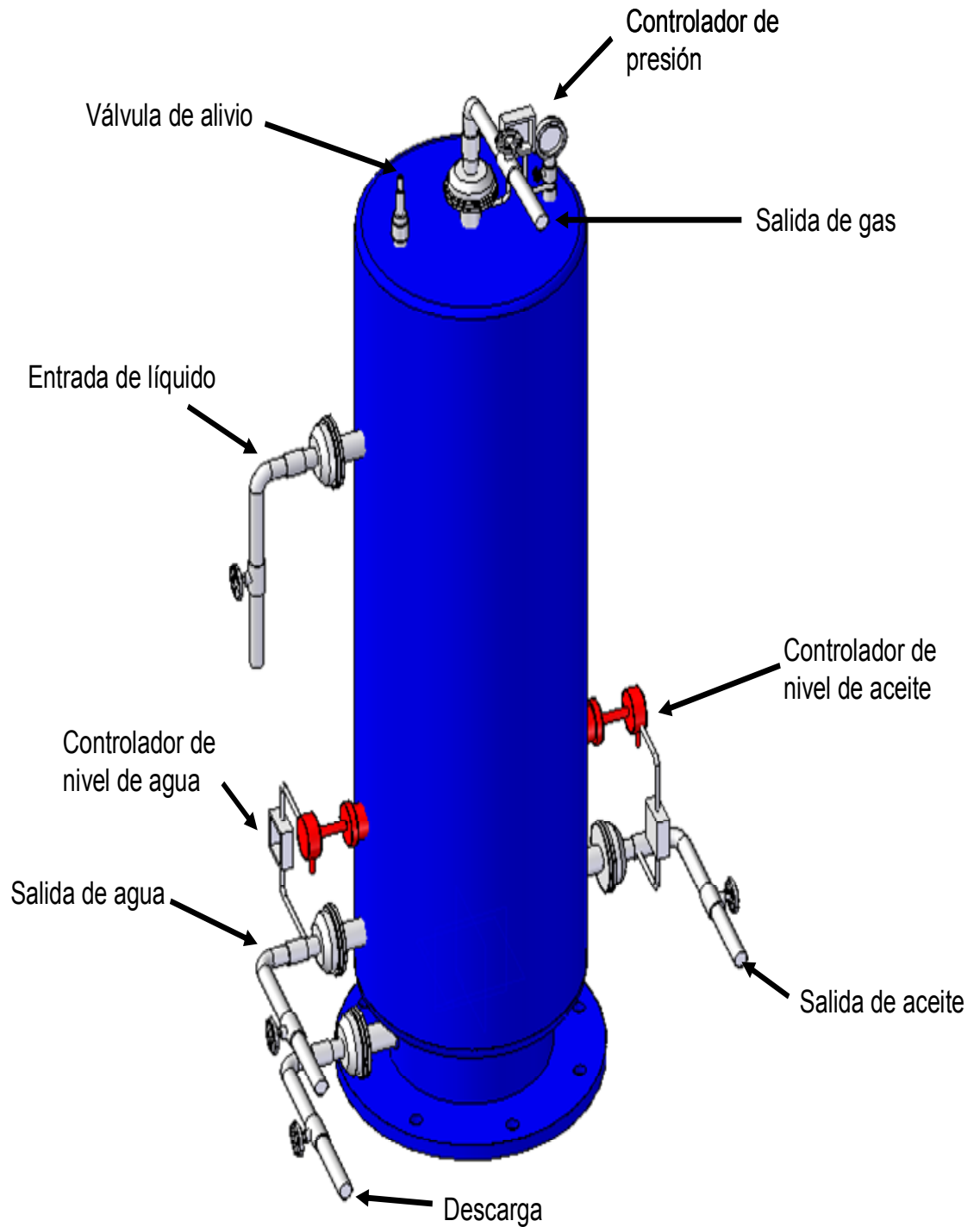
Esta ecuación no tiene en cuenta la altura del aceite y del agua que fluyen por encima de la compuerta y tan solo presenta una idea de los niveles cuando no existe flujo. Un influjo considerable de aceite provocaría que el grosor del colchón de aceite se incremente, en este caso la cámara de aceite debe estar lo suficientemente abajo para que el aceite no fluya por debajo de esta. De la misma forma un alto caudal de agua ocasionaría que el flujo por encima de la compuerta de agua se incremente, produciendo un influjo de aceite por encima de la compuerta de este hasta que un h_w es establecido. Este efecto dinámico puede ser minimizado haciendo que las compuertas estén eficazmente separadas.

Los separadores trifásicos horizontales de configuración alterna se utilizan generalmente para crudos pesados donde se dificulta la separación agua-aceite, y donde la interfase agua-aceite no se forma fácilmente. En estas condiciones no es factible utilizar el control de nivel tipo interfase, por lo que se debe acudir a este tipo de separador.

También se utiliza para crudos donde se presentan problemas de emulsión o de parafina, que afectan la operación del control de tipo interfase debido a que la interfase agua-aceite no se forma fácilmente y el control de tipo interfase no funciona bajo estas condiciones.

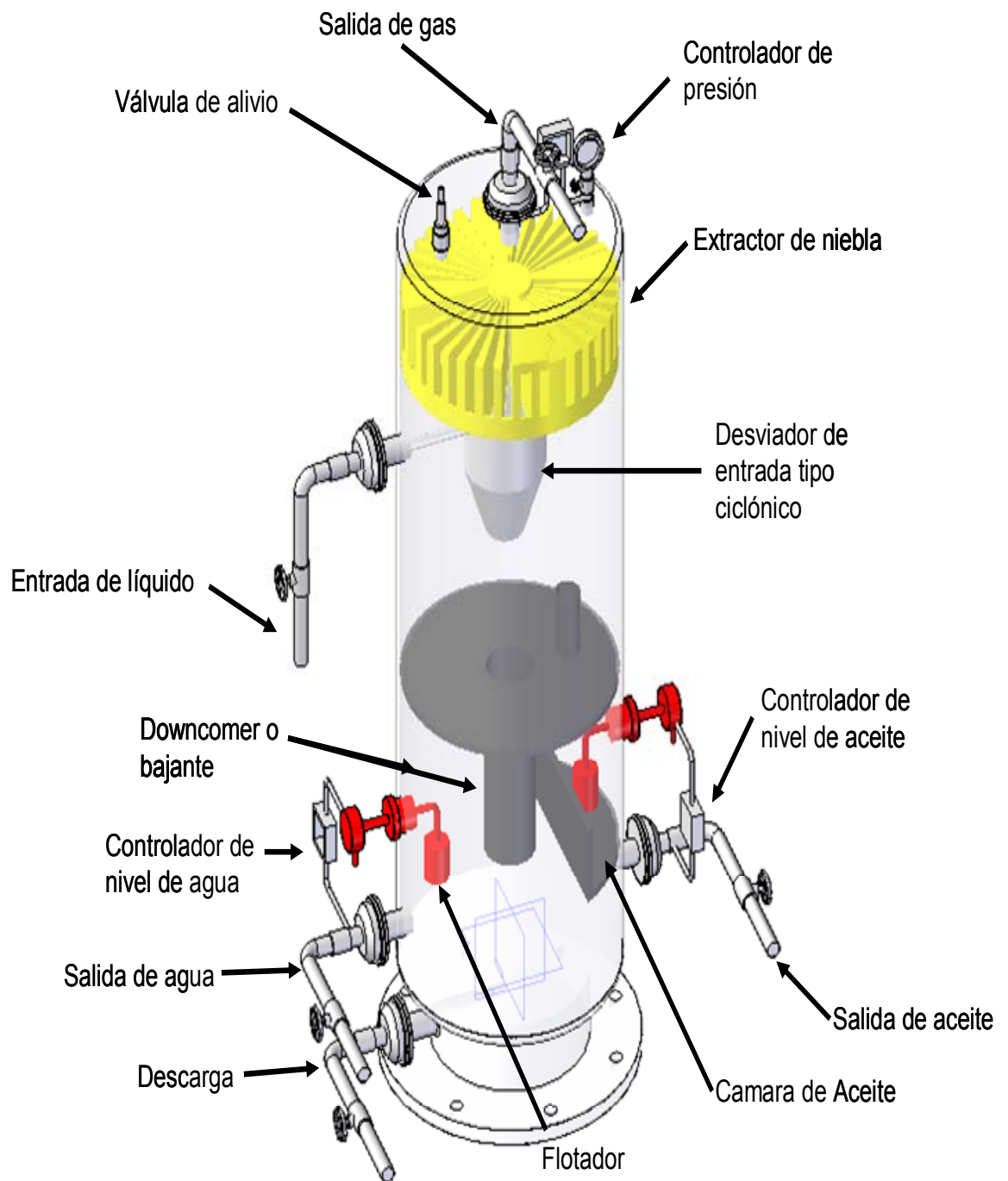
2.2.2 Separador Vertical. Usualmente se opta por un separador vertical cuando la relación gas líquido es muy alta o el volumen total de gas es muy bajo. En este tipo de separadores la capacidad para manejar baches de líquido se puede mejorar aumentando la altura de la vasija. Las figuras 15a, 15b y 15c muestran la configuración típica de un separador trifásico vertical.

Figura 15a. Vista exterior separador trifásico vertical.



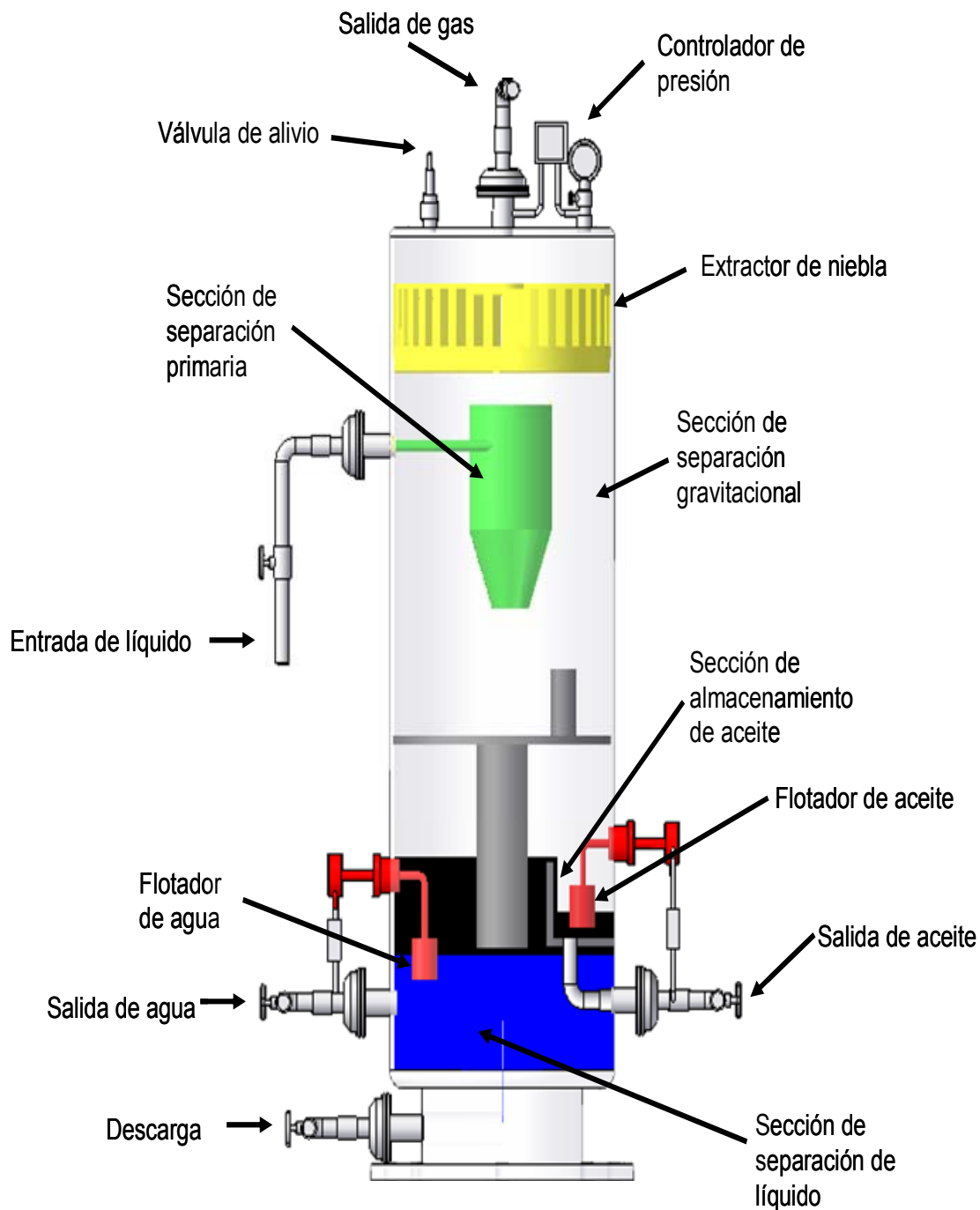
Fuente: Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

Figura 15b. Vista interior separador trifásico vertical.



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

Figura 15c. Vista lateral separador trifásico vertical.



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

La secuencia del proceso en este separador es la siguiente:

- Como en el separador bifásico el flujo entra al recipiente por la parte lateral superior y choca con el desviador de flujo donde se efectúa la separación primaria líquido-gas. Un downcomer (bajante) es requerido para llevar el líquido a través de la interfase aceite-agua para no interrumpir la separación agua-aceite.
- Se requiere una chimenea para igualar la presión del gas entre la sección inferior y la sección de gas.
- El distribuidor de caudal ubicado al final del tubo bajante llega hasta un poco por debajo de la interfase aceite-agua. Desde este punto el aceite libera el agua libre contenida dentro de él, fluyendo en contracorriente al aceite; de igual forma las gotas de aceite arrastradas al fondo del separador por el agua ascienden en dirección contraria al agua.
- Cuando se espera producción de arena es aconsejable instalar un fondo cónico, cuyo ángulo debe estar entre 45° y 60° , pues la arena producida tiene tendencia a pegarse al acero a 45° . El cono que se instala puede ser parte integral del separador, es decir, estar sometido a la presión de operación del separador, o por razones estructurales estar instalado al interior del separador; en este caso se debe instalar una línea reguladora de gas para asegurar que el gas que se concentre en el cono se encuentra equilibrado en presión con la zona de gas.

Existen tres métodos de control utilizados frecuentemente en separadores verticales trifásicos (figura 16):

- **Primer método:** Es un método estrictamente regido por controles de nivel. El flotador desplazante controla la interfase gas-aceite y regula la válvula de descarga de aceite. Adicionalmente, utiliza un control de nivel de interfase para regular la interfase aceite-agua y controlar la válvula de descarga de agua. Debido a que no tiene baffles o compuertas internas, este sistema es fácil de construir y apto para un buen manejo de

arena y sólidos producidos, además los volúmenes de retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.

Una desventaja de este método es que 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.

- **Segundo método:** Este método utiliza un control de nivel de interfase y una cámara de aceite. La cámara controla la interfase gas-aceite a una posición constante de nivel y se obtiene una mejor separación de agua-aceite, ya que permite que el aceite ascienda y se aloje en la cámara de aceite, de donde se descarga completamente libre de agua.

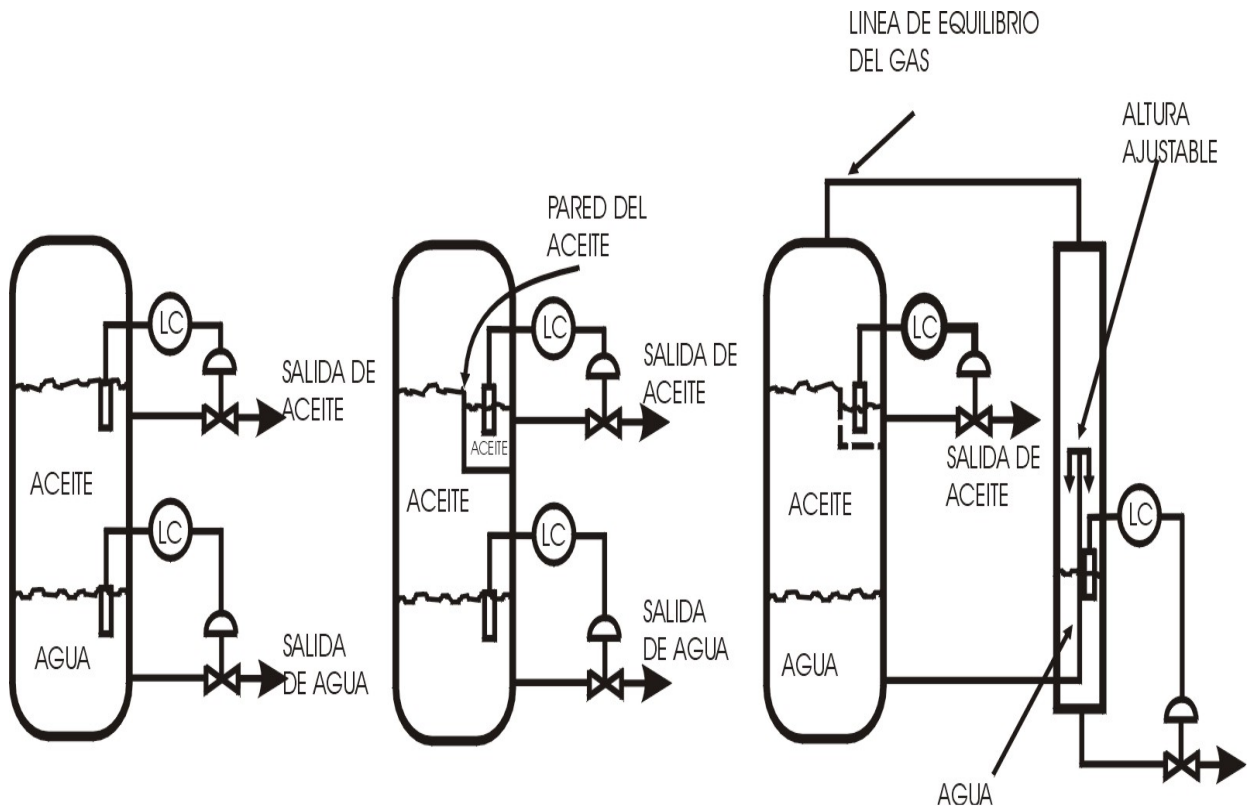
. El control de nivel de interfase permite regular la descarga de agua y controlar el nivel de la interfase aceite-agua

Las desventajas de este método pueden ser las siguientes:

- La cámara de aceite quita volumen al recipiente.
 - Puede generar problemas de acumulación de sólidos en la cámara de aceite, dificultando su limpieza.
 - Se aumentan los costos del sistema.
- **Tercer método:** Utiliza una cámara de aceite y bota de agua externa. Esto elimina la necesidad del control de nivel de tipo interfase.

En este caso, el nivel de interfase se controla por medio de la altura de una bota de agua externa que está relacionada con la altura de la compuerta de aceite para formar el Δh . Las ventajas y desventajas de éste método son similares a las del segundo método, adicionando el costo del arreglo externo.

Figura 16. Métodos de control de nivel en separadores verticales.



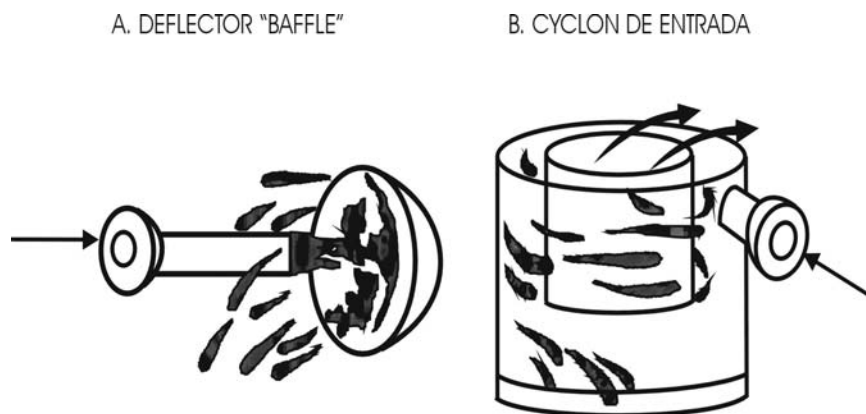
Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

3. DISPOSITIVOS

3.1 DISPOSITIVOS INTERNOS

- **Desviador de entrada o deflector:** La figura 17 muestra los desviadores de entrada más usados. El primero es una pantalla desviadora, platina deflectora o de choque que recibe la corriente de entrada causándole un cambio brusco en su velocidad y dirección. Al producirse el choque, el líquido por gravedad se dirige hacia el fondo y los vapores hacia la cima. El mecanismo a utilizar puede ser un disco esférico, plato plano, lámina de acero en ángulo, cono o cualquier otro tipo de obstrucción al flujo. Su diseño está gobernado principalmente por los soportes estructurales requeridos para resistir la carga de impacto. La ventaja de ciertos mecanismos como los esféricos o cónicos son que éstos crean menos turbulencia que los platos o láminas de acero en ángulo disminuyendo así problemas de emulsificación.

Figura 17. Desviadores de entrada



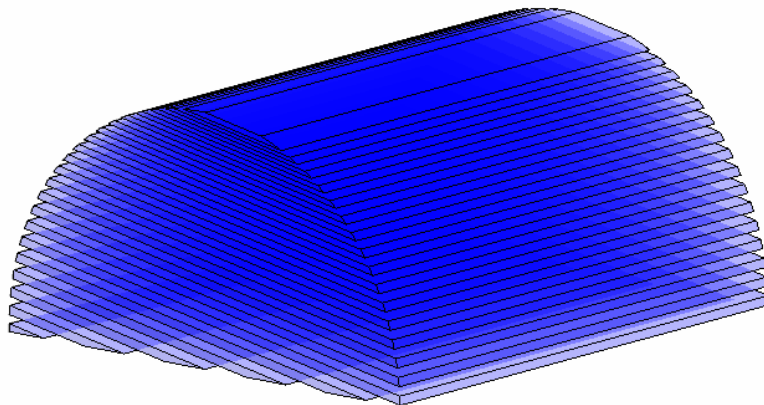
Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

El segundo mecanismo utilizado es un tubo ciclón que usa fuerza centrífuga en lugar de agitación mecánica para separar gas y líquido. La corriente de entrada llega al separador por un corte en el empalme entre la tubería de llegada y la pared del

recipiente, en forma tal que induce al flujo en forma de remolino, giro o ciclón. El líquido se desliza por la pared del tubo y el vapor por acción de fuerza centrífuga adquiere energía de velocidad que la lanza hacia la cima. Si el tubo es giratorio, al chocar la corriente, el líquido es lanzado hacia la pared del separador, aumenta su fuerza centrífuga y acelera la separación de gas y líquido. Los diseños son particulares pero puede usarse una boquilla de entrada para crear una velocidad de fluido de 20pies/segundo cerca de la salida.

- **Platos coalescentes:** Disponibles en el mercado en diferentes combinaciones dependiendo del fabricante, estos son simplemente placas paralelas que ayudan en la separación de las partículas líquidas de la corriente de gas, y también ayudan a rectificar el flujo de gas.

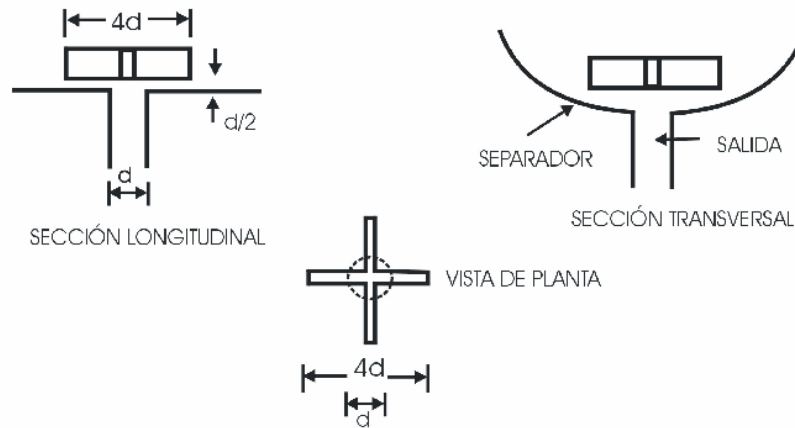
Figura 18. Platos de coalescencia



- **Straightening vanes:** son usadas en los separadores gas-líquido. Se utilizan cuando se tiene presencia de hidratos y parafinas previniendo el uso de extractores de niebla.
- **Filtros:** Los filtros son usados para remover partículas sólidas y mezclas de gas-liquido. Los separadores que los contienen deben tener alguna apertura de rápido acceso para poder reemplazar estas partes.

- **Material coalescente:** excelcior y heno son los materiales mas comúnmente usados. En aplicaciones especiales se utiliza pellets con material coalescente. El material debe ser colocado en una malla o en un plato perforado. Una ventana de inspección es usualmente incluida en el diseño del separador para poder reemplazar el material. El material coalescente es usado en la separación agua-aceite.
- **Quebradores de olas:** A todo lo largo del separador horizontal es necesario instalar quebradores de olas, las cuales son simplemente pantallas verticales colocadas en la interfase gas-líquido y perpendiculares al flujo, evitando así la formación o propagación de olas que pueden activar mecanismos de salida.
- **Platos antiespumantes:** Se pueden presentar espumas en la interfase provenientes de las burbujas de gas quebradas y expulsadas del líquido. Las espumas pueden estabilizarse con la adición de químicos a la entrada. En general una solución más efectiva es forzar las espumas a pasar a través de una serie de platos o tubos paralelos inclinados que ayudan a unir las burbujas.
- **Quebrador de remolinos:** Normalmente es aconsejable incluir un simple quebrador de remolinos para evitar la formación de estos cuando se abre la válvula de control de líquido, pues un remolino puede sacar gas de la zona de vapor y llevarlo a la salida del líquido. Figura 19.
- **Extractor de niebla.** Es un elemento utilizado en la separación de gotas en suspensión demasiado pequeñas para depositarse por gravedad. Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración. Los extractores de niebla más empleados son los de impacto, que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido. Ver anexo B para especificaciones de espaciamiento mínimo entre el tope y el extractor.

Figura 19. Esquema de un quebrador de remolinos.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

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

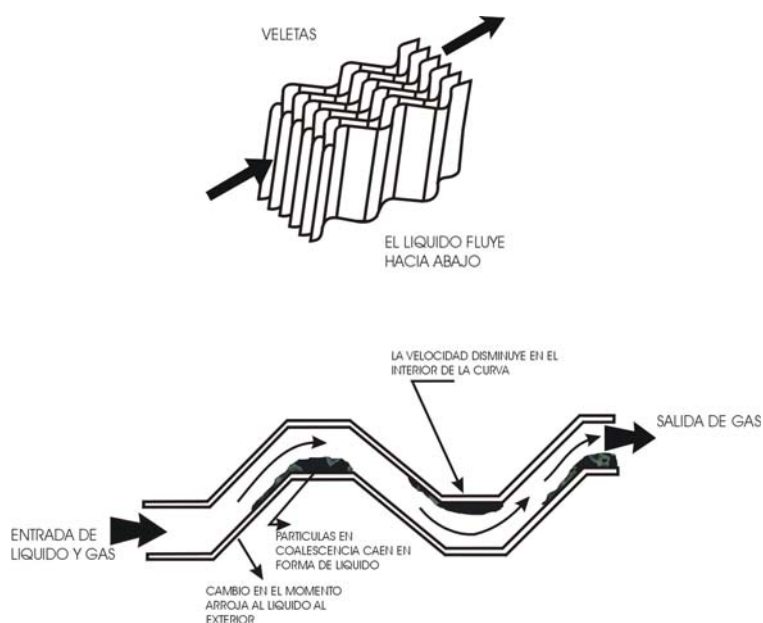
Aunque el diseño de estos extractores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en el flujo de gas no sobrepasa 0.1 gal/MMft^2 de gas.

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

Entre los factores que afectan la eficiencia de estos extractores 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 a 10 micras.

En los separadores que manejan glicol ha sido necesario utilizar dos extractores en serie, ya que siendo el glicol un líquido alto tensor 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 problema se ha reducido añadiendo un agente antiespumante de alta densidad al glicol.

Figura 20. Esquema de un extractor de niebla tipo veleta.



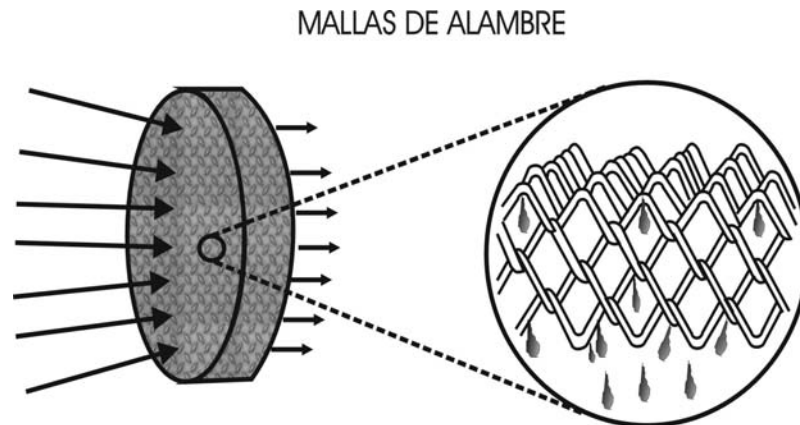
Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

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 separadores, es de 1 a 10 pulgadas de agua

- **Extractores de niebla de malla de alambre entretejido.** Este tipo de extractores aunque se emplea poco, ha dado resultados favorables y es de bajo costo. Consisten básicamente

de un cojinete de malla de alambre, que tiene aberturas asimétricas y desalineadas, figura 21. El mecanismo de separación de líquido es el choque, aunque también hay acción centrífuga.

Figura 21. Esquema de un extractor de niebla de malla de alambre entretejido.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

Las características de la malla de alambre usada en estos extractores, están dentro del rango mostrado en la tabla 2.

Tabla 2. Características generales de los extractores de niebla de malla de alambre entretejido.

Diámetro del alambre	0.003 a 0.011 pg
Volumen de espacios libres	92 a 94.4 %
Densidad	3 a 33 lb/ft ³
Superficie específica	50 a 600 ft ² /ft ³

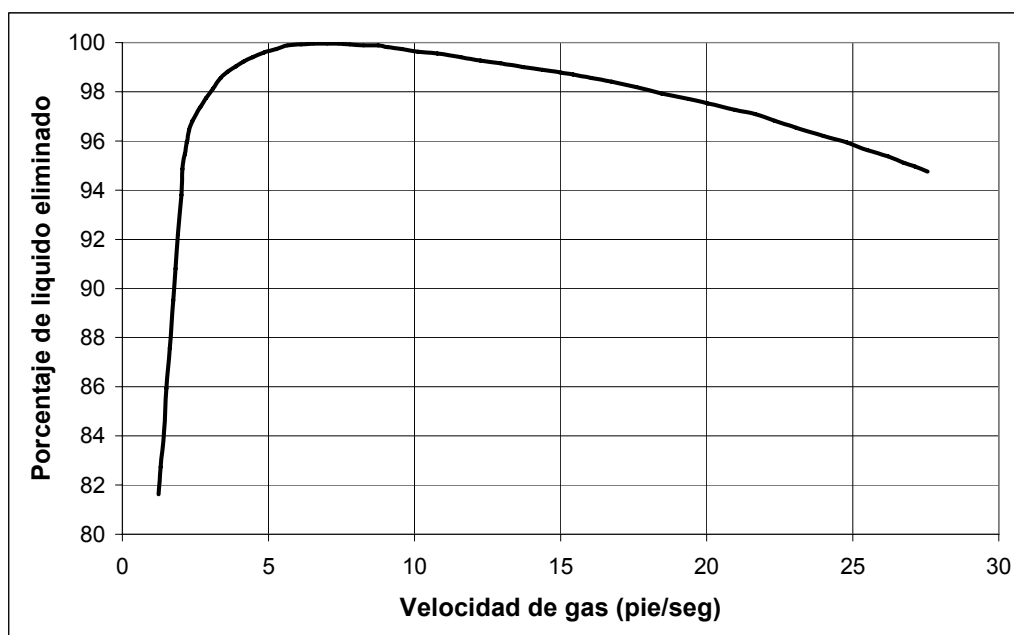
Fuente: Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie.

En la mayoría de los casos, el espesor del cojinete necesario para que el volumen de líquido arrastrado en el flujo de gas fuera del separador no exceda de 0.1 gal/MMft³ debe ser de 4 a 6 pulgadas

La eficiencia de estos extractores, depende de la velocidad de flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden a aglomerarse entre los alambres.

A velocidades altas el extractor tiende a inundarse, debido a que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo del gas. En ambos casos los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido y, entonces, una porción del líquido es arrastrada por la corriente de gas. En la figura 22, se muestra una gráfica de eficiencias contra velocidades del flujo de gas, para un extractor del tipo de malla de alambre entretejido.

Figura 22. Eficiencia de extracción vs. Velocidad del gas.



Fuente: Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie.

La velocidad con que se obtiene la máxima eficiencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$V = k \left[\frac{\rho_p - \rho_g}{\rho_g} \right]^{1/2} \quad (4)$$

El valor aproximado de k , cuando se utiliza el extractor en separadores de gas y líquido, es 0.35. La ecuación anterior es similar a la que se emplea para determinar la velocidad permisible en los separadores; pero en este caso el valor de k varía entre 0.12 y 0.17.

En consecuencia el área de flujo del extractor debe ser menor que la del separador; esto se logra cubriendo una parte de la rejilla que sostiene el cojinete de malla de alambre.

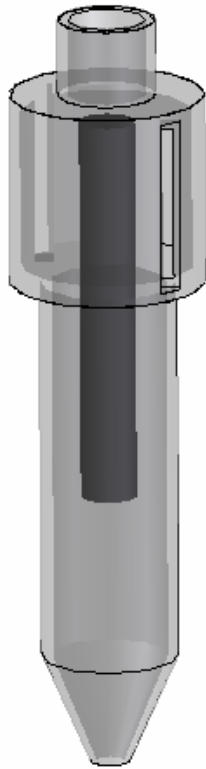
La caída de presión en estos extractores depende de la carga de líquido en el flujo de gas, del diseño del cojinete y de la velocidad del gas, pero generalmente no es mayor que 1 pulgadas de agua.

- **Extractores de niebla tipo ciclónico.** - Este tipo de extractores, consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos, como los mostrados en la figura 23, montados en un recipiente como se indica en esta figura. El número de tubos concéntricos depende del gasto de gas que se va a manejar.

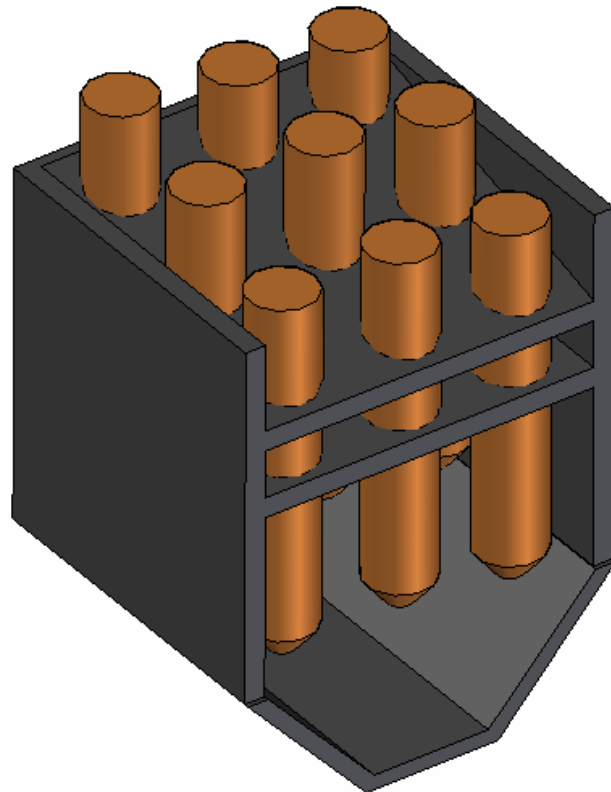
Los tubos concéntricos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de estos tubos es cónica y tienen descargas para las partículas de líquido separadas.

El gas entra tangencialmente al espacio anular entre los dos 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 en 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.

Figura 23. Extractores de niebla tipo ciclónico-esquema de un tubo.



Esquema de un tubo



Esquema de un extractor de niebla tipo ciclónico

Fuente: Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie.

La velocidad del flujo de gas en este tipo de extractores es crítica. Cuando la velocidad disminuye abajo de un cierto valor, la eficiencia se abate rápidamente y si la velocidad aumenta, la caída de presión a través del extractor también se incrementa. En algunos equipos de separación se han empleado extractores de niebla tipo choque, como el de alambre entretejido, delante de un extractor tipo ciclónico, con resultados satisfactorios. El extractor de alambre entretejido actúa como aglomerador de gotas pequeñas de líquido, las cuales son posteriormente eliminadas en el extractor tipo ciclónico.

3.2 PARTES EXTERNAS

- **El cilindro:** Por lo general se fabrica enrollando en láminas de acero.
- **Los cabezales:** O tapas de cima y de fondo pueden ser de forma semiesférica (relación de diámetros mayor o menor de 2:1) o cónica.

Para la misma presión de trabajo y diámetro del separador, los cabezales semiesféricos necesitan menor espesor y los cónicos mayor espesor. Sin embargo, los semiesféricos son más costosos por lo difícil para fabricarlos: por lo general son elementos de importación.

Los cónicos son menos costosos por la facilidad de construcción y pueden fabricarse en el país.

Los cabezales cónicos en el fondo son preferibles para eliminación de arena y sal.

- **Las boquillas de entrada y salida de corrientes:** Son bridadas o roscadas. El diámetro de las boquillas depende del caudal de cada una de las fases y la velocidad con la cual se diseñan. Es común trabajar con el 80% de la velocidad de erosión, teniendo en cuenta la presencia de las fases en la boquilla de entrada, lo cual obliga al cálculo de una densidad promedio. No obstante los operadores recomiendan no pasar los siguientes límites:
 - Boquilla de entrada: 30 ft/seg.
 - Boquilla de tope: 60 – 90 ft/seg.
 - Boquilla del fondo: 3,0 ft/seg.
- **Los cuellos para conexión de niveles e instrumentos:** Son conexiones de drenaje periódico.
- **Huecos de inspección o "manholes":** De diámetro mínimo de 18 pulgadas.

- **Escaleras y plataformas externas**

3.3 DISPOSITIVOS ESPECIALES PARA SEPARADORES TRIFÁSICOS

- **Platos de coalescencia** La instalación de platos de coalescencia en la sección de líquido ocasionará que el tamaño de las gotas de agua arrastradas en la fase aceite se incremente, haciendo su precipitación más fácil. Varios diseños de plato o tubería de coalescencia ayudan a unir las gotas de aceite en el agua y las gotas de agua en el aceite, lo cual permite separarlas más fácilmente. Sin embargo el potencial de taponamiento debido a problemas de arena, parafinas o agentes corrosivos se incrementa con el uso de platos coalescentes, se recomienda utilizarlos sólo cuando el ahorro en forma y tamaño sobrepase el aumento en costos operativos (debido al constante mantenimiento) y la poca disponibilidad de los mismos en el mercado.
- **Sand jets y drenajes** En separadores horizontales trifásicos que manejan caudales con producción de arena uno de los principales problemas es la acumulación de arena y sólidos en el fondo del separador, ocasionando empaquetamientos lo que conlleva a una disminución del volumen disponible para el manejo de los fluidos que en él entran.

Para remover sólidos de cualquier separador provisto de sand jets, los drenajes de arena se abren de una manera controlada y bombea fluido a alta presión (usualmente agua de producción) a través de los jets para agitar los sólidos y llevarlos afuera. Los jets se diseñan normalmente para una velocidad aproximada de 20 ft/seg y son dirigidas para dar un buen cubrimiento al fondo del separador. Para prevenir asentamiento de arena por atascamiento de los drenajes, se usan tasas o canales de arena en las salidas.

- **Controladores de nivel de líquido** Los controladores de nivel de líquido, LLC (por sus siglas en inglés), son utilizados para mantener el nivel de líquido a una altura determinada dentro del separador. Un controlador de nivel no es otra cosa que un flotador que se encuentra en la interfase de líquido-gas y que envía una señal a una

válvula de motor en la salida de aceite. La señal abre o cierra la válvula, permitiendo la salida de líquido del separador para mantener la altura del nivel dentro del mismo.

4. DISEÑO DE SEPARADORES

Los separadores son diseñados en dos pasos:

1. Se determina el tamaño de la zona de gas.
2. Se establece la dimensión de la zona de líquido en donde se liberaran las burbujas de gas.

El tamaño de la sección de gas depende tanto de las diferencias de densidad del gas y el líquido como del caudal de gas. El gas se separará más rápido del líquido si este se está desplazando en dirección horizontal que en dirección vertical, pues cuando el flujo es vertical, el gas está fluyendo hacia arriba mientras que el líquido lo hace hacia abajo, es decir, que cada fluido se está moviendo en una dirección que obstruye el flujo del otro fluido. Si los fluidos se están desplazando en dirección horizontal el gas podrá alcanzar el tope del separador y el líquido podrá precipitarse al fondo del mismo sin interferir el uno con el otro; en consecuencia la porción de gas en un separador horizontal será más pequeña que en un separador vertical.

La capacidad total del separador se obtiene sumando los volúmenes requeridos para la sección de gas y la de líquido.

4.1 ASPECTOS TEÓRICOS

Al momento de diseñar de un separador la experiencia del diseñador juega un papel muy importante, sin embargo existen ciertos parámetros que se diseñaran con base a fórmulas establecidas que podrán variar o no de acuerdo al tipo de separador, bifásico o trifásico y vertical u horizontal.

4.1.1 Separación bifásica En esta sección se verán algunas asunciones básicas para el diseño de separadores gas-líquido, además se presentarán las ecuaciones necesarias para diseñar tanto separadores horizontales como verticales bifásicos y se darán algunos ejemplos de diseño.

Las suposiciones que se deben hacer al momento del diseño son:

- No hay formación de espuma durante la separación, de ser así el tiempo de retención debe incrementarse como se explicará más adelante.
- El punto de nube (Temperatura a la que la parafina presente en el crudo empieza a precipitarse) y el punto de formación de hidratos (Temperatura a la cual el gas empieza a formar hidratos) deben estar por debajo de la temperatura a la cual está funcionando el separador.
- Las gotas más pequeñas de líquido que es posible separar son esferas de 100 μm de diámetro.
- Por último, el líquido arrastrado en la corriente de gas que sale del separador no excede los 0.10 gal/MMSCF.

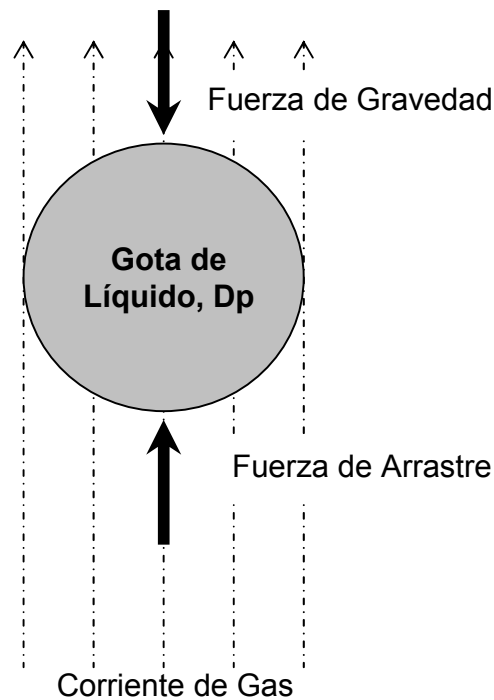
Generalidades:

- La diferencia de densidades entre el líquido y el gas es tomada como una base para determinar la capacidad de la sección de gas del separador ($\rho_o - \rho_g$).
- El tiempo de retención normal para separar el gas disuelto en el líquido oscila entre 30 segundos y 3 min., si existen problemas de espuma se debe considerar entre 5-20 min.
- En la sección de asentamiento gravitacional, las gotas de líquido se asentarán a una velocidad conocida como velocidad terminal que es alcanzada cuando la fuerza gravitacional (F_g) se iguala con la fuerza de arrastre (F_d) ejercida por el líquido o gas circundante.
- Para separadores verticales, las gotas de líquido se precipitan hacia abajo y a contracorriente del flujo de gas; para separadores horizontales las gotas de líquido siguen una trayectoria semi-parabólica a través del separador, similar a la seguida por una bala disparada por un arma.
- Para separadores verticales la capacidad del gas es proporcional a la sección transversal de flujo del separador; por otro lado en separadores horizontales, la capacidad de gas es proporcional al área transversal (LD), es decir longitud x diámetro.

4.1.1.1 Asentamiento En la sección de asentamiento gravitacional donde se lleva a cabo la separación de las gotas de líquido del gas, un movimiento relativo existe entre la partícula, que es la gota de aceite, y el líquido circundante, que es el gas.

La gota de aceite, que es mucho más grande en densidad que el gas, tiende a moverse verticalmente hacia abajo bajo la acción de la fuerza gravitacional o de boyanza, F_g . Por otro lado el gas ejerce una fuerza de arrastre, F_d , en la gota de aceite que actúa en dirección contraria. La gota de aceite se acelerará hasta que la fricción ejercida por la fuerza de arrastre, F_d , se acerca y equilibra con la fuerza gravitacional, F_g , a partir de este momento la gota continuará precipitándose a velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal, como se ilustra en la figura 24.

Figura 24. Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido que cae contra una corriente de gas.



Fuente: Modificado de section 7, Separation Equipment. GPSA

La fuerza de arrastre, F_d , es proporcional al área superficial de la gota que se encuentra perpendicular a la dirección de flujo de la corriente de gas, y a la energía cinética por unidad de volumen, por lo tanto:

$$F_d = C_D \frac{\pi}{4} d^2 \left(\frac{\rho_g V^2}{2} \right) \quad (5)$$

Donde:

F_d = Fuerza de arrastre, lb.

C_D = Coeficiente de arrastre

d = Diámetro de la gota de aceite, ft.

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

V = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua, ft/seg.

La fuerza gravitacional o de boyanza estaría dada por:

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\rho_o - \rho_g) g \quad (6)$$

Donde:

F_g = Fuerza Gravitacional, lb.

d = Diámetro de la gota de aceite, ft.

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg².

La velocidad de asentamiento se alcanza cuando $F_d = F_g$, entonces igualando las ecuaciones (5) y (6) y despejando la velocidad de asentamiento, se obtiene:

$$V^2 = \frac{8}{6} g \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left(\frac{d}{C_d} \right) \quad (7)$$

El diámetro de la gota está normalmente expresado en micrones, donde 1 μm es igual a 3.2808×10^{-6} ft. Substituyendo d por d_m (diámetro de la gota en μm) y reemplazando el valor de g (32.17 ft/seg²), se obtiene la siguiente expresión para la velocidad de asentamiento:

$$V^2 = 0.001186 \left[\frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left(\frac{d_m}{C_d} \right) \right]^{1/2} \quad (8)$$

Donde:

V = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua, ft/seg.

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

d_m = Diámetro de la gota de aceite, μm .

C_D = Coeficiente de arrastre.

4.1.1.2 Tamaño de las gotas El principal propósito de la sección de gas es acondicionar el gas para su disposición final en el extractor de niebla. Por experiencia de campo se conoce que gotas de hasta 100 micrones son removidas en esta sección, para evitar la inundación del extractor de niebla y para garantizar que gotas entre 10 – 100 micrones serán removidas por este.

La mayoría de las ecuaciones de diseño para la capacidad de gas está basada en diámetros de gotas mayores o iguales a 100 micrones. Las técnicas y ecuaciones descritas a continuación podrán ser fácilmente modificadas para cualquier tamaño de gota.

4.1.1.3 Tiempo de residencia o retención Para asegurar que el líquido y el gas se encuentran en equilibrio a la presión de funcionamiento del separador, es necesario mantener el líquido almacenado durante cierto tiempo llamado tiempo de retención o tiempo en que una molécula de líquido es retenida en el recipiente a condiciones de flujo tapón. El tiempo de residencia se definiría entonces como:

$$TR = \frac{\text{Volumen ocupado por el líquido en el recipiente}}{\text{Caudal de Entrada al recipiente}} = \frac{V}{Q}$$

El tiempo de residencia, en el caso de la separación bifásica, depende principalmente de las características de los fluidos de procesamiento, especialmente de la calidad del crudo ($^{\circ}$ API). Este tiempo puede variar entre 1 y 5 minutos o más, especialmente cuando se trata de crudos pesados. Pruebas de laboratorio pueden confirmar el rango de *TR* a utilizar. Cuando se presentan problemas de espuma, será necesario aumentar este tiempo hasta 4 veces, dependiendo del tipo de espuma.

Tabla 3. Tiempos de retención para diferentes gravedades API.

TIPO DE LIQUIDO	TIEMPO DE RETENCIÓN
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

* Los tiempos de retención para crudos con presencia de espumas se muestran en la tabla anterior sólo como una referencia y no es muy recomendable utilizarlos, pues estos son dos tres veces mayores de lo normal y esto traduce un aumento proporcional en el tamaño del separador. Si la probabilidad de formación de espumas es alta, existen tres posibilidades: una corresponde a la instalación de platos antiespumantes, la segunda al tratamiento químico del fluido antes de entrar al separador o la aplicación de los dos primeros métodos.

Modificada de: Diplomado de Facilidades de Producción.

4.1.2 Separación trifásica Los conceptos básicos de separación, las ecuaciones desarrolladas para el asentamiento y para la separación de las gotas de líquido de la fase gaseosa en la separación bifásica son también válidos para separadores de tres fases; Sin embargo el tratamiento de la fase líquida en un separador trifásico es diferente. El tiempo de retención de la fase líquida es el único criterio para determinar la capacidad de líquido en los separadores bifásicos, no obstante el asentamiento y la separación de las gotas de aceite contenidas en el agua y las gotas de agua contenidas en el aceite, así como el tiempo de retención del agua y del aceite, deben ser también considerados para determinar el volumen de la sección de líquido en un separador de tres fases.

4.1.2.1 Asentamiento En la separación de las gotas de aceite en el agua y viceversa, existe un movimiento relativo entre la gota y la fase continua que la rodea. Una gota de aceite siendo de menor densidad que el agua, tenderá a moverse verticalmente hacia arriba bajo la acción de la fuerza gravitacional, F_g ; la fase continua (en este caso el agua) ejercerá una fuerza de arrastre, F_d , en dirección opuesta. La gota de aceite se acelerará hasta que la resistencia ejercida por la fuerza de arrastre, F_d , se aproxime e iguale con la fuerza gravitacional, F_g ; entonces la gota de aceite continuará su ascenso a una velocidad constante conocida como *velocidad terminal* o *de asentamiento*. De igual forma una gota de agua en el colchón de aceite al tener una densidad mayor que su fase continua se moverá verticalmente hacia abajo por la acción de la fuerza gravitacional, F_g ; el aceite ejercerá entonces como respuesta una fuerza en dirección opuesta, conocida como fuerza de arrastre, F_d , hasta igualarse con F_g , momento en el cual se empezará a precipitar a velocidad constante o *velocidad de asentamiento*.

El movimiento de las gotas de aceite y de agua puede ser descrito por medio de la ley de Stokes, la fuerza de arrastre es proporcional al área superficial de la gota perpendicular a la dirección de flujo y a la energía cinética por unidad de volumen, la velocidad de asentamiento puede obtenerse entonces como sigue:

$$F_d = C_D \frac{\pi}{4} d^2 \left(\frac{\rho_c V^2}{2g} \right) \quad (9)$$

De igual forma,

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\Delta\rho) \quad (10)$$

Donde:

F_d = Fuerza de arrastre, lb.

F_g = Fuerza Gravitacional, lb.

C_D = Coeficiente de arrastre

d = Diámetro de la gota, ft.

V = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua, ft/seg.

ρ_c = Densidad de la fase continua, lb/ft³.

d = Diámetro de la gota de aceite, ft.

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg²

Para un número de Reynolds (Re) bajo, el coeficiente de arrastre está dada por

$$C_D \approx \frac{24}{Re} = \frac{24 \mu' g}{\rho_c d V} \quad (11)$$

Donde:

C_D = Coeficiente de arrastre

Re = Número de Reynolds

μ' = Viscosidad de la fase continua, lb-seg/ft².

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg²

ρ_c = Densidad de la fase continua, lb/ft³.

d = Diámetro de la gota, ft.

V = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua, ft/seg.

Reemplazando la ecuación (11) en la ecuación (9), se tiene

$$F_d = 3\pi \mu' d V \quad (12)$$

La velocidad de asentamiento es alcanzada cuando $F_d = F_g$, igualando las ecuaciones (9) y (12), y despejando la velocidad de asentamiento

$$V = \frac{(\Delta\rho)d^2}{18\mu'} \quad (13)$$

Sustituyendo d (ft) por d_m (μm) y μ' (lb-seg/ft²) por μ (centipoise, cp) en la ecuación (13) se obtiene

$$V = \frac{(\Delta\rho)(3.281 \cdot 10^{-6} d_m)^2}{18(2.088 \cdot 10^{-5} \mu)}$$

$$V = 2.864 \cdot 10^{-8} \frac{(\Delta\rho)d_m^2}{(\mu)} \quad (14)$$

O

$$V = 1.787 \cdot 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{(\mu)} \quad (15)$$

Donde:

V = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua, ft/seg.

d_m = Diámetro de la gota, μm .

μ = Viscosidad de la fase continua, cp.

$$\Delta\gamma = \gamma_w - \gamma_o$$

Donde:

γ_w = Gravedad específica del agua.

γ_o = Gravedad específica del aceite.

La ecuación (14) u (15) muestran que la velocidad de asentamiento de la gota es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase continua; la viscosidad del aceite es mucho más grande que la del agua, por este motivo la velocidad de asentamiento de las gotas de agua será mucho más pequeña que la de las gotas de aceite en el agua. El tiempo necesario para que una gota salga de la fase continua y alcance la interfase entre las dos fases dependerá de la velocidad de asentamiento y de la distancia recorrida por la gota. En operaciones donde el espesor de la zona de aceite es mayor que la zona de agua, las gotas de agua deberán viajar una distancia mucho más grande para alcanzar la

interfase agua-aceite que la recorrida por las gotas de aceite para llegar al mismo punto, además la velocidad de asentamiento de las gotas de agua es mucho menor en comparación con la del aceite, por lo que se necesitará más tiempo para separar las gotas de agua de la región de aceite, que las gotas de aceite de la zona de agua; esto se cumple aún en situaciones en las que la relación agua-aceite es muy alta, debido a que se conserva el efecto de la viscosidad. Por este motivo la separación de las gotas de agua de la zona de aceite (fase continua) será siempre tomada como el criterio de diseño para separadores trifásicos.

4.1.2.2 Tamaño de las Gotas El diámetro mínimo de la gota a ser removida de la fase continua para alcanzar cierta calidad en el agua y el aceite a la salida del separador depende en gran medida de las condiciones operativas del mismo y de las propiedades del fluido. El diámetro de la gota a remover se puede obtener de pruebas de laboratorio bajo condiciones simuladas de campo o de campos cercanos; si estos datos no están disponibles, el mínimo diámetro de la gota de agua a remover es de 500 μm , los separadores diseñados bajo este criterio producen aceite y emulsión con contenido de agua entre 5% y 10%, de igual forma el agua producida no contendrá más de 2000 mg/L de aceite.

4.1.2.3 Tiempo de retención El tiempo de retención determina el volumen de líquido requerido para el separador. El colchón de aceite debe estar suficiente tiempo en el separador para permitir que se alcance el equilibrio y que el gas se libere. El tiempo de retención debe permitir la coalescencia de las gotas de agua.

Es común emplear un tiempo de retención de 3 a 30 minutos dependiendo de los datos de laboratorio o de campo disponibles; de no ser así, un tiempo de retención de aceite o agua de 10 minutos es aconsejable para el diseño.

4.2 DISEÑO

A continuación se presentan las ecuaciones y las reglas para determinar las dimensiones de separadores horizontales o verticales, bifásicos o trifásicos. Al momento del diseño es muy importante tener en cuenta otros aspectos como el cambio en las condiciones de operación, es decir, ratas de producción, relaciones agua-aceite y gas-líquido, propiedades del fluido, presión y temperatura. Es también muy importante tener en cuenta el costo, la viabilidad y las limitantes de espacio, al momento de diseñar y seleccionar un separador.

Para un pozo exploratorio del que no se conocen muchos de estos datos, se recomienda instalar inicialmente un separador de prueba con base a datos de campos cercanos.

El procedimiento para dimensionar separadores bifásicos y trifásicos, es muy similar, con algunas excepciones en la separación de tres fases que debe tener en cuenta la separación del agua en el aceite y viceversa.

4.2.1 Separadores Bifásicos

4.2.1.1 Capacidad de Tratamiento La capacidad de tratamiento en un separador bifásico (gas-líquido) se ve afectada principalmente por los siguientes factores²:

- El diámetro y la longitud del separador.
- El diseño y arreglo de las partes internas del separador.
- Las características físico-químicas del aceite y el gas que se van a separar (Densidad del gas y el aceite, viscosidad del gas, Equilibrio de las fases, etc.)
- La presión y la temperatura de operación del separador.
- El número de etapas de separación.
- La tendencia del aceite a formar espuma.
- La cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos que se van a separar.
- Las condiciones del separador y sus componentes.

La tasa volumétrica de flujo del gas a ser procesado por el separador está directamente relacionado con al área transversal al flujo y la máxima velocidad del gas a la cual las gotas de aceite se quedarán suspendidas y no serán arrastradas. Matemáticamente⁵,

$$Q_g = A_g * V \quad (16)$$

Donde:

Q_g = Rata Volumétrica de flujo, ft³/seg.

A_g = área transversal al flujo, ft².

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

La ecuación (16) da la rata volumétrica de flujo bajo las condiciones de presión y temperatura de operación del separador. Sin embargo, esta se reporta normalmente a presión y temperatura estándar (14.7 psia y 520 °R) y Q_g es reportada en millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD); por lo tanto,

$$Q_g = (10^{-6} * 60 * 60 * 24) A_g * V * \left(\frac{P}{14.7} \right) \left(\frac{520}{TZ} \right)$$

$$Q_g = 3.056 \left(\frac{P}{TZ} \right) A_g * V \quad (17)$$

Despejando V en la ecuación se obtiene,

$$V = 0.327 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left(\frac{1}{A_g} \right) \quad (18)$$

Donde:

Q_g = Rata volumétrica de flujo, MMft³/Día.

P = Presión de operación, psia.

T = Temperatura de operación, °R.

Z = Factor de compresibilidad del gas a la P y T de operación, adimensional.

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

A_g = Área disponible para el flujo de gas, ft².

La relación que combina el flujo de aceite o la capacidad de aceite del separador, Q_o (ft^3/min), el volumen ocupado por el aceite, V_o (ft^3), y el tiempo de retención o residencia, t (min), es⁵:

$$Q_o = \frac{V_o}{t} \quad (19)$$

Reescribiendo la ecuación (19) en términos de bbl/día ($1 \text{ ft}^3/\text{min} = 257 \text{ bbl/día}$),

$$Q_o = 257 \frac{V_o}{t} \quad (20)$$

4.2.1.2 Separadores Verticales Para el diseño de un separador vertical debe mantenerse un diámetro mínimo para permitir que las gotas de líquido se separen del gas. El tiempo de retención de líquido requerido es una combinación entre el diámetro y la altura del volumen de líquido, cualquier diámetro mayor que el diámetro mínimo requerido puede utilizarse.

La capacidad de la zona de gas en un separador vertical debe cumplir el siguiente criterio⁵: la velocidad media ascendente del gas no debe exceder la velocidad terminal hacia abajo de la gota más pequeña de aceite que se separará de la corriente de gas. Matemáticamente esto se expresa mediante:

$$0.327 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left(\frac{1}{A_g} \right) = 0.01186 \left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Si,

$$A_g = \frac{\pi \left(\frac{D}{12} \right)^2}{4}$$

Y despejando D, se tiene³:

$$D^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left[\frac{\rho_g}{(\rho_o - \rho_g)} * \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (21)$$

Donde,

D = Diámetro del separador, in.

Q_g = Flujo de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

Z = Factor de compresibilidad a la T y P de operación, adimensional.

P = Presión de operación, psia.

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb /ft³.

C_d = Coeficiente de arrastre, adimensional

d_m = Diámetro de la partícula, μm .

La ecuación **(21)** provee el mínimo diámetro requerido; diámetros mayores permitirán velocidades de gas más pequeñas, por lo tanto se tendrá una mejor separación de las gotas de aceite en la corriente de gas. Diámetros más pequeños resultarán en velocidades más grandes, en consecuencia las gotas de aceite serán arrastradas por la corriente de gas.

Para resolver la ecuación **(21)**, es necesario determinar el valor de C_d . El coeficiente de arrastre está relacionado con el número de Reynolds, mediante la siguiente ecuación,

$$C_d = 0.34 + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + \frac{24}{\text{Re}} \quad (22)$$

Donde el número de Reynolds, Re , está dado por:

$$\text{Re} = 0.0049 \frac{\rho_g * d_m * V}{\mu_g} \quad (23)$$

Donde,

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

d_m = Diámetro de la partícula, μm .

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

μ_g = Viscosidad de gas, cp.

La velocidad, V , está dada por la ecuación **(8)**, que es a su vez una función de C_d , por lo tanto C_d sólo puede ser determinado mediante el procedimiento iterativo que se explicará a continuación⁵:

1. Asumir un valor para C_d (un valor de 0.34 puede ser utilizado como primera asunción).
2. Calcular la velocidad, V , de la ecuación **(8)**.
3. Calcular R_e de la ecuación **(23)**.
4. Calcular C_d de la ecuación **(22)** y comparar con el valor asumido en el paso 1.
5. Si no concuerdan, utilizar el valor obtenido para C_d y repetir los pasos 2-4 hasta que los valores sean iguales.

El aceite será retenido dentro del separador durante un tiempo de retención específico, t . El volumen del separador ocupado por el aceite, V_o , es obtenido multiplicando área transversal por la altura de la columna de aceite, h . La ecuación **(20)** podría escribirse entonces como sigue

$$Q_o = 257 \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{D}{12} \right)^2 \left(\frac{h}{12} \right) \left(\frac{1}{t} \right) \quad \text{(24)}$$

O,

$$D^2 * h = 8.565 * Q_o * t \quad \text{(25)}$$

Donde,

Q_o = Flujo de gas, bbl/día.

D = Diámetro del separador, in.

h = altura de la columna de aceite, in.

t = tiempo de residencia, min.

El procedimiento para establecer el tamaño (diámetro y longitud costura-costura o longitud) de un separador vertical es el siguiente:

1. La ecuación **(21)** se utiliza para determinar el diámetro mínimo requerido.
2. Para diámetros más grandes que el mínimo, la ecuación **(25)** es utilizada para determinar combinaciones de D y h .
3. La longitud costura-costura, L_{ss} , para combinación de d y h es determinada con una de las siguientes expresiones:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad \text{(26) Para } D < 36 \text{ in.}$$

O,

$$L_{ss} = \frac{h + D + 40}{12} \quad (27) \text{ Para } D > 36 \text{ in.}$$

Donde,

L_{ss} = Longitud costura-costura, ft.

D = Diámetro del separador, in.

h = altura de la columna de aceite, in.

4. Para combinación de D y L_{ss} , la relación de esbeltez, SR , definida como la relación entre la longitud y el diámetro es determinada. *Separadores con SR entre 3 y 4 son los comúnmente seleccionados.*

$$SR = \frac{L_{ss}}{D}$$

Se recomienda que el nivel máximo de líquido, este en el rango de uno a tres veces el diámetro del separador.

Ver anexo A para tener en cuenta cuales son los mínimos requerimientos de espaciamiento.

4.2.1.3 Separadores Horizontales Al igual que en los separadores verticales el tamaño (diámetro y longitud) de los separadores horizontales es determinada por los requerimientos de capacidad para el gas y el aceite. A diferencia de los separadores verticales el diseño de los separadores horizontales puede estar determinado bien sea por la capacidad de liquido o de gas.

Se asume para cada una de las siguientes ecuaciones que la fase liquida ocupa el 50% del volumen efectivo total, sin embargo las ecuaciones aquí descritas pueden obtenerse fácilmente para otros casos.

Como el gas ocupa la mitad superior del separador, la velocidad promedio de flujo dentro del separador, V_g , se obtiene dividiendo la rata volumétrica de flujo, Q_g , por la mitad del área transversal, A , así:

$$V_g = \frac{Q_g}{0.5[(\pi/4)D^2]}$$

Q_g está usualmente en unidades de MMSCFD, y debe por lo tanto convertirse a ft³/seg; del mismo modo D , está en pulgadas (in), y debe convertirse a ft, para obtener V_g en ft/seg, de este modo la ecuación anterior se convierte en,

$$V_g = 120 * \frac{Q_g}{D^2} * \left(\frac{TZ}{P} \right) \quad (28)$$

El gas viaja horizontalmente a través de la longitud efectiva del separador, L (ft), durante un tiempo t_g (seg), que está dado por,

$$t_g = \frac{L}{V_g} \quad (29)$$

El tiempo debe ser al menos igual al que le tomaría al gas remover la gota de aceite, y viajar la distancia $D/2$ para alcanzar la interfase gas-aceite. Este tiempo de asentamiento, t_s , se obtiene dividiendo la distancia ($D/2$) por la velocidad de asentamiento (Ecuación 8); entonces,

$$t_s = \left(\frac{D}{2 * 12} \right) \left\{ 0.01186 \left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_d} \right]^{1/2} \right\}^{-1} \quad (30)$$

Igualando las ecuaciones (29) y (30), y sustituyendo V_g (Ecuación 28) y resolviendo para LD (ft*in), se obtiene

$$LD = 422 \left(\frac{Q_g TZ}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \right) \left(\frac{C_d}{d_m} \right) \right]^{1/2} \quad (31)$$

La ecuación (31) provee una relación entre el diámetro de la vasija y la longitud efectiva que satisface los requerimientos de la capacidad de gas. Cualquier combinación de D y L , que satisfaga la ecuación (32) asegura que las gotas de aceite de diámetro mayor o igual d_m se precipitarán fuera de la corriente de gas que fluye a una rata Q_g (MMSCF) dentro del separador que opera a una presión P (psia) y una temperatura T (°R).

El separador debe diseñarse de forma tal que sea posible manejar tanto líquido como gas, para este fin debe tener suficiente espacio para que (como se explico anteriormente) las gotas de aceite contenidas en el gas se puedan precipitar a la zona de líquido; por otra parte la zona de líquido debe tener suficiente volumen para retener el líquido el tiempo especificado antes de salir del separador. Para un separador horizontal con líquido a la mitad de su capacidad, el volumen de líquido estará dado por,

$$V_o = 0.5 \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{D}{12} \right)^2 L$$

Substituyendo en la ecuación (20), se obtiene la siguiente ecuación:

$$D^2 L = 1.428 Q_o t \quad (32)$$

La ecuación (24) proporciona otra relación entre D y L que satisfacen los requerimientos de capacidad de líquido.

Para unas condiciones de operación dadas (Presión, Temperatura, flujos de gas y aceite, propiedades del gas y del aceite, y tiempo de retención de aceite) el tamaño (Diámetro y longitud costura-costura) de un separador se determina de la siguiente manera:

1. Asumir varios valores para el diámetro del separador, D .
2. Para cada valor de D , determinar la longitud efectiva, L_g , que satisfaga los requerimientos de capacidad de gas (Ecuación 31) y calcular la longitud costura-costura, L_{ss}

$$L_{ss} = L_g + \frac{D}{12} \quad (33)$$

3. Para cada valor de D , determinar la longitud efectiva, L_o , que satisfaga los requerimientos para la capacidad de líquido (Ecuación 32) y calcular longitud costura-costura, L_{ss}

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_o \quad (34)$$

4. Para cada valor de D utilizado, comparar los valores de L_g y L_o para determinar si el diseño se basará en lo requerimientos de la capacidad de gas o líquido, es decir se seleccionará el de mayor valor.

5. Seleccione una combinación razonable de D y L de modo que la relación de esbeltez, SR se encuentre entre 3-5. Nuevamente el costo y la disponibilidad determinarán la selección final.

4.2.2 SEPARADORES TRIFÁSICOS

4.2.2.1 Capacidad de Tratamiento² Para determinar la capacidad de tratamiento de gas de los separadores de tres fases, se utilizan las mismas ecuaciones que para separadores de dos fases.

Para determinar la capacidad de manejo de aceite o agua de un separador de tres fases, únicamente se considera el factor de volumen del aceite y el tiempo de retención del aceite y del agua en el separador. Este tiempo está en función del volumen de líquido retenido, el caudal de líquido a manejar y las densidades relativas del aceite y el agua.

Es importante hacer notar que el volumen de retención de líquido en un separador de tres fases, es aquel donde el aceite y el agua permanecen en contacto. Cuando el aceite y el agua están en el separador, pero en compartimientos diferentes el volumen ocupado por estos, no se puede considerar como parte del volumen de retención.

Al diseñar separadores trifásicos se considera que del volumen total disponible para la retención de líquidos, la mitad es para el aceite y la otra para el agua. Sin embargo los diseños son más adecuados cuando los volúmenes de retención son variables. Esto se logra por medio de un controlador de interfase variable.

4.2.2.2 Separadores Horizontales A diferencia de los separadores de dos fases, el tiempo de retención de los separadores trifásicos horizontales debe ser suficiente para que un tamaño mínimo de gotas de agua se precipiten fuera del aceite. Como medida conservadora se asumirá que las gotas de agua a separar están en el tope del colchón de aceite, de modo que estas gotas tendrían que viajar una distancia igual al espesor del colchón de aceite para alcanzar la interfase aceite-agua. Este requerimiento se transforma

en una útil relación al igualar el tiempo necesario para que las gotas de agua viajen a través del colchón de aceite y el tiempo de retención del aceite.

El tiempo necesario para que las gotas atraviesen el colchón de aceite, t_{wd} (min), se obtiene dividiendo el espesor del colchón de aceite, h_o (in), en la velocidad de asentamiento dada por la ecuación (15),

$$t_{wd} = \left(\frac{1}{60} \right) \frac{(h_o / 12)}{1.787 * 10^{-6} (\Delta\gamma) d_m^2 / \mu_o} \quad (35)$$

Igualando la ecuación (35) con el tiempo de retención de aceite, t_o , y despejando h_o , se obtiene el espesor máximo del colchón de aceite, $h_{o\text{ máx}}$ (in), como sigue:

$$h_{o\text{ máx}} = \frac{1.28 * 10^{-3} t_o (\Delta\gamma) d_m^2}{\mu_o} \quad (36)$$

El diámetro mínimo de la gota de agua a ser removida, d_m , se determina bien sea por pruebas de laboratorio o en su defecto se asigna un valor de 500 μm .

Los caudales de agua y aceite, los tiempos de retención y el diámetro del separador controlan la altura del colchón de aceite. Considerando un separador lleno a la mitad de líquido, se obtiene la siguiente relación geométrica:

$$\frac{A}{A_w} = \left(\frac{1}{\pi} \right) \left[\cos^{-1} \left(\frac{2h_o}{D} \right) - \left(\frac{2h_o}{D} \right) \left(1 - \frac{4h_o^2}{D^2} \right)^{-0.5} \right] \quad (37)$$

Donde:

A = área transversal total del separador.

A_w = área transversal del separador ocupada por agua.

h_o = Espesor del colchón de aceite.

D = Diámetro del separador.

Para un caudal de aceite y gas, y un tiempo de retención dados el radio A_w/A se puede determinar como sigue. Para un separador que está lleno a la mitad de líquido, el área transversal total, A , es igual a dos veces el área ocupada por el líquido, es decir, es igual al área ocupada por el agua (A_w) más el área ocupada por el aceite (A_o):

$$A = 2(A_o + A_w)$$

Reemplazando se obtiene,

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{A_w}{A_o + A_w}$$

Debido a que el volumen ocupado por cada fase es el producto del área transversal y la longitud efectiva, el área transversal es directamente proporcional al volumen. De modo que el volumen ocupado por cualquier fase se puede determinar como el producto del caudal y el tiempo de retención:

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w t_w}{Q_o t_o + Q_w t_w} \quad (38)$$

Una vez resuelta la Ecuación (38), se puede determinar la relación h_o/D de la ecuación (37) y $h_o máx$ de la ecuación (36), con estos valores y la ecuación que se presenta a continuación es posible obtener el valor del diámetro máximo del separador asociado al valor del máximo espesor del colchón de aceite:

$$D_{máx} = \frac{h_o máx}{h_o / D} \quad (39)$$

Con esta ecuación se establece el límite superior para el diámetro del separador. Dada la complejidad de la ecuación (36) es mejor utilizar el método gráfico que se presenta a continuación para obtener el valor de h_o/D , figura 25.

Nota: Las ecuaciones presentadas anteriormente se pueden modificar en caso tal que el líquido dentro del separador ocupe más o menos que la mitad del mismo.

La ecuación para determinar la capacidad de gas de un separador bifásico aplica para separadores trifásicos, esta ecuación provee una relación entre el diámetro del separador y la longitud efectiva de este:

$$LD = 422 \left(\frac{Q_g TZ}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \right) \left(\frac{C_d}{d_m} \right) \right]^{1/2} \quad (40)$$

Donde:

L = Longitud efectiva del separador, ft.

D = Diámetro interno del separador, in.

Q_g = Caudal de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

Z = Factor de compresibilidad a la presión y temperatura de operación, adimensional.

P = Presión de operación, psia.

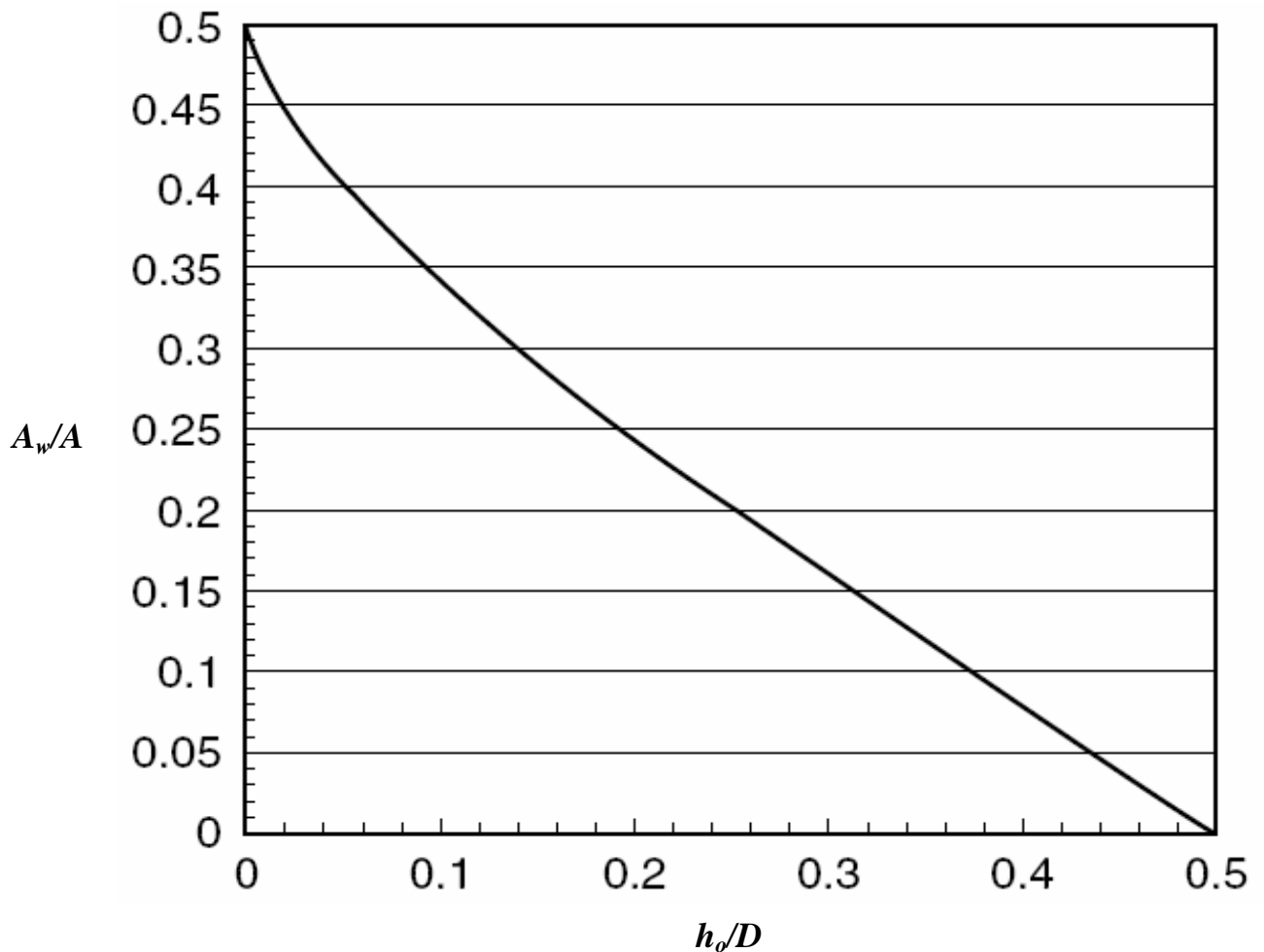
ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

C_d = Coeficiente de arrastre, adimensional.

d_m = Diámetro mínimo de la gota de aceite a remover de la corriente de gas, μm .

Figura 25. h_o/D en función de A_w/A



Fuente: Petroleum and Gas Field Processing

Nota: Como se explicó anteriormente en la mayoría de los casos se toma $d_m = 100 \mu\text{m}$ y C_d se haya mediante un proceso iterativo.

La ecuación (40) se utiliza para determinar las posibles combinaciones de diámetro y longitud que pueden satisfacer los requerimientos para la capacidad de gas.

A diferencia de los separadores bifásicos los de tres fases deben cumplir ciertos requerimientos respecto al tiempo de retención. El tamaño del separador debe tener suficiente espacio para que tanto el agua como el aceite sean retenidos el tiempo necesario. La asunción de que el líquido ocupa la mitad del recipiente es también tomada aquí, sin embargo, el agua y el aceite comparten este volumen. En un separador de diámetro D (in), longitud efectiva L (ft), este volumen V_l (ft³), estará dado por:

$$V_l = 0.5 \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{D}{12} \right)^2 L$$

Convirtiendo a unidades de campo, 1 barril (bbl) = 5.61 ft³,

$$V_l = 4.859 * 10^{-4} (D^2 L) \quad (41)$$

El volumen del separador ocupado por el aceite, V_o , es el producto del caudal de flujo, Q_o , y el tiempo de retención de aceite, t_o . Si Q_o está en barriles por día (BPD) y t_o está en minutos, entonces

$$V_o = \frac{t_o Q_o}{24 * 60} \quad (42)$$

De igual forma, el volumen ocupado por el agua en el separador, V_w , es el producto del influjo de agua, Q_w , y el tiempo de retención del agua, t_w :

$$V_w = \frac{t_w Q_w}{24 * 60} \quad (43)$$

Si consideramos que los volúmenes son aditivos $V_l = V_o + V_w$ y se reemplaza cada uno de los términos, se obtiene:

$$D^2 L = 1.429 (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (44)$$

Donde:

D = Diámetro del separador, in.

L = longitud efectiva del separador, ft.

Q_o = Caudal de aceite, BPD.

Q_w = Caudal de agua, BPD.

t_o = Tiempo de retención del aceite, min.

t_w = Tiempo de retención del agua, min.

El procedimiento para determinar el diámetro y la longitud de un separador horizontal trifásico, es el que sigue⁵:

1. Determine el valor de A_w/A , ecuación (38).
2. Utilice el valor hallado en 1. y la figura 25 para establecer el valor de h_o/D .
3. Determine el espesor máximo del colchón de aceite, $H_{o\text{ máx}}$ (ecuación 36) con $d_m = 500$ μm .
4. Halle $D_{\text{máx}}$ con la ecuación (39).
5. Para diámetros menores a $D_{\text{máx}}$, establezca las combinaciones de D y L que satisfacen los requerimientos para la capacidad de gas (ecuación 36), substituyendo 100 μm para d_m .
6. Para diámetros menores a $D_{\text{máx}}$, establezca las combinaciones de D y L que satisfacen los requerimientos para el tiempo de retención (ecuación 44).
7. Compare los resultados obtenido en los pasos 5 y 6 y estipule si el diseño del separador estará gobernado por los requerimientos para la capacidad de gas o para el tiempo de retención (capacidad de líquido).
8. Si la capacidad de gas rige el diseño, halle la longitud costura-costura, L_{ss} , con la siguiente ecuación:

$$L_{ss} = L + \frac{D}{12} \quad (45)$$

Si el tiempo de retención se impone (capacidad de líquido), determine L_{ss} de:

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L \quad (46)$$

9. Se recomienda escoger una combinación que tenga una relación de esbeltez entre 3-5. Cabe anotar que en ocasiones se escogen combinaciones cuyas relaciones de esbeltez no se encuentran en el rango, en estos casos, especialmente si es mayor a 5, se recomienda instalar desviadores de flujo internos para que actúen como rompeolas ayudando a estabilizar el flujo.

4.2.2.3 Separadores Verticales El diseño de un separador vertical trifásico se lleva a cabo de manera similar que el de un separador vertical bifásico, es decir las ecuaciones de capacidad de gas son utilizadas para determinar el diámetro mínimo del separador y las ecuaciones del tiempo de retención de líquido para fijar la altura del recipiente. Sin embargo para separadores de tres fases es necesario adicionar un tercer requerimiento, el asentamiento de las gotas de agua fuera del colchón de aceite; esto origina un segundo diámetro mínimo para el separador, es decir, el mayor diámetro mínimo del separador de los dos valores anteriores, será el mínimo valor aceptado para el diámetro de la vasija.

La nueva condición se obtiene igualando la velocidad promedio ascendente de la fase aceite, V_o (ft/seg), con la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, V_w (ft/seg). La velocidad promedio del aceite se establece dividiendo el caudal de aceite Q_o (BPD) en el área transversal al flujo; entonces:

$$V_o = \frac{Q_o \times 5.61}{24 \times 3600} \left(\frac{4 \times 144}{\pi D^2} \right)$$

$$V_o = 0.0119 \frac{Q_o}{D^2} \quad (47)$$

Con la ecuación (15) se obtiene la velocidad de asentamiento de la gota de agua:

$$V = 1.787 * 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{(\mu)} \quad (48)$$

Para que las gotas de agua se asienten fuera de la zona de aceite V_w debe ser mayor que V_o . Igualando V_w y V_o , se puede hallar el diámetro mínimo del separador, D_{min} (in), que satisfaga los requerimientos de asentamiento del agua:

$$D_{min} = 6686 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma)d_m^2} \quad (49)$$

Donde:

D_{min} = Diámetro mínimo del separador, in.

Q_o = Caudal de aceite, BPD.

μ_o = viscosidad del aceite, cp.

$\Delta\gamma$ = Diferencia entre las gravedades específicas del aceite y el agua, adimensional.

d_m = tamaño mínimo de la gota de agua a ser separado, μm .

Cualquier diámetro mayor que el diámetro mínimo obtenido con la anterior ecuación asegura una velocidad promedio del aceite menor y esto por ende asegura la separación del agua.

Como se explicó anteriormente la ecuación de la capacidad de gas para un separador vertical brinda un valor adicional para el diámetro mínimo de este, a través de la siguiente ecuación:

$$D^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left[\frac{\rho_g}{(\rho_o - \rho_g)} * \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (50)$$

Donde,

D = Diámetro del separador, in.

Q_g = Flujo de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

Z = Factor de compresibilidad a la T y P de operación, adimensional.

P = Presión de operación, psia.

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb /ft³.

C_d = Coeficiente de arrastre, adimensional

d_m = Diámetro de la partícula, μ m.

Cualquier diámetro mayor que el diámetro mínimo obtenido con la anterior ecuación asegura una velocidad promedio del aceite menor y esto por ende asegura la separación del agua.

Otro parámetro importante que debe ser tenido en cuenta, es el tiempo de retención del líquido; este debe permitir la separación de las gotas de agua en el influjo de aceite, la liberación de las gotas de aceite en la región de agua y el equilibrio entre el aceite y el gas. Se mencionó anteriormente que es mejor si el tiempo de retención se obtiene de pruebas de laboratorio y que se encuentra por lo general en un rango entre 3 y 30 minutos, dependiendo de las propiedades de los fluidos y las condiciones de operación. Si estos datos no están disponibles, es posible utilizar un tiempo de retención de 10 minutos tanto para el agua como para el aceite.

Si h_o y h_w son las alturas del aceite y el agua en pulgadas, respectivamente; entonces el volumen de cada fase dentro del separador es:

$$V_o = \left(\frac{1}{12}\right)^3 \left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 h_o$$

Y

$$V_w = \left(\frac{1}{12}\right)^3 \left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 h_w$$

Por lo tanto,

$$V_o + V_w = 4.543 * 10^{-4} D^2 (h_o + h_w) \quad (51)$$

El volumen puede ser también calculado multiplicando la tasa volumétrica de flujo (BPD) por el tiempo de retención (min):

$$V_o = Q_o \frac{5.61}{24 \times 60} \times t_o$$

Y

$$V_w = Q_w \frac{5.61}{24 \times 60} \times t_w$$

Por lo tanto,

$$V_o + V_w = 3.896 * 10^{-3} (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (52)$$

De las ecuaciones (51) y (52) se tiene:

$$(h_o + h_w) D^2 = 8.576 (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (53)$$

En resumen, el diámetro y la longitud costura-costura de un separador vertical trifásico se sigue el siguiente procedimiento:

1. Establezca el diámetro mínimo que satisface el requerimiento de asentamiento de las gotas de agua, ecuación (49).
2. Determine con la ecuación (50) el diámetro mínimo dado por la capacidad de gas.
3. El mayor de estos dos valores se considerará el diámetro mínimo permitido para el separador.

4. Para diferentes valores de diámetros (todos ellos mayores al del paso 3), utilice la ecuación (53) y halle las combinaciones de diámetro y altura del líquido.
5. Para cada arreglo, fije la longitud costura-costura con las siguientes ecuaciones:

Para $D > 36$ in:

$$L_{ss} = \frac{1}{12}(h_o + h_w + D + 40) \quad (54)$$

Para $D < 36$ in:

$$L_{ss} = \frac{1}{12}(h_o + h_w + 76) \quad (55)$$

Ver anexo A para tener en cuenta cuales son los mínimos requerimientos de espaciamento.

4.3 ETAPAS DE SEPARACIÓN

Se ha demostrado que entre mayor sea el número de etapas después de la separación inicial se estabilizaran más componentes livianos en la fase líquida. Esto se puede entender cualitativamente analizando que en un proceso de una sola etapa de separación, las moléculas de hidrocarburo livianas que se evaporan son removidas a relativa alta presión, manteniendo la presión parcial de los hidrocarburos intermedios lo más baja en cada etapa. A un número de etapas infinito, las moléculas más livianas son removidas tan pronto como ellas se formen y la presión parcial de los componentes intermedios se maximiza. La potencia del compresor se disminuye por etapa de separación, si el gas es recibido a una presión más alta. A continuación se explicará brevemente este fenómeno.

4.3.1 Selección de etapas de separación Para cada proceso de producción hay un número óptimo de etapas de separación. En muchos es muy difícil de determinarlo debido a que la composición del fluido de los pozos es muy variada y puede cambiar por pozo a medida que la presión del yacimiento va declinando. La tabla 4 es una guía para

determinar el número óptimo de etapas de separación, excluyendo el tanque, y fue determinada a partir de experiencias de campo.

Tabla 4. Guía para etapas de separación

PRESIÓN SEPARADOR INICIAL (psig)	NUMERO DE ETAPAS *
25 –125	1
125 – 300	1 – 2
300 – 500	2
500 – 700	2 – 3 **

* No incluye el tanque

** Si la tasa de producción es mayor 100.000 barriles se pueden requerir más etapas

Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez.

5. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

5.1 PRESIÓN ÓPTIMA DE OPERACIÓN.

Debido a la naturaleza multicomponente del fluido producido, entre más alta sea la presión del separador inicial más líquido (hidrocarburo) será obtenido. Este líquido contiene algunos componentes ligeros (livianos) que se vaporizarán en el tanque. Si la presión del separador inicial es muy alta, muchos componentes livianos permanecerán en la fase líquida del separador y se perderán en la fase gaseosa en el tanque. Si la presión es muy baja muchos de estos componentes no se estabilizarán en el líquido del separador y se perderán en fase gaseosa.

Es importante entender este fenómeno cualitativamente. La tendencia de un componente a vaporizarse depende de su presión parcial. La presión parcial de un componente en el recipiente es definida como el número de moléculas de ese componente en la fase vapor dividido por el número total de moléculas de todos los componentes presentes en la fase vapor multiplicada por la presión del recipiente. Por lo tanto, si la presión en el recipiente es alta, la presión parcial del componente será relativamente alta y las moléculas de ese componente tenderán hacia la fase líquida.

Este concepto puede ser ilustrado mediante las leyes de Rault y Dalton, para una mezcla de hidrocarburos se tiene la siguiente relación termodinámica⁵:

1. En la fase líquida, la presión parcial ejercida por cada componente i en la fase líquida (P_i^l) está relacionada con la presión de vapor del componente puro (P_i^o) y la fracción molar del componente i en la mezcla líquida (X_i), así:

$$P_i^l = P_i^o X_i \quad (56)$$

2. En la fase vapor, la presión parcial ejercida por cada componente i (P_i^v) en la mezcla gaseosa está relacionada la fracción molar del componente i en la fase gaseosa (Y_i) y con la presión total dentro del separador (P_t):

$$P_i^v = P_t Y_i \quad (57)$$

A la temperatura y presión dadas existirá equilibrio termodinámico entre las fases debido a que el vapor y el líquido se encuentran en contacto; como consecuencia la presión parcial de cada componente en la fase vapor será igual a la presión parcial de ese componente en la fase líquida. Entonces, al igualar las dos ecuaciones se obtiene:

$$\frac{P_i^o}{P_t} = \frac{Y_i}{X_i} = K_i \text{ Constante de equilibrio (58)}$$

De lo anterior se puede concluir que al aumentar la presión total del sistema, la fracción molar de la fase gaseosa disminuirá, es decir, la tendencia a la vaporización se reducirá si la presión de operación del separador se incrementa.

El problema es que muchas de estas moléculas son los hidrocarburos más livianos (metano, etano y propano), lo cual hace que se evaporen en el tanque (a condiciones atmosféricas). La presencia de estas moléculas en el tanque crea una baja presión parcial para los hidrocarburos intermedios (butano, pentano y hexano), lo cual hace que se evaporen a las condiciones del tanque. Es decir, por tratar de mantener los componentes livianos en el líquido, se pierden muchos componentes intermedios en el tanque. Esto sucede porque a presiones superiores a la óptima ocurre una disminución en el líquido del tanque. Un ejemplo de esto puede ser observado en la tabla 5.

Tabla 5. Efecto de la presión de separación para un aceite liviano

CASO	ETAPAS DE SEPARACION (PSIG)	LIQUIDO PRODUCIDO (BOPD)	POTENCIA DE COMPRESOR (HP)
I	1215, 65	8400	861
II	1215, 515, 65	8496	497
III	1215, 515, 190, 65	8530	399

Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez

5.2 PROCEDIMIENTOS GENERALES DE OPERACIÓN⁴

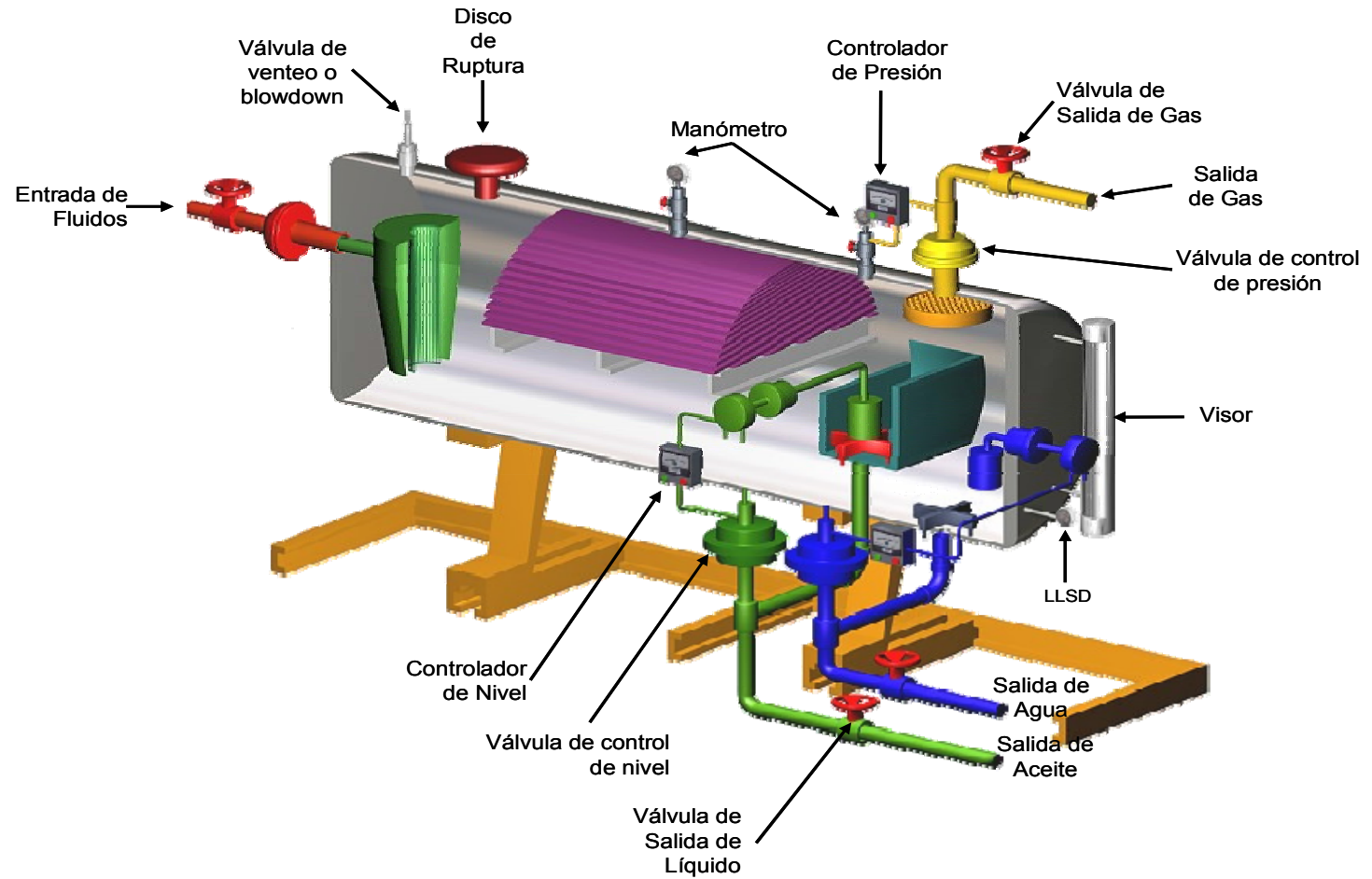
A continuación se presentará una guía de los principales procedimientos de operación de los separadores (encendido, apagado o shut-down, controles y rutina de operación).

La figura 26 que se observa a continuación, es un esquema general de los dispositivos de control externos que tiene un separador, que se encuentran involucrados en cualquiera de los procedimientos explicados anteriormente.

5.2.1 Encendido (Figura 27)

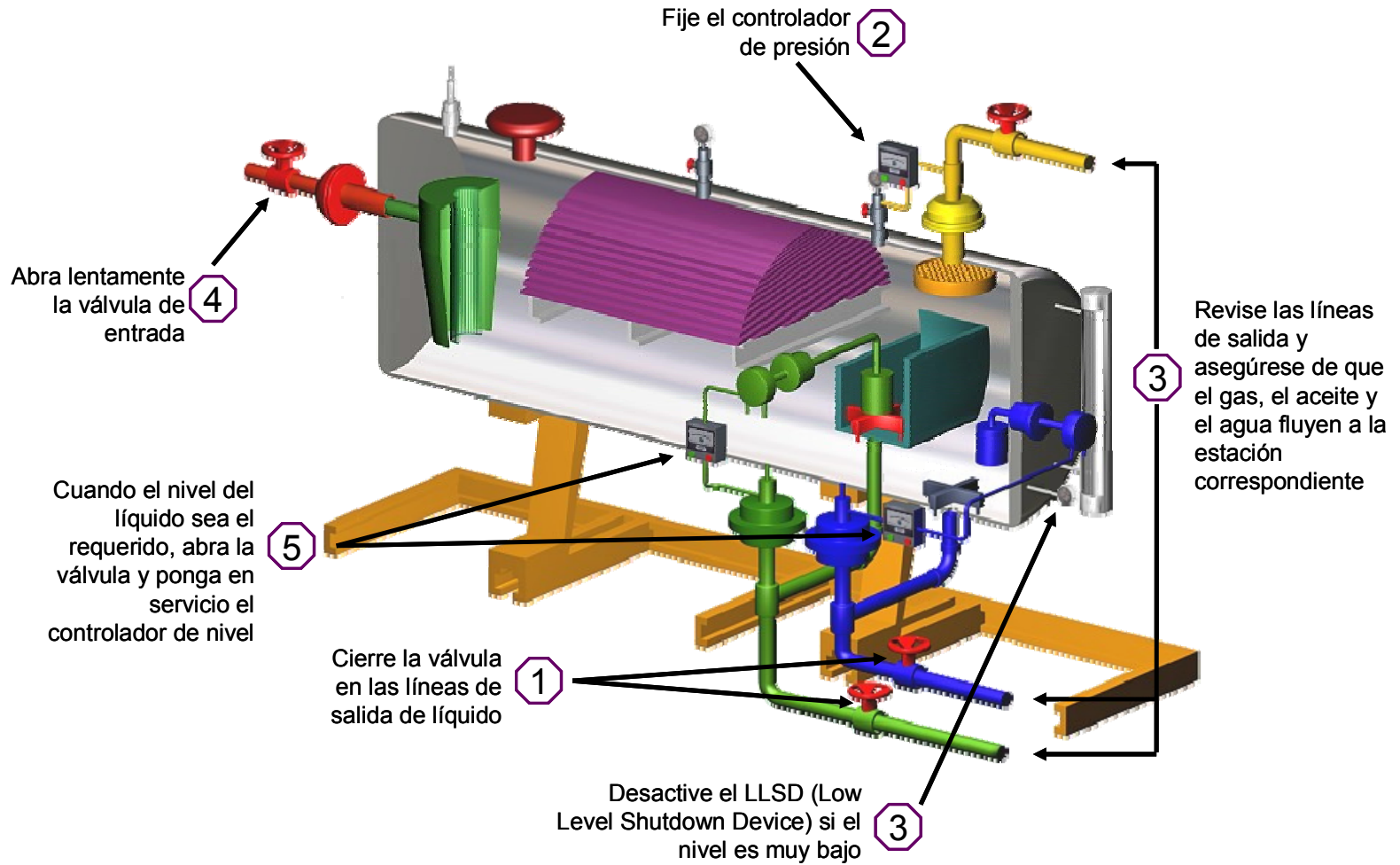
1. Si la vasija está vacía, cierre la válvula de sello en cada una de las salidas de líquido para prevenir posibles flujos de líquido a través de la válvula de control en la línea de líquido.
2. Si el separador tiene un controlador de presión debe fijarse a por lo menos el 75% del control normal de presión, y lentamente lleve la presión hasta su valor normal de trabajo después de que el separador esté funcionando. Esto ayudará a prevenir que los dispositivos de alivio se activen dado que el controlador de presión no se encuentra ajustado a la presión de trabajo y permitirá que la presión se incremente hasta alcanzar la presión de operación.
3. Si el separador tiene mecanismos de parada por nivel de líquido, estos se deben desactivar o el líquido debe llegar hasta un punto por debajo de los dispositivos controladores de nivel.
4. Chequee que cada una de las líneas de flujo fuera del separador fluya en la dirección correcta.
5. Abra lentamente la válvula de la línea de entrada al separador.
6. Cuando el nivel del líquido alcance los controladores de nivel, actívelos y abra las válvulas de sello cerradas en el paso 1.
7. Ajuste (según los requerimientos) los controladores de nivel y presión para estabilizar su operación.

Figura 26. Esquema General de los Dispositivos de un Separador



Fuente: Modificado Manual P-11. Separators, Second edition.

Figura 27. Procedimiento de encendido de un separador.



Fuente: Modificado Manual P-11. Separators, Second edition.

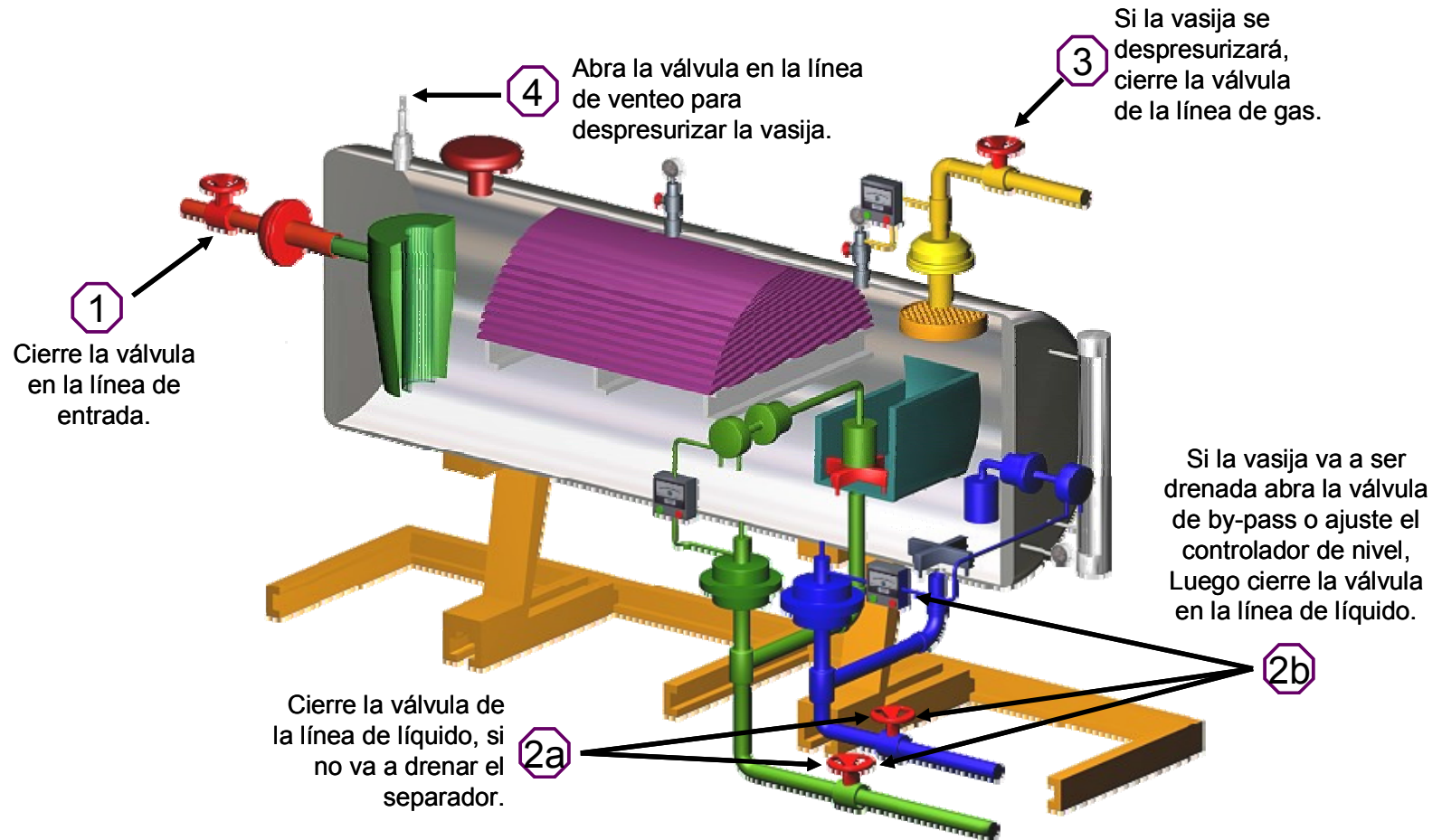
5.2.2 Apagado (Figura 28)

1. Cierre la válvula de la línea de entrada al separador.
- 2a. Cierre las válvulas en las líneas de salida de líquido para prevenir flujos de líquido.
- 2b. Si es necesario drenar el separador, abra la línea de by-pass en los controladores de nivel o ajústelos de modo que permanezcan abiertos hasta que el separador quede vacío. Cierre las válvulas de sello en las líneas de salida una vez que desocupe el separador.
3. Si la vasija debe ser despresurizada, cierre la válvula de sello en la salida de gas.
4. Despresurice la vasija abriendo la válvula en la línea para ventilar el sistema.
5. Si es posible no lleve la presión a cero durante el shut-down del separador para evitar la entrada de aire y de este modo la “purga” de la vasija al encenderla de nuevo.

5.2.3 Chequeos de Rutina (Figura 29)

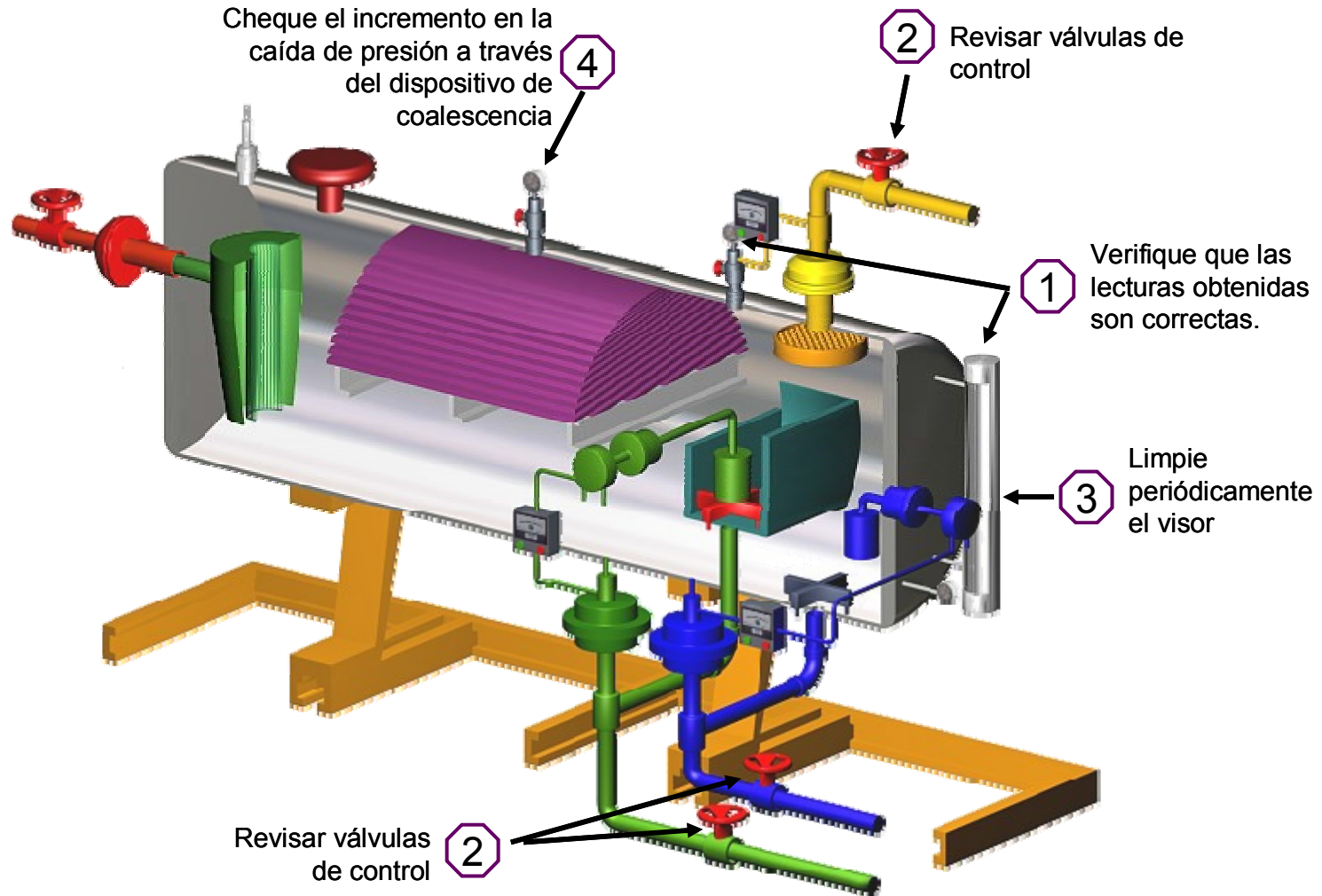
1. La rutina de operación incluye verificar los diferentes niveles, la presión, temperatura e instrumentos de control de flujo, para comprobar que estén funcionando dentro del rango de operación.
2. Revisar manualmente la válvula de control para comprobar que cierran y abren sin restricción.
3. Los visores deben ser drenados periódicamente para prevenir taponamiento o acumulaciones en las líneas o en las válvulas, mostrando falsas lecturas.
4. Si el separador tiene filtros o platos coalescentes, la caída de presión a través de ellos debe ser chequeada pues cualquier aumento indicaría asentamiento de partículas sólidas, lo que se traduce en cambio o remplazo de estos.

Figura 28. Procedimiento de shut-down de un separador.



Fuente: Modificado de Manual P-11. Separators, Second edition.

Figura 29. Revisiones de rutina durante la operación del separador.



Fuente: Modificado de Manual P-11. Separators, Second edition.

5.2.4 Controles

Los separadores deben tener dos puntos clave de control:

1. Control de Presión

La capacidad de gas del separador se incrementa a medida que aumenta su presión, de modo que la presión de un separador deberá mantenerse tan alta como sea posible para obtener una buena separación. Aumentando la presión se reduce el volumen actual de gas, por lo tanto se disminuye la velocidad del gas en el separador. La presión es controlada con un controlador de presión, que regula el flujo de gas que sale de la vasija.

2. Control de Nivel.

a. Separadores Bifásicos: El nivel al que se mantenga el separador afectará considerablemente su operación, en especial en separadores horizontales. El nivel debe ser lo suficientemente alto para que las burbujas de gas sean liberadas, es decir, alcanzar el tiempo de residencia deseado. Si el nivel es muy alto el tiempo de residencia será mayor del requerido. Aunque esto no afectaría la calidad del líquido que sale del separador si podría ocasionar que la corriente de gas arrastre algunas gotas de líquido, especialmente en separadores de diámetros pequeños.

El nivel de líquido en un separador vertical, usualmente no tiene efecto en la calidad del gas que sale de la vasija pues el espacio para este, es por lo general mayor a 100 cm (39 in).

En la figura 30 se puede observar que un aumento o disminución de 8 cm (3 in) en el nivel del separador, produce un cambio del 20% en la zona de gas, y será menor al aumentar el diámetro de la vasija.

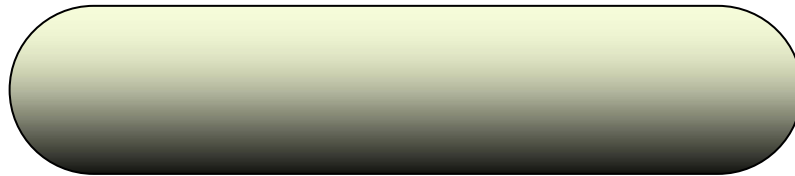
El punto al cual se debe fijar el controlador dependerá del caudal de líquido y gas a la entrada del separador. Si la rata de gas es mayor a la del diseño, se deberá fijar un nivel bajo para evitar el arrastre de líquido en la corriente de gas. Por otro lado si el influjo de líquido es más alto y el caudal de gas bajo, se recomienda establecer un nivel más alto para proporcionar mayor tiempo de residencia.

Figura 30. Efectos del cambio de nivel en un separador horizontal de 96 cm (38 in) en volúmenes de líquido y gas.



a. Nivel a la mitad de la vasija

Zona de gas = 100 Volúmenes
Zona de líquido = 120 volúmenes



b. Nivel 8 cm (3 in) por encima de la mitad

Zona de gas = 80 Volúmenes
Zona de líquido = 120 volúmenes



c. Nivel 8 cm (3 in) por debajo de la mitad

Zona de gas = 120 Volúmenes
Zona de líquido = 80 volúmenes

Fuente: Manual P-11. Separators, Petroleum Learning

Es difícil saber si el tiempo de residencia es el suficiente como para permitir que las burbujas de gas se separen del líquido, sin embargo y en caso de que la corriente de gas que sale del separador vaya a un tanque a presión atmosférica, es posible tener una idea de la cantidad de gas que entra al separador observando la cantidad de gas que es venteada del tanque. Si el gas que sale del separador va a otra vasija de

proceso se debe revisar entonces si hay presencia de líquido en esta, de ser así el nivel de líquido debe ser disminuido para evitar el arrastre.

b. Separadores trifásicos: en este caso existe una salida de gas y dos de líquido, en la mayoría de los separadores una salida es para el aceite y la otra para el agua o cualquier líquido que no sea soluble en el aceite como glicol, aminas, salmuera, etc.

El término de corte de agua es utilizado para denotar el porcentaje del líquido total que es agua, un corte del 20% indica que el 80% restante corresponde a aceite. Un corte de agua bajo es de alrededor del 10% y uno alto del 50%.

Los controladores de nivel de líquido en separadores trifásicos son un poco más complejos, pues el control del nivel de agua afectará el tiempo de residencia tanto del agua como del aceite, por lo que se recomienda utilizar controladores de nivel con flotadores diseñados para trabajar con fluidos de diferentes densidades, de modo que el flotador no quede parcialmente inmerso en los dos líquidos. Queda por aclarar que un flotador utilizado como controlador de nivel de aceite en la interfase gas-aceite no funcionará adecuadamente en una interfase aceite-agua.

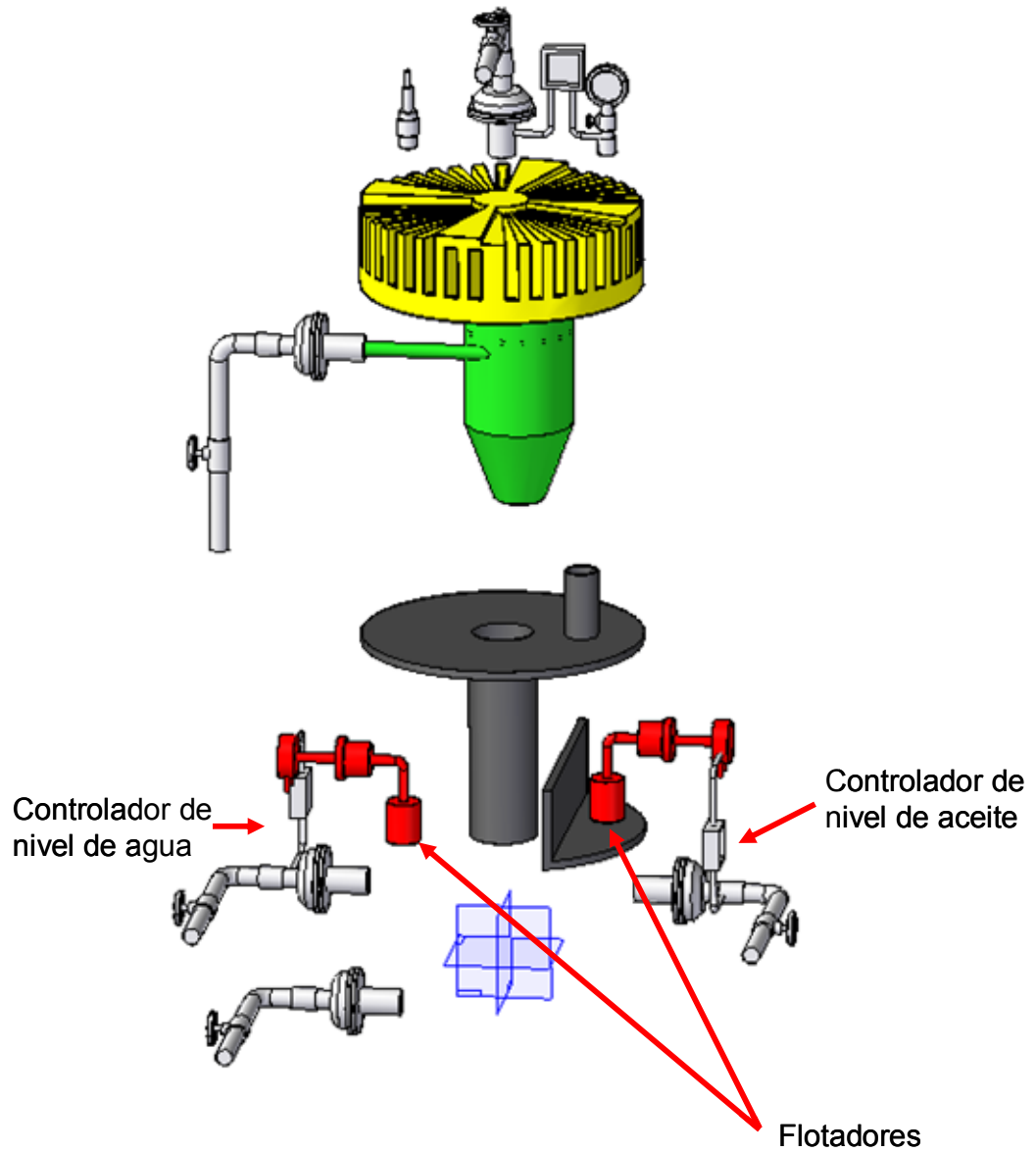
En un separador vertical como el mostrado en la figura 31 el nivel de aceite se puede modificar ajustando el controlador de nivel. En separadores horizontales (Figura 32), el nivel de la cámara de asentamiento de aceite está dado por la altura del cubo de aceite; la capacidad de almacenaje de este dispositivo es relativamente pequeña, por lo que un cambio en el controlador de nivel no es suficiente para modificar el tiempo de retención del aceite.

En la mayoría de los separadores, el volumen total de la sección de asentamiento de líquido es casi constante, el porcentaje del volumen total que es utilizado para el asentamiento del agua y del aceite depende del nivel al que se encuentre la interfase que está determinado por el nivel del agua en la cámara de agua.

El punto en el que se encuentre la interfase depende de dos factores:

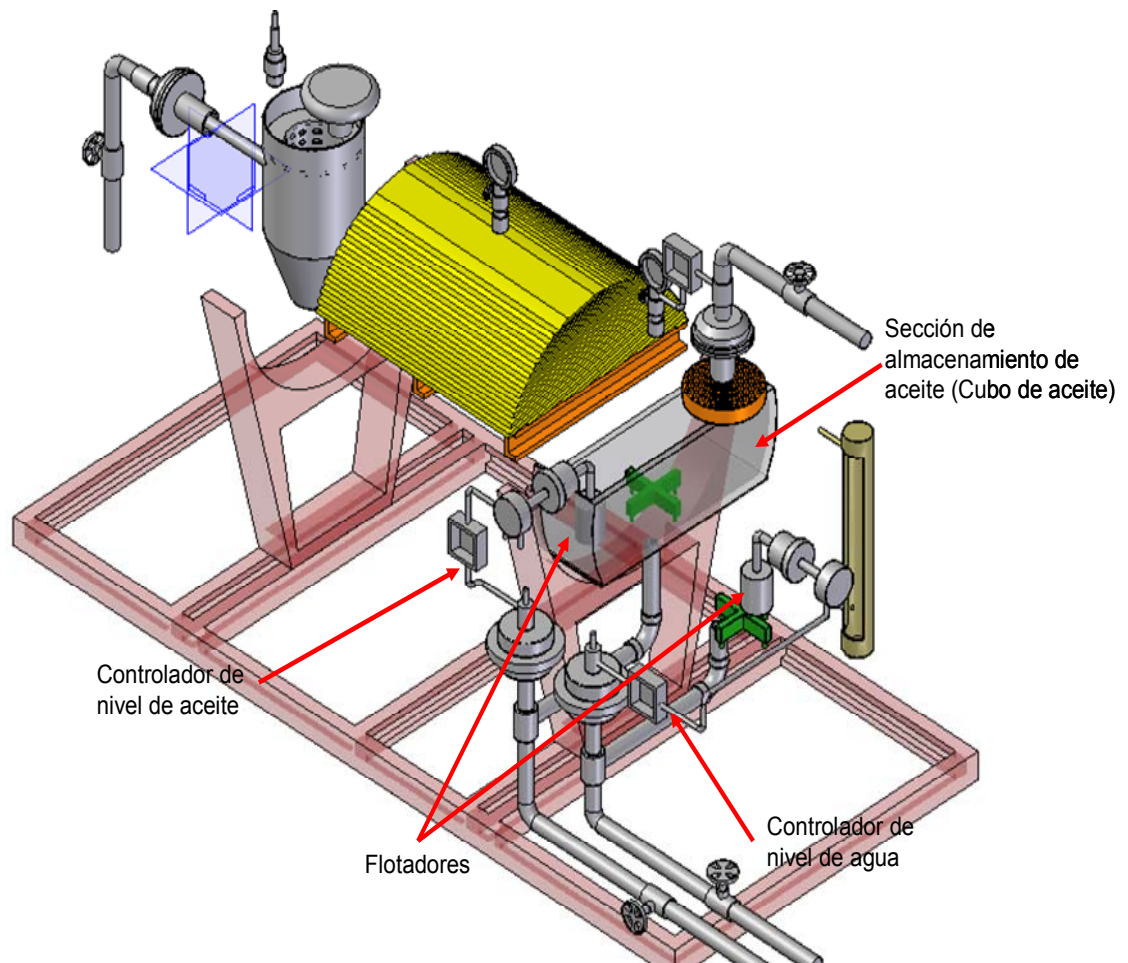
1. La diferencia de densidades entre el agua y el aceite.
2. El nivel del agua en la cámara de agua.

Figura 31. Dispositivos de control de nivel separador trifásico vertical.



Fuente: El autor.

Figura 32. Dispositivos de control de nivel separador trifásico horizontal



Fuente: Modificado de Manual P-11. Separators, Second edition.

El procedimiento tanto para separadores verticales como horizontales, para saber donde establecer el nivel de agua, de modo que la interfase se encuentre a la elevación correcta será explicado con el siguiente ejemplo, cabe notar que el nivel de aceite en un separador horizontal está determinado por la altura del cubo de aceite y en un separador vertical es la mitad del flotador en el controlador de nivel de aceite:

En primer lugar se debe determinar el nivel de agua que se tendrá si la sección de asentamiento estuviera completamente llena de aceite, en este caso la interfase se encontraría en el fondo del separador; este es el nivel más bajo de agua que se puede manejar en el separador sin que el aceite entre a la cámara de desagüe del agua, este nivel se determinará así:

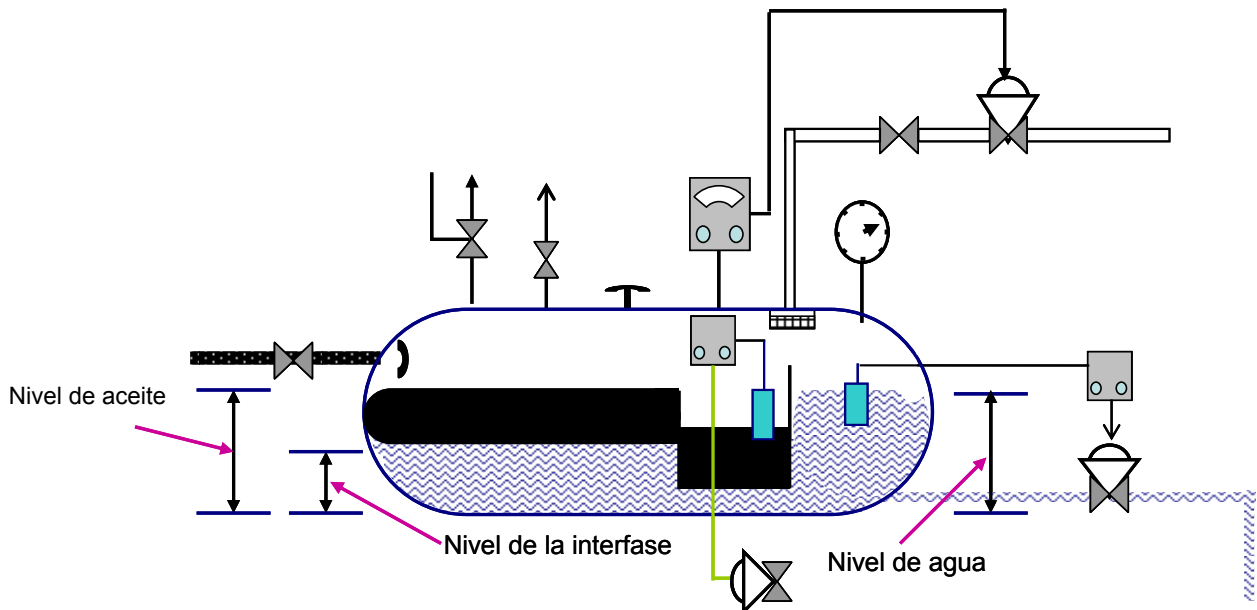
$$\text{Nivel mínimo de agua} = \text{Altura del aceite} \times \text{Densidad relativa del aceite} \quad (4)$$

Una vez que se ha determinado el nivel mínimo de agua se utiliza la tabla 6 que se muestra a continuación para determinar el nivel al cual se encuentra la interfase.

Por ejemplo para establecer el nivel de la interfase en un separador trifásico en el que el nivel de aceite es de 100 cm (40 in), la densidad relativa del aceite es de 0,8 (45 °API), figura 33, es necesario en primer lugar determinar el mínimo nivel de agua (ecuación 4) y luego con la tabla 6 se determinará la localización de la interfase. Para el ejemplo citado anteriormente se precisa que por cada incremento de 1 cm (pulgadas) en el nivel del agua, la interfase se moverá 5 cm (pulgadas).

El cambio en el nivel de la interfase se debe a la variación de 1 cm (1 pulgadas) en el nivel del agua.

Figura 33. Nivel de agua, aceite e interfase.



Fuente: Manual P11, Separadores. Ward Rosen

Tabla 6. Nivel de la interfase.

Densidad Relativa del Aceite	Gravedad API del aceite	Nivel de la interfase (pulgadas O cm)*
0,50	-	2,0
0,55	-	2,2
0,60	-	2,5
0,65	86	2,9
0,70	70	3,3
0,75	57	4,0
0,80	45	5,0
0,85	35	6,7
0,90	25	10,0

Fuente: Manual P11, Separadores. Ward Rosen

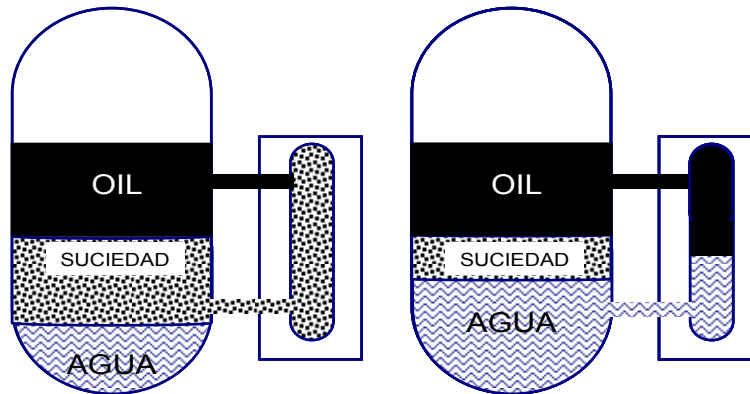
Lo anterior es un cálculo teórico y puede llegar a variar dentro del separador debido a una capa de suciedad (sólidos suspendidos) que se forma entre la capa de agua y la de aceite, favoreciendo la creación de una emulsión agua-aceite y el funcionamiento errático del controlador de nivel. También existe la posibilidad de que uno de los brazos de conexión del visor del separador quede en la capa de suciedad llenando el visor con este material, evitando la visualización del nivel de la interfase. Si además de lo anteriormente expuesto el controlador del nivel de agua queda inmerso en la capa de mugre/emulsión, este no podrá distinguir fácilmente la diferencia de densidad entre el agua y el aceite y no operará correctamente, figura 34.

5.3 PROBLEMAS OPERACIONALES

La causa de un problema operacional se encuentra mediante un proceso de eliminación que consiste en la evaluación de cada una de las posibles fuentes del problema, hasta que el origen es descubierto. La secuencia apropiada consiste en empezar eliminando las fuentes menos probables o las más probables, como son los instrumentos: válvulas de presión, válvulas de control de nivel, válvulas de control de

salida, visores, medidores de flujo, etc., al hacerlo asegúrese de que los instrumentos funcionan apropiadamente y que no están dando lecturas erróneas.

Figura 34. Efecto de la capa de suciedad en el nivel de la Interfase dentro del visor.



Fuente: Manual P-11, Separadores. Petroleum Learning Programs LTD.

5.3.1 ARRASTRE DE LÍQUIDO EN LA CORRIENTE DE GAS

Se detecta cuando el gas descargado presenta contenido de líquido por encima del normal. Cabe resaltar que el arrastre permitido es de 0,1 a 0,2 GPM (Galones Por Minuto). El procedimiento se describe en la tabla 7.

Tabla 7. Procedimiento para el arrastre de líquido en la corriente de gas.

CAUSAS	SOLUCIÓN DEL PROBLEMA
1. Alto caudal de salida del gas	Revise la rata de salida y ajústela al caudal de diseño.
2. Nivel de líquido alto (lo que reduce la zona de gas)	Revise el nivel de líquido. Cambie o limpie los visores. Reduzca el nivel al diseñado
3. Platos coalescentes, extractores de niebla o dispositivos centrífugos taponados.	<p>a. Revise la temperatura y la presión del separador para detectar posible formación de hidratos. Disminuya la presión por debajo del punto de formación de hidratos.</p> <p>b. Mida la caída de presión a través de los dispositivos, esta debe ser menor de 10 KPa (2 psi). Si la caída de presión a través del extractor de niebla es cero, el extractor debe ser cambiado.</p> <p>Las mediciones de caída de presión deben hacerse a la rata de flujo diseñada. Altas caídas de presión indican taponamiento, Inspección interna y limpieza son necesarias.</p>
4. Oleaje excesivo	Instale rompeolas horizontales.
5. La presión de operación se encuentra por debajo de la presión de diseño	Chequee la presión y elévela a la de diseño o disminuya la rata de gas proporcionalmente a la reducción en la presión. Es decir $1 \text{ psi} = 1 \text{ ft}^3/\text{seg}$.
6. La densidad del líquido es menor que la de diseño	Reduzca el flujo de gas proporcionalmente a la reducción en la presión

Fuente: Fuente: Manual P-11, Separadores. Petroleum Learning Programs LTD.

5.3.2 PROBLEMAS DE CONTROL. (Tabla 8)

Tabla 8. Procedimiento para los problemas de control.

CAUSAS	SOLUCIÓN DEL PROBLEMA
<p>1. El flotador está totalmente sumergido en el líquido.</p>	<p>a. Limpie los visores para asegurarse de que la lectura es correcta.</p> <p>b. Si la camisa del flotador es externa drene el área entre la camisa y el flotador, para asegurarse de que no está taponada.</p> <p>c. Una vez que el visor y la camisa del flotador están limpios, chequee que el flotador no esté cubierto con el líquido.</p> <p>d. Drene suficiente líquido del separador de modo que el flotador está inmerso hasta la mitad.</p> <p>e. Ponga en servicio de nuevo el flotador.</p>
<p>2. Nivel de líquido por debajo del flotador.</p> <p>Nota: El controlador de nivel no funcionará si está totalmente sumergido en el líquido o si el nivel se encuentra por debajo del flotador, el flotador DEBE estar sumergido parcialmente para que trabaje apropiadamente.</p>	<p>a. Repita lo pasos a y b del punto anterior.</p> <p>b. Si el nivel está por debajo del flotador, cierre la válvula de salida de líquido para permitir que el nivel suba y cubra la mitad del flotador.</p> <p>c. Ponga en servicio el flotador.</p>
<p>3. Cambio en el caudal de líquido</p>	<p>a. Si no es posible ajustar el controlador de nivel es necesario cambiarlo cada vez que haya un cambio significativo en la rata de flujo de líquido.</p> <p>b. Si es posible ajustar el dispositivo, adáptelo cada vez que cambie el flujo de líquido.</p>

<p>4. El líquido entra al separador por baches, y no da lugar a que el controlador de nivel drene el líquido.</p>	<p>a. Disminuya el punto al cual el controlador de nivel activa la válvula de salida.</p> <p>c. En algunos casos puede ser necesario instalar una válvula de posición en la válvula de control de nivel para ayudar a que esta última se abra rápidamente.</p>
<p>5. La válvula de control de nivel no está funcionando apropiadamente</p>	<p>a. Revise que la válvula y asegúrese de que no está cerrando cuando se supone debería abrirse.</p> <p>b. Revise manualmente la válvula, ábrala y ciérrela completamente para cerciorarse de que la tensión no es muy alta ni muy poca, y que no existe nada que impida el cierre total de la válvula.</p>
<p>6. El controlador de nivel no responde a los cambios de nivel.</p>	<p>a. Manualmente gire el tubo de torque o el brazo flotador para chequear que el flotador responde; de no ser así repare el controlador, en caso contrario el flotador se encuentra apagado, o el líquido se encuentra por debajo o por encima del flotador.</p> <p>b. Revise el nivel siguiendo los pasos de los numerales 1 y 2.</p> <p>c. Manualmente abra y cierre la válvula de drenaje para cerciorarse de que el líquido viaja la longitud total del flotador. Si el controlador no responde, el flotador se dañó y debe ser reemplazado.</p>
<p>7. El flotador de la interfase agua-aceite está sumergido totalmente en la emulsión</p>	<p>a. Chequee que existe una emulsión dentro del separador drenándolo por la línea más cercana al flotador.</p> <p>b. Drene la emulsión en caso de que exista.</p>

<p>8. La densidad del aceite ha cambiado por lo que el flotador no responde a los cambios de nivel.</p>	<p>Aunque esta es una situación es poco probable, podría presentarse cuando la producción de un nuevo pozo se agrega a la facilidad de superficie, en este caso es necesario:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Tome la nueva densidad del aceite. b. Consulte con el proveedor de su flotador para obtener uno que se ajuste a este nuevo requerimiento.
---	---

Fuente: Fuente: Manual P-11, Separadores. Petroleum Learning Programs LTD.

5.3.3 OTRAS POSIBLES FALLAS DE LOS SEPARADORES

- **Incremento en la presión de operación:** El separador debe estar protegido por una válvula de seguridad que se dispara en el momento en que el nivel de la presión sobrepasa el valor asignado como límite (set point). Si la válvula no funciona el recipiente puede estallar. La válvula debe estar conectada a un sistema de venteo diseñado para llevar el gas hasta el mechero (flare). En el mechero o mechurrio la mezcla que se desaloja se quema en condiciones seguras.
- **Disminución en la presión de operación:** Si el caudal se mantiene constante la velocidad del gas dentro del separador aumenta, como resultado se puede romper el extractor de niebla y se puede producir arrastre de líquido.
- **Cavitación en la bomba instalada a la salida de los líquidos:** En este caso el petróleo tiene gas o hubo una leve evaporación al momento de ser bombeado, o se formó un pequeño remolino dentro del separador y arrastró una pequeña cantidad de gas. Se recomienda instalar un quebrador de remolinos y disminuir al máximo la caída de presión al encender la bomba para evitar evaporación.
- **Presencia de sólidos:** los principales problemas asociados a este factor son:
 - Abrasión de las partes internas de las válvulas de descarga afectando los controles de nivel.

- Abrasión de las líneas de descarga del separador, lo cual debilita el material y reduce la vida útil de las mismas.
- Acumulación de arena en el fondo de recipiente, lo que disminuye el volumen efectivo disponible.
- Taponamiento en las salidas o descargas del líquido.

En este caso se recomienda la instalación de sand jets y de una línea de descarga que ayuden a drenar la arena en el fondo del separador. Si la producción es excesiva se debe evaluar la posibilidad de instalar una trampa de arena, q no es otra cosa, que un filtro entre el cabezal del pozo y la entrada al separador.

6. SELECCIÓN

La separación de fluidos es uno de los primeros pasos en la disposición final de la producción de un campo petrolero, de la eficiencia de esta depende en gran medida la calidad de cada uno de los fluidos que se obtienen del separador.

Los volúmenes a tratar y producidos dependen tanto de la producción de los pozos que llegan al separador como de la temperatura y presión de operación, la calidad y características de los fluidos (gravedad API, densidad, etc.). Además del contenido del agua y el BS&W, aquí vale la pena hacer una pequeña diferenciación entre estos dos términos; el contenido de agua del crudo hace referencia a la cantidad total de este fluido que se encuentra en el aceite, bien sea libre o en emulsión (BS&W), mientras que el BS&W hace referencia tan sólo al agua emulsionada presente en el crudo.

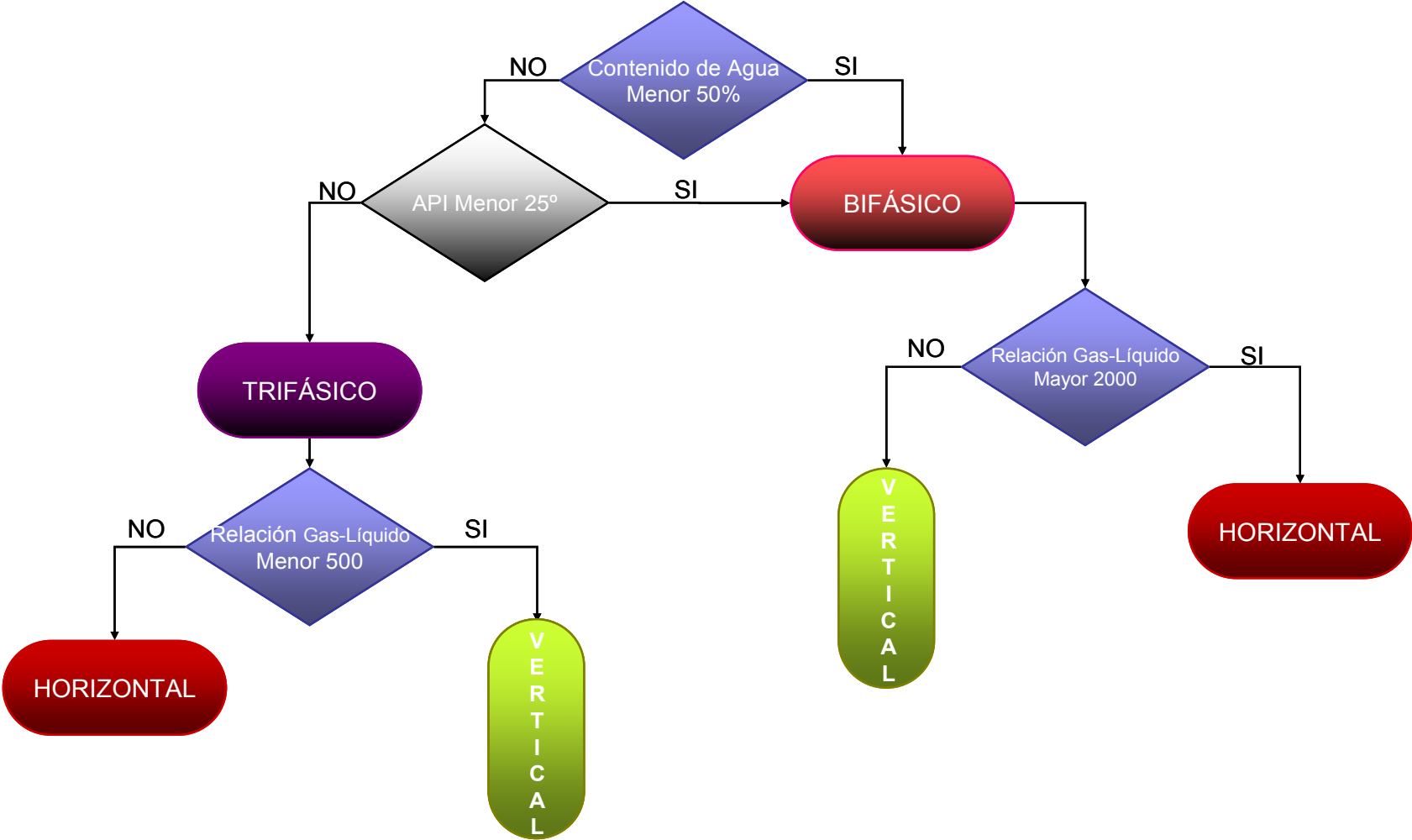
Es muy importante también tener en cuenta otros parámetros como la relación líquido-gas, el contenido de sólidos y todos aquellos que el comprador considere necesarios para su disposición final, aunque no todos se tratan en el separador si es importante tenerlos en cuenta para determinar las facilidades que son necesarias instalar después de este tratamiento inicial.

6.1 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN

De todas las consideraciones que deben hacerse al momento de elegir un separador las más importantes son (Figura 35):

- Contenido de agua
- Relación gas-líquido
- BS&W
- Contenido de sólidos

Figura 35. Diagrama de flujo para la selección del separador.



Fuente: El autor.

En la figura anterior se muestra el diagrama de flujo que se recomienda seguir al momento de elegir un separador. Se considera que el primer parámetro que se debe tener en cuenta es el contenido de agua, si este es menor del 50% se elegirá un separador bifásico pues el agua presente, y en consecuencia el corte de agua que se tendrá será muy bajo y no justifica la elección de un separador trifásico. En caso de que el contenido de agua sea mayor al 50% es necesario evaluar la gravedad API del crudo.

En términos de la gravedad API es necesario determinar si es o no menor de 25°, de ser así se recomienda nuevamente elegir un separador bifásico pues por debajo de este valor el crudo es pesado (cabe anotar en este punto que para crudos de esta característica es necesario instalar otra facilidad para su tratamiento), lo que hace más difícil la coalescencia de las gotas de agua, además la diferencia de densidades entre el agua y el aceite sería menor lo que dificultaría el funcionamiento del flotador (en la zona de líquido) del controlador de nivel en un separador trifásico; Si este parámetro es mayor del valor establecido se elegirá un separador trifásico, pues el contenido de agua y la gravedad API serán altos lo que favorecerá la aparición de una tercera fase dentro del separador, es decir, se obtendrán tres fluidos en la separación: agua, aceite y gas.

Una vez que se ha determinado si el separador es bifásico o trifásico es necesario establecer la posición del mismo (horizontal o vertical). Para esto se analiza la relación gas-líquido (GLR, por sus siglas en inglés), en esta ocasión se fijarán dos límites uno menor de 500 y otro mayor de 2000.

El límite de GLR menor de 500 aplica para los separadores trifásicos debido a que en este tipo de separadores los tiempos de retención oscilan entre los 3 y los 30 minutos lo que hace necesario disponer de mayor espacio para llevar a cabo la separación; si el GLR se encuentra en el rango se elegirá un separador vertical pues como se explico en el capítulo dos, estos manejan mejor altos caudales de líquido. En el caso contrario (GLR > 500) la elección correcta será separador horizontal trifásico, ya que estos tienen un área mayor para manejar los altos caudales de gas que se presentarían y disminuyen la posibilidad de arrastre de líquido en la corriente de gas que sale del separador.

En el caso de los separadores bifásicos se tiene en cuenta si el GLR es mayor de 2000, de ser así se preferirá un separador horizontal sobre uno vertical, puesto que el primero tiene un mejor manejo de altos caudales de gas. De otro lado si el GLR es menor de 2000 un separador vertical será la mejor elección.

EN TODO CASO SI LAS LIMITACIONES DE ESPACIO PRIMAN SOBRE ALGUNA DE LAS VARIABLES EXPUESTAS ANTERIORMENTE (COMO POR EJEMPLO EN PLATAFORMAS), LA ELECCIÓN SERÁ SIEMPRE LA DE UN SEPARADOR VERTICAL.

CONCLUSIONES

- Los separadores horizontales manejan mejor altas cantidades de gas, las relaciones de esbeltez para este tipo de separadores oscila entre 2.5-5. Por otro lado los separadores verticales se seleccionan cuando las relaciones gas-líquido (GLR) son bajas o el volumen de gas es bajo, las relaciones de esbeltez para estos separadores se encuentra en el rango de 2-4.
- Al momento de diseñar un separador se deben tener en cuenta ciertas propiedades del fluido (gravedad API, viscosidad, etc.) y algunas variables de la operación (temperatura, presión, tiempo de retención, etc.), que determinarán el tipo de separador más conveniente a utilizar, sin embargo es el requerimiento de espacio lo que al final prima sobre cualquier cálculo o diseño realizado previamente; este es el ejemplo de las facilidades utilizadas en la locación de un taladro o de las plataformas costa afuera, donde el espacio es tan reducido que siempre se utilizan separadores verticales.
- La caída de presión entre el cabezal del pozo y la presión de operación del separador juega un papel primordial al momento de establecer la cantidad de fluidos (gas y aceite principalmente) recuperados, por este motivo se recomienda utilizar más de una etapa de separación, para evitar la vaporización de los componentes livianos. El número de etapas a utilizar dependerá de la presión de llegada al separador.
- La cantidad de dispositivos a instalar en el separador dependerá no sólo de las características del flujo y del fluido sino también del costo, por esta razón es muy importante hacer análisis costo/beneficio de cada uno de los dispositivos que se pretende utilizar.
- Aunque el arrastre de líquido en la corriente de gas se considera un grave problema en el funcionamiento del separador que pone en riesgo la integridad de algunas partes internas y que disminuye la calidad del gas que sale del recipiente, un alto contenido de gas en la corriente de salida del aceite es un problema mayor.

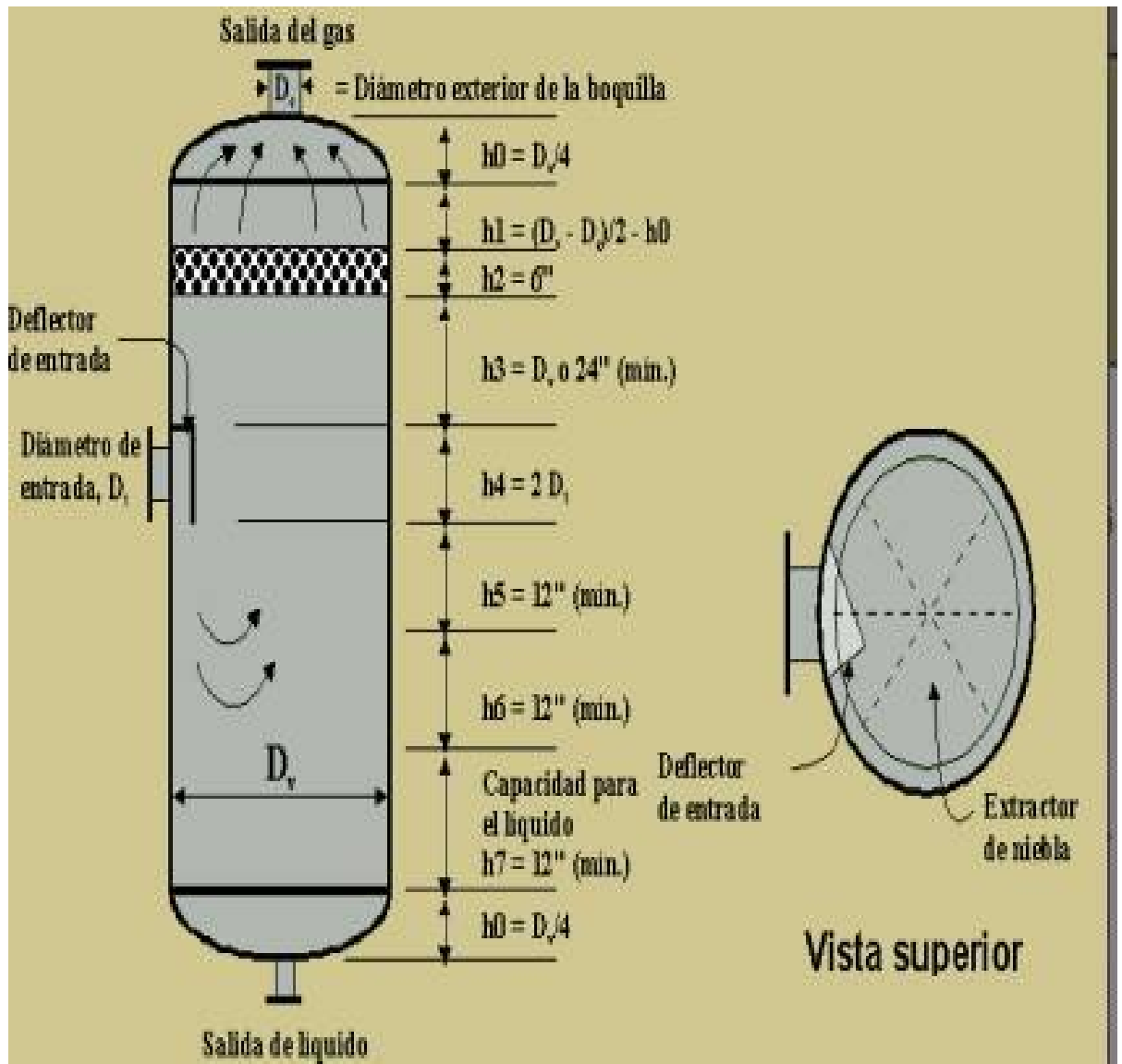
- Al momento de diseñar un separador trifásico se debe tener en cuenta que se manejan dos tiempos de retención agua-aceite y gas-aceite, con base a aquel que pueda resultar mayor se realizarán todos los cálculos del diseño (capítulo 4).
- Es necesario durante la operación del separador cerciorarse que todos los dispositivos instalados en él funcionan adecuadamente y que se encuentran en buen estado. Esto con el fin de evitar problemas operacionales o de integridad.
- Problemas de espumas, presencia de sólidos y de gases corrosivos, es mejor tratarlos antes de que el fluido entre al separador, con el fin de disminuir partes internas y problemas operacionales.
- Las rutinas de mantenimiento preventivo son muy necesarias a la hora de hacer instalaciones y en la operación de este tipo de vasijas, ya que evitan tener problemas en tiempo muy grandes, por lo cual se recomienda ser implementadas desde la puesta en funcionamiento de los separadores.

RECOMENDACIONES

- Hacer un software que contenga la información anteriormente expuesta de manera que los cálculos sean realizados por este.
- Consultar otras fuentes que contengan información acerca de materiales, recubrimientos, prevención de corrosión, etc., cada vez que se requiera.
- Consultar al momento del diseño las últimas actualizaciones de las normas existentes.
- Siempre que existan limitaciones de espacio se recomienda utilizar separadores verticales.
- Si la presencia de arena es muy alta es preferible instalar una trampa de arena antes de la entrada al separador, además de sand jets que ayuden a drenar la arena depositada en el fondo del separador en el caso de separadores horizontales.
- Al momento de realizar el mantenimiento de los separadores PTS recomienda revisar:
 - Soldaduras.
 - Cojinetes.
 - Posibles focos de corrosión
 - Todos los elementos de seguridad (disco de ruptura, válvula de alivio, controladores de presión, etc).
- Adicionalmente se recomienda hacer una inspección en la facilidad cada seis meses y una de calidad en el laboratorio cada año.
- Es conveniente tener una guía en la que se detallen los procedimientos a seguir y las revisiones pertinentes, para hacer un buen seguimiento de los chequeos a los equipos y para evitar pasar por alto algún detalle.

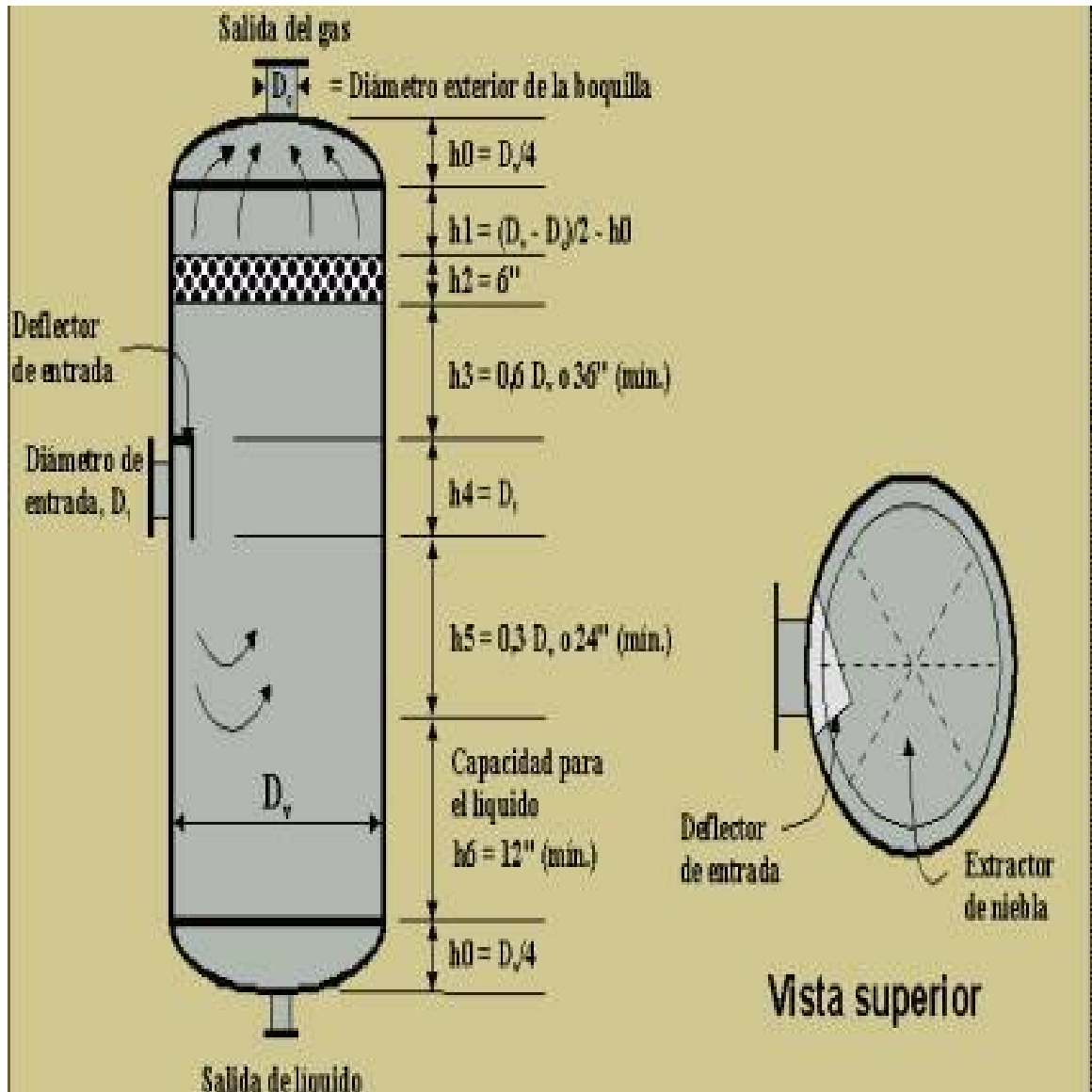
ANEXO A: REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE ESPACIAMIENTO

Según GPSA:



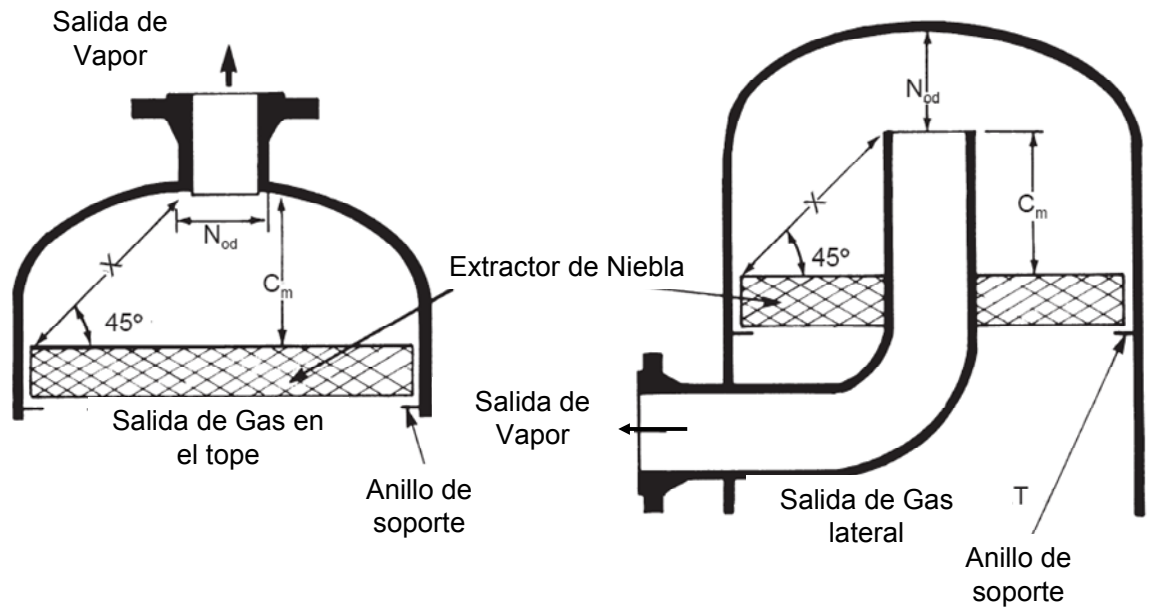
Fuente; Section 7, Separation Equipment. GPSA

Según PDVSA:



Fuente: PDVSA

ANEXO B: MÍNIMO ESPACIAMIENTO PARA EL EXTRACTOR DE NIEBLA



Fuente: Section 7, Separation Equipment. GPSA

Los extractores de niebla se instalan normalmente verticales al flujo de gas, el desempeño del extractor se ve afectado si este se instala a más de 30° desde la horizontal. Para que los extractores de niebla funcionen correctamente debe existir un espacio mínimo (clearance) entre el tope del extractor y la salida de gas. Este se calcula mediante la siguiente fórmula:

Mínimo espaciamento del extractor, C_m :

$$C_m = 0,707 \times \frac{M_{od} - N_{od}}{2}$$

Donde:

Mod = Diámetro externo del extractor

Nod = Diámetro externo de la boquilla

REFERENCIAS

1. PAEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado de facilidades de superficie. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
2. GOMEZ, Juan Ángel. Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie. México D.F.: Universidad Autónoma de México.
3. ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.
4. ROSEN, Ward. Manual P-11: SEPARATORS. Houston, Texas: Petroleum Learning Programs LTD.
5. ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing. New York: Marcek Dekker, Inc.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing. New York: Marcek Dekker, Inc.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE SPEC 12. Specifications for oil and gas, 7 th edition. October 1989.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API 510. Pressure vessel inspection code: Maintenance inspection, rating, repair, and alteration. 8 th edition. Junio 1997.
4. ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.
5. GOMEZ, Juan Ángel. Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie. México D.F.: Universidad Autónoma de México.
6. PAEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado de facilidades de superficie. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
7. ROSEN, Ward. Manual P-11: SEPARATORS. Houston, Texas: Petroleum Learning Programs LTD.
8. VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Febrero de 2002.