

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN  
DE SEPARADORES Y TRATADORES TERMICOS**

**DIEGO ANDRÉS HERNÁNDEZ SERRANO  
VIVIANA YAMILE VALDERRAMA TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN  
DE SEPARADORES Y TRATADORES TERMICOS**

**DIEGO ANDRÉS HERNÁNDEZ SERRANO  
VIVIANA YAMILE VALDERRAMA TORRES**

**Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial  
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO; M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

*A Dios por protegerme siempre y darme la fortaleza para seguir  
luchando cuando todo parecía derrumbarse.*

*A mi papito Adolfo que esta en el cielo por darme las fuerzas  
necesarias para seguir mis sueños que también eran parte de él.*

*A mi mamita querida que siempre ha estado con migo en los  
momentos más difíciles ayudándome cuando mas lo he necesitado y  
brindándome todo su apoyo para cumplir mis sueños.*

*A mis hermanos Nelson y Lucho que han estado pendientes de mí  
siempre en especial lucho que me ha brindado su apoyo en lo que mas  
a podido.*

*A mi abuelita Angélica que siempre me alegra la vida con sus  
concejos y me da ánimos para la lucha que viene.*

*A mi tía Rosana por ser una persona muy especial con migo. A mis  
primos Carlos y Julián que han sido como unos hermanos para mí.*

*A todos mis compañeros que de una u otra forma estuvieron  
acompañándome en los momentos mas difíciles y de dicha  
brindándome una sincera amistad.*

*A mi mejor amiga Martha Lilitana Sarmiento que siempre ha sabido  
brindarme una verdadera amistad apoyándome cada vez que lo he  
necesitado y dándome animo para seguir adelante.*

*A mis mejores amigos Diego Andrés Serrano, Jhon Jairo Acevedo y  
Luis Miguel Pabón porque me han ofrecido una gran amistad que  
nunca olvidare; me han ayudado en muchas cosas y lo mas  
importante he aprendido mucho de ellos ; para cada uno de ellos mis  
mejores deseos los quiero mucho.*

**VIVIANA YAMILE VALDERRAMA TORRES**

*A Dios, quien a través del milagro de la creación me dio la vida  
Bendiciendo el amor de mis padres... Mario Hernández y  
María Eugenia Serrano.*

*A mis padres, hermanos y a todos mis familiares; por su amor,  
comprensión y dedicación en todos los momentos de mi vida. Por que  
día a día dieron las pautas para formar el ser humano que soy.*

*A mis grandes amigos: Félix Alexander, Jhon Jairo, Viviana Yamile,  
Fabián y Carlos Andrés con quienes compartí muchas noches de  
estudio y me brindaron su amistad incondicional.*

***DIEGO ANDRÉS HERNÁNDEZ SERRANO***

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos:

Al Ingeniero Freddy Abelardo Nariño por ser guía y colaborador en el desarrollo de este proyecto.

Al M.Sc Fernando Enrique Calvete y al Ingeniero Nicolás Santos por compartir su sabiduría y conocimiento.

A nuestros amigos por su comprensión y apoyo incondicional en todo momento.

A nuestras familias por apoyar cada decisión tomada y alentarnos en la consecución de nuestras metas.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, donde nos formamos profesionalmente.

## RESUMEN

### TITULO\*

DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE SEPARADORES Y TRATADORES TERMICOS

### AUTORES\*\*

DIEGO ANDRÉS HERNÁNDEZ SERRANO  
VIVIANA YAMILE VALDERRAMA TORRES

### PALABRAS CLAVES

Software, Separadores, Tratadores térmicos, Parámetros Operacionales.

### DESCRIPCION

Los fluidos provenientes de los pozos son una mezcla en algunos casos homogénea, dentro de la cual se encuentra principalmente crudo, agua, y gas (en menores proporciones otros compuestos como Azufre, Nitrógeno, Oxígeno entre otros). Es por esta razón que en superficie se instalan equipos que permitan una efectiva separación de la mezcla en tres fases, de forma tal que puedan ser tratados por separado para que cumplan con los requisitos establecidos para entrega y venta.

El objetivo principal del desarrollo de este software tiene como finalidad realizar una selección rápida y correcta de separadores y tratadores térmicos de acuerdo a ciertos parámetros operacionales, tomando como base las características y condiciones del crudo producido, buscando siempre que el producto a la salida del proceso de tratamiento cumpla con las condiciones mínimas para ser transportado, refinado y/o comercializado.

Además de la selección del sistema de tratamiento y de separación, el software realizará el proceso de dimensionamiento ya sea para el separador o el tratador térmico (dependiendo de las características y condiciones del crudo), las respectivas configuraciones, y la selección de la mejor alternativa estableciendo sus características de operación. Así mismo se realizará una comparación entre la configuración realizada por el software y la configuración montada en campo. Y de esta forma establecer la efectividad del software.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\* FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

## SUMMARY

### TITLE\*

SOFTWARE FOR SELECTION OF SEPARATORS AND THERMAL TREATERS

### AUTHORS\*\*

DIEGO ANDRÉS HERNÁNDEZ SERRANO  
VIVIANA YAMILE VALDERRAMA TORRES

### KEY WORDS

Software, Separators, Thermal Treaters, Standard Operational.

### ABSTRACT

The fill fluids of the wells are a mixture, in some cases homogeneous, inside principally we find oil, water and gas, (in minor proportions other compounds as Sulfur, Nitrogen, Oxygen and others). For these cause on surface are to install production facilities, which allow the separation of the mixture in three phases, this way they can be treated separately and meet the requirements established for delivery and selling.

The principal target of the development of this software takes as a purpose to realize a rapid and correct selection of dividers and thermal production facilities in accordance with certain operational parameters, taking as a base the characteristics and conditions of the produced crude oil, looking whenever the product to the exit of the process of treatment meet with the minimal conditions to be transported, refined and/or commercialized.

In addition to the selection of the system of treatment and of separation, the software will realize the process of dimensioning be already for the divider or the thermal production facilities (depending on the characteristics and conditions of the crude oil), the respective configurations, and the selection of the best alternative establishing his characteristics of operation. Likewise a comparison will be realized between the configuration realized by the software and the configuration mounted in field. And thus to establish the effectiveness of the software.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\* FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	1
1. FLUIDOS DEL YACIMIENTO	3
1.1 TIPOS DE HIDROCARBUROS	3
1.1.1 Aceites negros	4
1.1.2 Aceites volátiles	7
1.1.3 Gases retrógrados	8
1.1.4 Gases húmedos	10
1.1.5 Gases secos	12
2. EMULSIONES	14
2.1 DEFINICION	14
2.2 TEORIAS SOBRE LA FORMACION DE EMULSIONES	16
2.2.1 Teoría coloidal	16
2.2.2 Teoría del agente emulsificante	16
2.2.3 Teoría de la tensión interfacial	17
2.2.4 Teoría de cargas eléctricas	17
2.3 CLASIFICACION DE LAS EMULSIONES	18
2.3.1 Según el grado de estabilidad	18
2.3.2 Según la fase de la emulsión	18
2.3.3 Según la facilidad para romperlas	19
2.3.4 Según el tiempo	19
2.4 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSION	19

2.4.1 Sedimentación	19
2.4.2 Agregación	20
2.4.3 Coalescencia	20
2.5 PARAMETROS QUE DETERMINAN EL ROMPIMIENTO DE LAS EMULSIONES	20
2.5.1 Película interfacial	20
2.5.2 Viscosidad de la Fase Continua	20
2.5.3 Tamaño de la Gota	21
2.5.4 Relación de Volumen de Fase	21
2.5.5 Temperatura	21
2.5.6 PH	22
2.5.7 Edad	22
2.5.8 Salinidad de la Salmuera	22
2.5.9 Tipo de aceite	22
2.5.10 Diferencia de densidad	22
3 TEORÍA SEPARACIÓN DE FASES	23
3.1 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	23
3.2 COALESCENCIA	25
3.3 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES	27
3.4 EFECTOS ELÉCTRICOS EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES	27
4 SEPARADORES	29
4.1 PARÁMETROS OPERACIONALES	29
4.2 TIPOS DE SEPARADORES	36
4.2.1 Separadores bifásicos	36
4.2.1.1 Separadores bifásicos horizontales	36

4.2.1.2 Separadores bifásicos verticales	41
4.2.2 Separadores trifásicos	47
4.2.2.1 Separadores trifásicos horizontales	48
4.2.2.2 Separadores trifásicos verticales	56
4.3 DISEÑO DE SEPARADORES	62
4.3.1 Aspectos teóricos	62
4.3.1.1 Separación bifásica	63
4.3.1.2 Separación trifásica	69
4.3.2 Separadores bifásicos	76
4.3.2.1 Separador vertical	78
4.3.2.2 Separador horizontal	83
4.3.3 Separadores trifásicos	87
4.3.3.1 Separador horizontal	88
4.3.3.2 Separación vertical	96
4.4 ETAPAS DE SEPARACION	101
4.5 SELECCIÓN	102
5. TRATADORES TÉRMICOS	106
5.1 PARÁMETROS OPERACIONALES	110
5.2 TIPOS DE TRATADORES TÉRMICOS	113
5.2.1 Tratador térmico horizontal	113
5.2.2 Tratador térmico vertical	120
5.3 SELECCIÓN	124
6 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	127
6.1 ALCANCE DE LA HERRAMIENTA	127
6.2 DESCRIPCION	127
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFIA	148

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Diagrama de fases de un aceite negro	6
<b>Figura 2.</b> Diagrama de fases de un aceite volátil	8
<b>Figura 3.</b> Diagrama de fases de un gas retrogrado	10
<b>Figura 4.</b> Diagrama de fases de un gas húmedo	12
<b>Figura 5.</b> Diagrama de fases de un gas seco	13
<b>Figura 6.</b> Relación del tamaño de partículas de líquido vs. Porcentaje de partículas eliminadas	31
<b>Figura 7.</b> Gráfica de temperatura de separación vs. Recuperación de líquidos $P_f = 400$ psia	35
<b>Figura 8a.</b> Vista exterior separador horizontal bifásico	38
<b>Figura 8b.</b> Vista Interna separador horizontal bifásico	39
<b>Figura 8c.</b> Vista Lateral separador horizontal bifásico	39
<b>Figura 9a.</b> Vista exterior separador vertical bifásico	43
<b>Figura 9b.</b> Vista interior separador vertical bifásico	44
<b>Figura 9c.</b> Vista lateral separador vertical bifásico perfil	45
<b>Figura 10.</b> Asentamiento del agua libre Vs. Tiempo	48
<b>Figura 11a.</b> Vista exterior separador Horizontal trifásico Convencional	50
<b>Figura 11b.</b> Vista interior separador Horizontal trifásico Convencional	51
<b>Figura 11c.</b> Vista lateral separador Horizontal trifásico Convencional	52

<b>Figura 12a.</b> Vista exterior separador trifásico vertical	56
<b>Figura 12b.</b> Vista interior separador trifásico vertical	57
<b>Figura 12c.</b> Vista lateral separador trifásico vertical	58
<b>Figura 13.</b> Métodos de control de nivel en separadores verticales	61
<b>Figura 14.</b> Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido que cae contra una corriente de gas	65
<b>Figura 15:</b> requerimientos mínimos de espaciamiento	83
<b>Figura 16.</b> $h_0/D$ en función de $Aw/A$	92
<b>Figuras 17 y 18.</b> Fotografías Tratador Termoelectrostático	109
<b>Figura 19.</b> Fotografía Tratador Térmico Horizontal	114
<b>Figura 20.</b> Viscosidad del Petróleo	118
<b>Figura 21.</b> Tamaño de gotitas de agua	120
<b>Figura 22.</b> Tratador Térmico Vertical	121
<b>Figura 23.</b> Interfaz de la herramienta software	129
<b>Figura 24.</b> Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)	131
<b>Figura 25.</b> Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)	132
<b>Figura 26.</b> Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)	133
<b>Figura 27.</b> Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)	134
<b>Figura 28.</b> Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)	135
<b>Figura 29.</b> Selección de equipos	136
<b>Figura 30.</b> Datos de salida	137
<b>Figura 31.</b> Diseño del separador horizontal	138

<b>Figura 32.</b> Selección del separador	139
<b>Figura 33.</b> Criterios determinados a las temperaturas de operación asumidas	140
<b>Figura 34.</b> Tabla generada por la ecuación de tiempo de retención para un tratador térmico vertical	141
<b>Figura 35.</b> Tabla generada por la ecuación de tiempo de retención para un tratador térmico horizontal	142
<b>Figura 36.</b> Selección de un tratador térmico vertical	143
<b>Figura 37.</b> Selección de un tratador térmico horizontal	144

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Composición molar y otras propiedades de los diferentes tipos de fluido monofásicos encontrados en yacimiento	4
<b>Tabla 2.</b> Velocidad de decantación Ft/S	26
<b>Tabla 3.</b> Tiempos de retención para diferentes gravedades API	69
<b>Tabla 4.</b> Guía para etapas de separación	102
<b>Tabla 5.</b> Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales	111
<b>Tabla 6.</b> Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales	111
<b>Tabla 7.</b> Tamaños Típicos de las Cajas de Fuego	112

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	150
<b>ANEXO B.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	151
<b>ANEXO C.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	152
<b>ANEXO D.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	153
<b>ANEXO E.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	154
<b>ANEXO F.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	155
<b>ANEXO G.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	156
<b>ANEXO H.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	157
<b>ANEXO I.</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES	158

## INTRODUCCION

Los fluidos provenientes de los pozos son una mezcla en algunos casos heterogénea, dentro de la cual se encuentra principalmente crudo, agua, y gas (en menores proporciones otros compuestos como Azufre, Nitrógeno, Oxígeno entre otros). Es por esta razón que en superficie se instalan equipos que permitan una efectiva separación de la mezcla en tres fases, de forma tal que puedan ser tratados por separado para que cumplan con los requisitos establecidos para entrega y 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.

La separación del agua de formación siempre ha sido un problema en las operaciones de producción en los campos petroleros. Como el proceso consiste en separar dos fases inmiscibles (agua y aceite) las cuales difieren de densidad, esto hace pensar en un sistema sencillo desde el punto de vista físico; pero no ocurre así, la literatura existente y la gran variedad de equipos y ayudas ofrecidas para facilitar el tratamiento de las emulsiones indican que la solución de este problema está caracterizado por una variedad de situaciones ninguna de la cuales puede explicarse en términos físico-matemáticos sencillos.

En este trabajo de grado se estudian los parámetros, condiciones y los criterios de selección de separadores y tratadores térmicos (para el tratamiento de emulsiones). Con el objetivo de crear una herramienta software que permita seleccionar y dimensionar tratadores y separadores de forma eficiente; para tal fin se hace necesaria la aplicación de un proceso adecuado y estructurado, y así generar herramientas de mejora dentro de las facilidades de superficie.

## **1. FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

### **1.1 TIPOS DE HIDROCARBUROS**

Existe dentro de la industria petrolera una clasificación en la cual se distinguen cinco tipos de fluidos de yacimiento a saber: Los aceites negros, los gases húmedos, los gases secos, los gases retrógrados y los aceites volátiles.

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.

Un aspecto muy importante dentro de la clasificación de los anteriores tipos de fluidos es la forma de identificarlos, reconocerlos y diferenciarlos.

El tipo de fluido de yacimiento solo puede ser confirmado por estudios de laboratorio. No obstante, la información de producción disponible usualmente da una primera aproximación del tipo de fluido del yacimiento. 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.

A manera de resumen, se elaboró la siguiente tabla (tabla 1), que 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 <sup>o</sup>	50.1 <sup>o</sup>	60.8 <sup>o</sup>	54.7 <sup>o</sup>	> 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”.

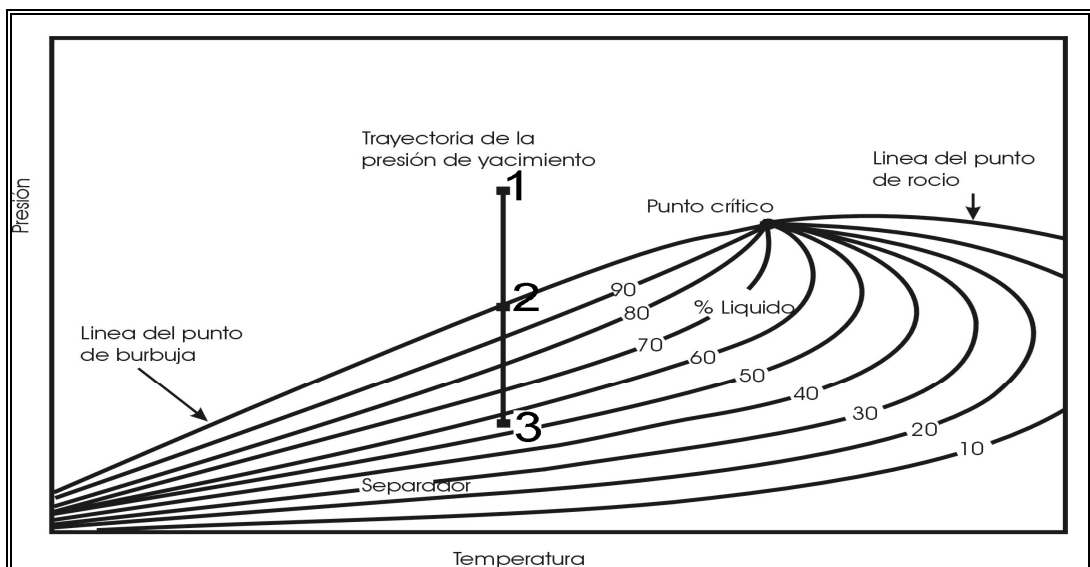
El diagrama de fases típico de un Aceite Negro se muestra en la figura 1. Las líneas que se encuentran dentro de la envolvente representan volúmenes constantes de líquido medidos en porcentaje total de volumen y son llamadas “isovolumétricas” o “líneas de calidad”. Cabe anotar que la distribución de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

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 del yacimiento cae en cualquier lugar a lo largo de la línea 1-2, se dice que el aceite está bajo-saturado. Esta palabra es usada en este sentido para indicar que el aceite podría disolver más gas si éste estuviera presente. Si la presión del yacimiento está en el punto 2, el aceite está en su punto de burbuja y se dice que está saturado. El aceite contiene tanto gas como éste puede disolver. Una reducción en la presión liberará gas para formar una fase de gas libre en el yacimiento.

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. El agua está siempre presente en un yacimiento de petróleo, pero su estudio no es incluido en este proyecto.

Se puede decir que el aceite está saturado en cualquier punto de la línea 2-3. El punto de burbuja (punto 2), es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas se forma. Desafortunadamente la palabra saturado es usada a menudo para referirse al punto de burbuja. El gas adicional se libera del aceite mientras éste viaja del yacimiento a superficie. Esto causa alguna merma del aceite. De todas formas, las condiciones de separador mostradas en la envolvente llegan a ser buenas, indicando que una cantidad relativamente grande de líquido llega a superficie.

**Figura 1.** Diagrama de fases de un aceite negro.



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

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<sup>o</sup> 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 Aceite Volátil:** Los Aceites Volátiles contienen relativamente 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. A menudo, cerca de la mitad del líquido producido en el tanque durante la vida de un yacimiento de Aceite Volátil está en el fondo del pozo como gas. Esta situación causa que las ecuaciones de balance de materia no sean válidas para aceites volátiles.

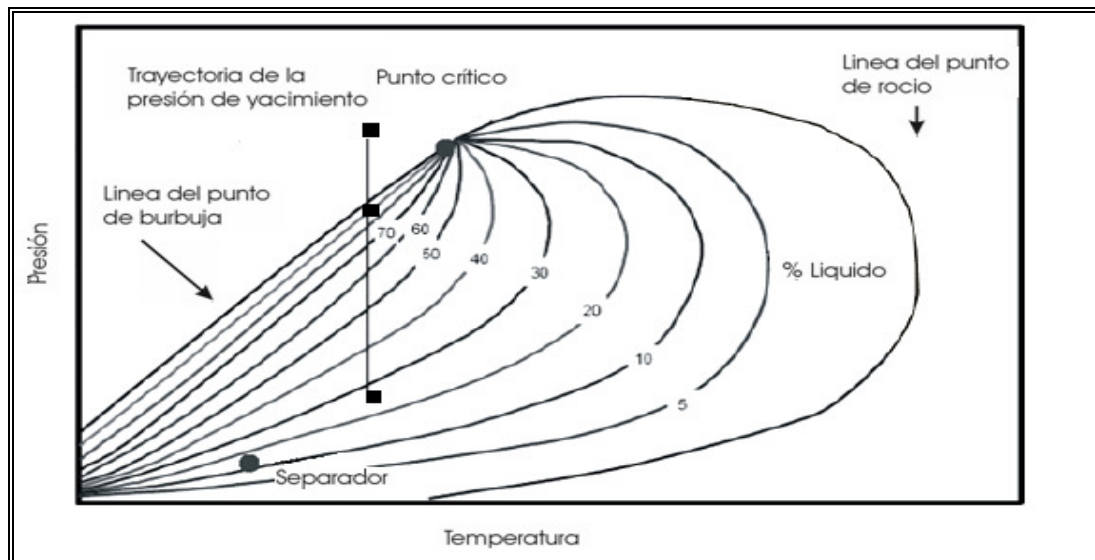
La línea divisoria entre un Aceite Volátil y un Aceite Negro es un tanto arbitraria. La diferencia depende en gran parte del punto al cual las ecuaciones de balance de materiales empiezan a tener una inexactitud considerable; No ocurre lo mismo con la diferenciación entre el Volátil y el Retrógrado,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

Los Aceites Volátiles son identificados porque tienen relación gas-aceite inicial entre 2000 y 3200 SCF/STB. La relación gas-aceite aumenta a

medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbuja del aceite.

La gravedad del aceite en el tanque es usualmente mayor a los 40° API y aumenta durante la producción a medida que la presión baja por debajo del punto de burbuja. Dicho tipo de aceite presenta un aspecto coloreado (normalmente marrón, naranja o verde) en el tanque.

**Figura 2.** Diagrama de fases de un aceite volátil



Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ph.D Freddy Humberto Escobar.

**1.1.3 Gases Retrógrados:** Los Gases Retrógrados son también llamados Gases Condensados Retrógrados, Gases Retrógrados Condensados, Gases Condensados o Condensados simplemente. El uso de la palabra condensado en el nombre de este fluido de yacimiento conduce a mucha confusión. Inicialmente, el fluido es gas en el yacimiento y presenta comportamiento retrógrado. Por lo anterior, el nombre correcto es Gas

Retrógrado. El líquido producido en el tanque proveniente de yacimientos de Gas Retrógrado a menudo es llamado Condensado. El líquido producido en el yacimiento se denomina de igual forma, pero es mejor diferenciarlo con el nombre de Líquido Retrógrado. Una relación gas-aceite de producción inicial de 3300 a 5000 SCF/STB indica un Gas Retrógrado muy rico, el 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 mas 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 los Gases Retrógrados, los cuales contienen menos hidrocarburos pesados que los demás aceites.

El diagrama de fases de un Gas Retrógrado, tiene una temperatura crítica menor que la temperatura del yacimiento y una cricondenterma mayor que la misma. 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 continua 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 revaporizarse. 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.

**Figura 3.** Diagrama de fases de un gas retrogrado



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

**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. En realidad, el gas del yacimiento está normalmente saturado con agua.

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.

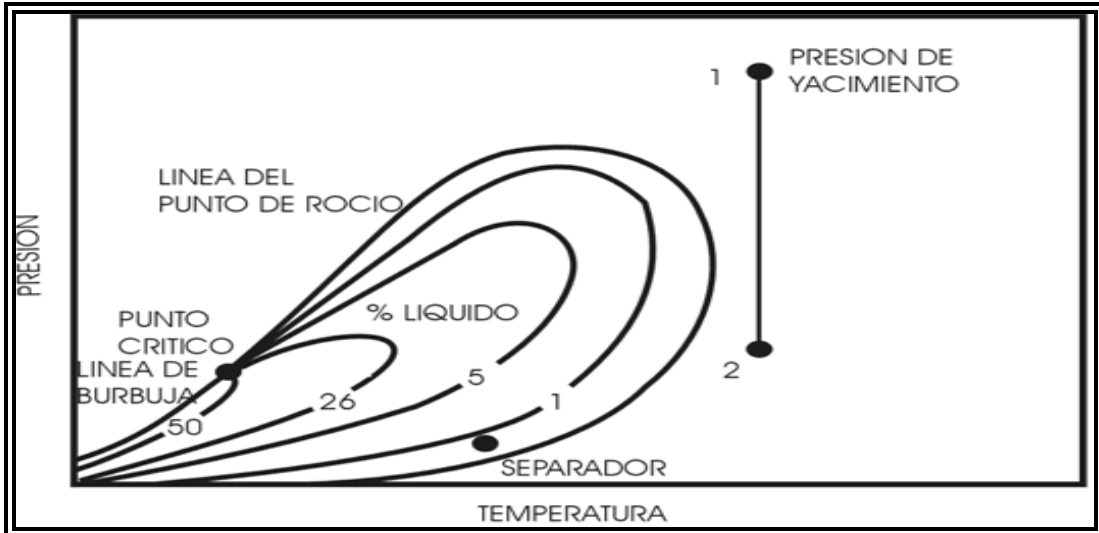
Este tipo de fluidos existirá siempre como gas en el yacimiento, durante toda la historia de producción y la correspondiente caída de presión del yacimiento.

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.

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 alta, 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.

**Figura 4.** Diagrama de fases de un gas húmedo.



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

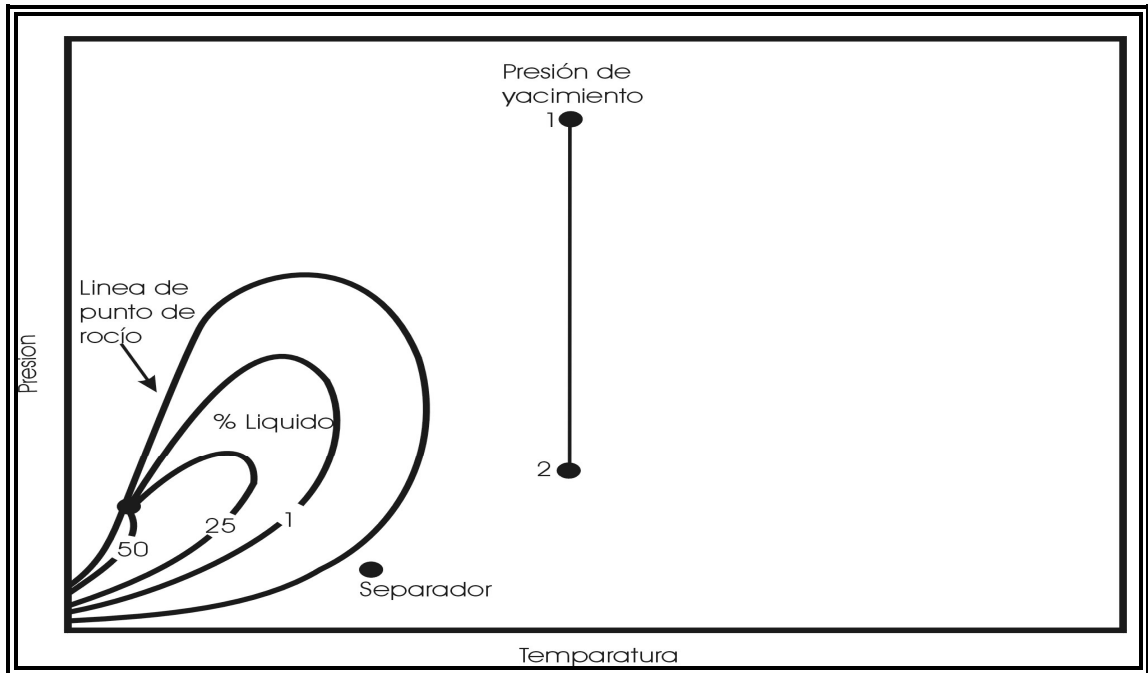
**1.1.5 Gases secos:** La palabra seco en el Gas Seco indica que el gas no contiene ningún tipo de moléculas pesadas de las que conforman los hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente algo de agua líquida es condensada en superficie.

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 de un gas seco



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

## **2. EMULSIONES**

### **2.1 DEFINICION**

El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, como la vida productiva de un pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua, entre otros.

Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

El agua libre, es definida por el Instituto Americano del Petróleo en un lapso no mayor de cinco minutos, como consecuencia del asentamiento gravitacional. El resto del agua presente se considera como emulsionada y requiere de un proceso de tratamiento para ser removida.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

## FORMACION DE EMULSIONES<sup>1</sup>

Existen tres requisitos para que se forme una emulsión:

- ❖ Dos líquidos inmiscibles.
- ❖ Suficiente agitación para dispersar los líquidos en pequeñas gotas.
- ❖ Un agente emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación, ya que el golpeteo, dispersa una de las fases en gotas pequeñas. Dos líquidos inmiscibles no pueden formar una emulsión estable; si no hay presencia de fuerzas estabilizadoras dentro de la emulsión, entonces, pequeñas gotas se unirán de nuevo.

Una tercera sustancia o el llamado agente emulsificante, debe estar presente para estabilizar la emulsión. Estos agentes son compuestos que contienen moléculas polares y no polares. Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares y tienen una tendencia marcada a disolverse en solventes polares como el agua. Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el petróleo.

Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración hacia la interfase aceite-agua, además, forma una película interfacial alrededor de las gotas de aceite. La película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

---

<sup>1</sup> Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

- ❖ Reduce las fuerzas de la tensión superficial que se requieren para la coalescencia de las gotas.
- ❖ Forma una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.
- ❖ Si el surfactante es polar, al alinearse en la superficie de las gotas del agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

## **2.2 TEORIAS SOBRE LA FORMACION DE EMULSIONES**

Existen varias teorías que explican como dos líquidos inmiscibles forman emulsiones estables; entre ellas tenemos:

### **2.2.1 Teoría coloidal**

La teoría coloidal relaciona la formación de emulsiones con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, así como las arcillas; sustancias coloidales que permanecen en suspensión en el agua por mucho tiempo después de un período de agitación, las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión normal están regidas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

### **2.2.2 Teoría del agente emulsificante**

En esta teoría se explica por qué las pequeñas gotas de agua dispersas en una emulsión normal no se unen al ponerse en contacto, debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, la cual forma una barrera física para evitar la unión de las gotas de

agua. Dependiendo de las características del agente emulsificante y de su relación con los líquidos, se formará una emulsión normal o inversa, teniendo en cuenta que el líquido en el cual se disuelva, será la fase continua de la emulsión.

### **2.2.3 Teoría de la tensión interfacial**

Esta teoría hace referencia a la formación de emulsiones basada en los fenómenos de tensión interfacial, que explican la oclusión de un gota de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa, originando gotas esféricas que tienden a presentar la menor superficie al otro líquido (aceite).

Si la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta, la emulsificación se dificulta por que el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formándose una capa delgada. Bajo las condiciones anteriores y si se desea formar una emulsión, debemos agregar ciertas sales solubles como Carbonato de Calcio, Uleoato de sodio y sulfato de aluminio. Además si se desea evitar la formación de la emulsión debemos agregar cloruros solubles en el agua.

### **2.2.4 Teoría de las cargas eléctricas**

La teoría de las cargas eléctricas, mediante experimentos, ha demostrado que las gotas de agua están cargadas eléctricamente, lo cual se explica con la repulsión de las gotas al estar en contacto, debido a sus cargas eléctricas iguales; esto ha sido corroborado con la facilidad de unión de las partículas después de que se neutralizan tales cargas por acción de una corriente eléctrica.

## 2.3 CLASIFICACION DE LAS EMULSIONES

Dependiendo del aspecto que se analice, las emulsiones se pueden clasificar así:

### 2.3.1 Según el grado de estabilidad

- ❖ **Estable:** Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.
- ❖ **Inestable:** Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

### 2.3.2 Según la fase de la emulsión

- ❖ **Normales:** Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.
- ❖ **Inversa:** Una emulsión es inversa cuando la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.
- ❖ **Duales o triples:** Petróleo en agua en Petróleo y agua en Petróleo en agua.

La emulsión de petróleo en agua o inversa, en la mayoría de los casos consiste en gotas finas de petróleo rodeadas por una tenue película de agua. Para eliminarlas, generalmente, se requiere de tratamiento químico. Las emulsiones triples o duales aunque son de rara ocurrencia, se pueden

presentar en crudos muy pesados y viscosos acompañados de agua fresca y blanda. Por lo general, requieren tratamiento químico especial.

La emulsión agua en petróleo o directa, es la que se presenta en el 90% de los casos.

### **2.3.3 Según la facilidad para romperlas**

- ❖ **Flojas:** Una emulsión es floja cuando se requiere de un tratamiento sencillo para romperlas.
- ❖ **Apretadas:** Se considera apretada cuando se requiere un proceso complicado para romperla.

### **2.3.4 Según el tiempo**

- ❖ **Frescas:** Una emulsión es fresca cuando lleva poco tiempo de formarse.
- ❖ **Viejas:** Una emulsión es vieja cuando lleva mucho tiempo de formarse.

## **2.4 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSION**

Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos:

### **2.4.1 Sedimentación:**

La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo debido a la gravedad.

#### **2.4.2 Agregación:**

Es el agrupamiento de dos o más gotas para formar gotas de mayor tamaño y luego precipiten con facilidad.

#### **2.4.3 Coalescencia:**

La coalescencia ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total.

### **2.5 PARAMETROS QUE DETERMINAN EL ROMPIMIENTO DE LAS EMULSIONES**

El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros:

#### **2.5.1 Película interfacial**

Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto, frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia, es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, el cual produce una película mecánicamente fuerte, que impide la separación de la emulsión.

#### **2.5.2 Viscosidad de la fase continua**

Una viscosidad alta en la fase continua disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión.

Una viscosidad alta indica lenta sedimentación y por lo general los crudos pesados o de baja gravedad API, tienen alta viscosidad.

### **2.5.3 Tamaño de la gota**

Gotas muy pequeñas toman más tiempo para sedimentarse, esto debido a la menor atracción gravitacional de las más grandes; cuando están rodeadas por películas, son más difíciles de romper por impacto con otras gotas; cuando las gotas que forman la emulsión son pequeñas y de tamaño uniforme, es difícil que estas aumenten lo suficiente de tamaño, como para separarse por gravedad, lo que si ocurriría si existieran gotas grandes y pequeñas.

### **2.5.4 Relación de volumen de fase**

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la frecuencia de colisión entre las gotas.

### **2.5.5 Temperatura**

La temperatura tiene un efecto muy importante en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura, se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y modifica la tensión superficial, y consecuentemente, se facilita el rompimiento de la emulsión.

### **2.5.6 PH**

La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite.

Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película, e incrementar la tensión superficial.

### **2.5.7 Edad**

La edad incrementa la estabilidad de la emulsión, porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota, llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura, a medida de transcurre el tiempo.

### **2.5.8 Salinidad de la salmuera**

La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La presencia de agua fresca o salmuera con baja concentración de sal, favorecen la estabilidad de las emulsiones.

### **2.5.9 Tipo de aceite**

Los crudos con aceite de base parafínica, usualmente, no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen. El tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

### **2.5.10 Diferencia de densidad**

A mayor diferencia de densidad entre las fases constituyentes de una emulsión, será más fácil su separación.

### **3. TEORIA SEPARACION DE FASES**

La deshidratación concierne con la reducción, remoción, ruptura o impedimento de la estabilización de las películas protectoras, unión de los glóbulos (Coalescencia) y separación gravitacional del agua y del aceite en un tiempo de residencia relativamente corto.

Si el contenido de sal en el crudo, después de deshidratado, alcanza valores que perjudican su venta, se acude entonces al proceso de desalación.

La desalación es la dilución del agua salada de formación que acompaña la emulsión, en la cual se usa un cierto porcentaje de agua fresca (menor del 7%).

La mezcla luego es tratada y el agua separada. La fase acuosa resultante contiene aproximadamente partes proporcionales de agua de formación y de agua agregada. Ambos, la deshidratación y la desalación liberan al crudo de los contaminantes asociados con el agua de formación.

#### **3.1 SEGREGACION GRAVITACIONAL**

El término “gravedad diferencial” significa diferencia en gravedad específica o diferencia de densidad entre agua y el aceite. El agua salada de formación tiene una gravedad específica mayor (más densidad) y por esto se separa y

se decanta en el fondo del recipiente que contenga al petróleo contaminado. Su decantación o separación gravitacional es efectiva después de que la emulsión ha sido rota por algún medio y consecuentemente separando el agua no emulsionada o agua libre. Si la película protectora o la carga eléctrica que son los que estabilizan los glóbulos no son neutralizadas, cualquier decantación que tenga lugar ocurre a una velocidad demasiado baja.

Para que ocurra un rápido decantamiento, además de la condición anterior, es importante que en los tanques no existan movimientos que disturben el mecanismo de separación. Por esto, hay que evitar la liberación de gas; porque al subir este a la superficie, impide el movimiento hacia abajo de los glóbulos de agua.

El calor influye sobre la viscosidad ayudando a acelerar la decantación. Por esta razón la emulsión se calienta antes de que sea puesto en reposo.

La rata de decantación en una emulsión agua – aceite puede ser calculado por la ley de Stokes:

$$V = K \frac{r^2(\rho_w - \rho_0)}{u} \quad (1)$$

Donde:

$V$  = velocidad de decantación, cm/seg.

$r$  = radio de las gotas, cm.

$\rho_w$  = densidad del agua,  $gr/cm^3$

$\rho_0$  = densidad del aceite,  $gr/cm^3$

$K$  = constante que se determina experimentalmente.

$u$  = viscosidad de la fase continua. Centipoise, cp.

Existen cuatro sitios en el campo donde la decantación es básica para la separación del aceite y el agua:

1. Tanques de lavado.
2. Separadores de Agua libre.
3. Tanques de almacenamiento.
4. Piscinas de separación de crudo.

### **3.2 COALESCENCIA**

Haciendo caso omiso del proceso utilizado ya sea en la deshidratación o en la reducción de la sal a niveles aceptables, existe un límite mínimo de agua remanente bajo del cual cualquier intento de disminución resulta antieconómico. Es la acción de la coalescencia o unión de glóbulos para formar otro de mayor tamaño, la que determina principalmente este límite. Esto a causa de que a medida que se avanza en la deshidratación, el número de glóbulos de agua en el volumen total de aceite tratado tiende a disminuir. La distancia entre ellos aumenta y existe menos oportunidad para que ellas se encuentren y se logre la coalescencia. Este punto, en el cual la deshidratación es efectiva, es finalmente alcanzado, a causa de que sin coalescencia no hay gotas que sufran decantación en un tiempo de reposo económicamente aceptable. Cualquier método que tienda a inducir estas partículas a unirse, permite aumentar la capacidad de separación Aceite-

Agua y disminuir el remanente a valores menores de los especificados en la venta del crudo.

La tabla 2 compara la velocidad de asentamiento, basándose en la ley de Stokes, con un tamaño dado del glóbulo en un crudo particular de 40° API. Cualquier turbulencia creada en la sección de decantación materialmente afectará estos resultados.

Además del efecto del tamaño de las partículas, los valores de la velocidad de decantación refleja la acción de la temperatura. Al aumentar de 110° F a 160° F la velocidad se incrementa en cerca de 17%. Beneficios adicionales se logran con inyección del químico.

**Tabla 2. Velocidad de decantación [ Ft/S ]**

Temp de tratamiento °F	Tamaño de las partículas de la fase dispersa en pulgadas				
	0,25	0,2	0,15	0,1	0,5
110	48,8	31,2	17,6	7,8	1,96
130	51,6	33	18,6	9,2	2,06
160	57,2	36,6	20,6	9,2	2,28

**Fuente:** Journal of the Institute of Petroleum. June 1965

La coalescencia es ayudada a realizarse por inyección de agua fresca en la línea de crudo después de los calentadores. El volumen de agua fresca inyectada depende principalmente de la concentración de la salmuera. Comúnmente se inyecta una cantidad equivalente que oscila entre 3% y 5% del crudo tratado.

### **3.3 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES.**

La acción del calor es principalmente disminuir la viscosidad de la fase continua, la cual puede muchas veces ser más viscosa que el aceite que la contiene. La viscosidad de la emulsión varía directamente con la proporción de la fase dispersa. Los sistemas altamente dispersos son los más viscosos.

El rompimiento de las emulsiones y la decantación del agua separada, se logra principalmente por efectos del calor. La eficiencia de separación aumenta cuando el calor es usado en unión de agentes emulsificantes.

En crudos livianos las pérdidas por evaporización son considerables, lo que trae como consecuencia una reducción en el volumen de aceite como también en la gravedad API, el crudo tendrá entonces un bajo precio de venta.

### **3.4 EFECTOS ELECTRICOS EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES**

La deshidratación eléctrica fue uno de los primeros medios comerciales utilizados en la deshidratación de los crudos pesados viscosos. En 1911 la Petrolite Corporation (Petroco) instaló la primera unidad eléctrica de deshidratación para la compañía Lucyla Oil, cerca de Coalinga (California) para deshidratar 600 Bbls/día de un crudo de 13 API. El éxito obtenido influyó, para que se aplicara este mismo método en otros sitios en este mismo estado. Posteriormente se comenzó a deshidratar los crudos livianos.

En 1938 se instalaron numerosas unidades en los Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Egipto.

En 1950, se unieron las facilidades de tratamiento. Este nuevo diseño tiene integrado una sección de calentamiento dentro del mismo tanque cilíndrico horizontal que guarda el sistema eléctrico.

Para deshidratar los crudos se emplean sustancias químicas desemulsificantes que debilitan la película protectora y entonces dependiendo del movimiento de las corrientes térmicas producidas en un volumen dado de aceite o de alguna agitación realizada por dispositivos especiales y de esta manera provocar la coalescencia. Ejemplos de este proceso es común en los tanques de lavado y en ciertos tratadores horizontales los cuales contienen tabiques que facilitan el contacto. Con crudos pesados, la capacidad de deshidratación de tales equipos es baja. Esto es debido principalmente a que la temperatura debe mantenerse baja para prevenir la formación de gas, por lo que la viscosidad permanece alta, lo cual implica que la velocidad de decantación se reduce y los movimientos relativos de las gotas de agua son disminuidos, existiendo entonces, menos probabilidad de que ocurran contactos entre ellas. En sistemas de alta presión, se pueden mantener elevadas temperaturas pero aún así es difícil alcanzar viscosidades adecuadas que faciliten el proceso de deshidratación.

## 4. SEPARADORES

### 4.1 PARAMETROS OPERACIONALES<sup>2</sup>

A continuación se presentan los diferentes parámetros operacionales que afectan la eficiencia de la separación del gas y el líquido.

**Tamaño de las partículas desde líquido:** 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

---

<sup>2</sup> Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ. Determinación de Estándares Operativos para Separadores, 2007.

las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

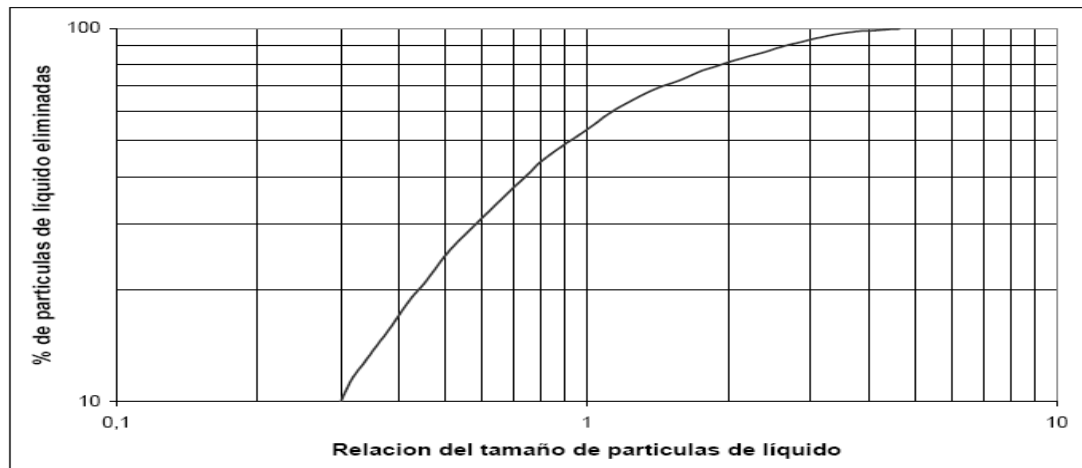
La separación en flujo horizontal también está sujeta a los mismos efectos.

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/MMpie<sup>3</sup>. 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 partículas de líquido vs. Porcentaje de partículas eliminadas<sup>3</sup>.



**Fuente:** Apuntes de manejo de la producción de superficie. M.sc Juan Ángel Gómez, Universidad 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.

**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.

**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.

**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.

**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.

**Temperatura de separación:** 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.

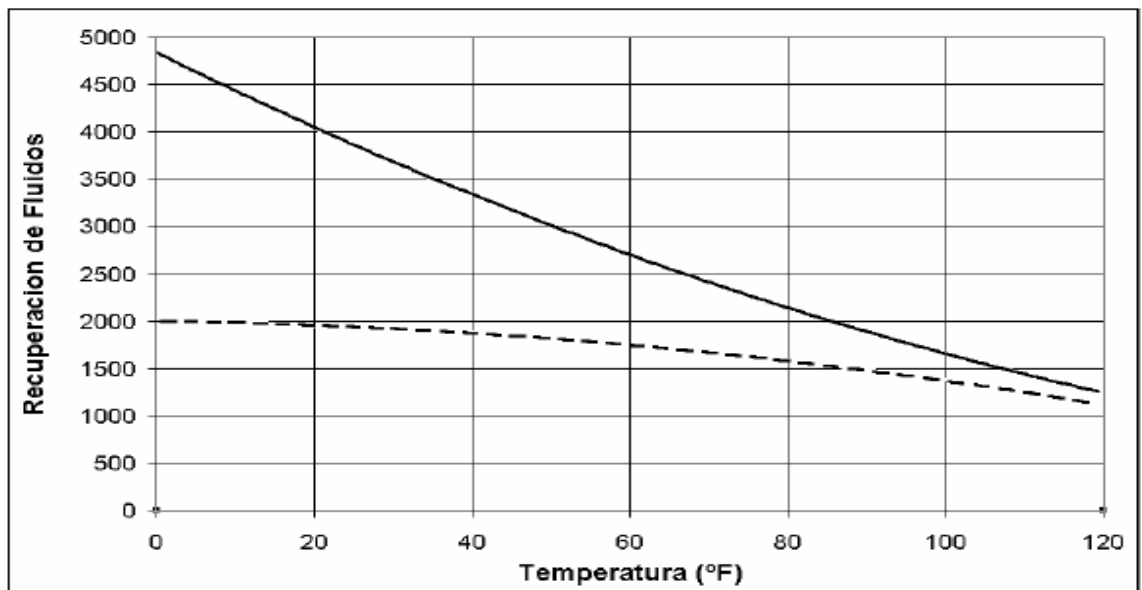
Así pues, es necesario considerar que aunque se tiene la máxima recuperación de líquidos en el separador a 0 °F, de los 5000 galones por millón de pie cúbico se evaporan en el tanque de almacenamiento 3000. Este vapor generalmente se libera a la atmósfera, por lo que se ocasionan grandes pérdidas.

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

- ❖ La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.
- ❖ 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 Pf =400psia.



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.

**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.

**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.

## 4.2 TIPOS SEPARADORES<sup>3</sup>

**4.2.1 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.

**4.2.1.1 Separadores bifásicos 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

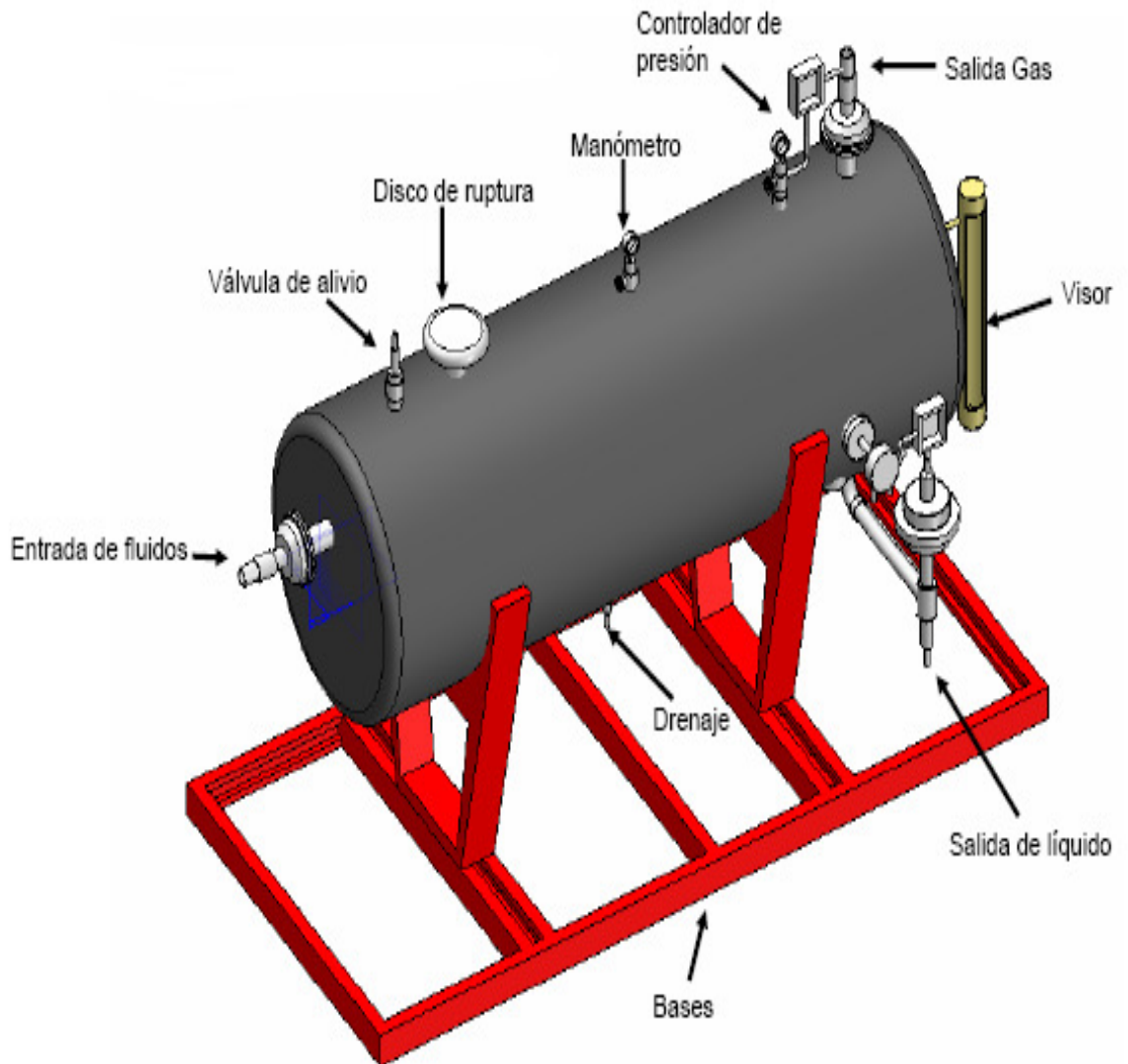
---

<sup>3</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

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 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.

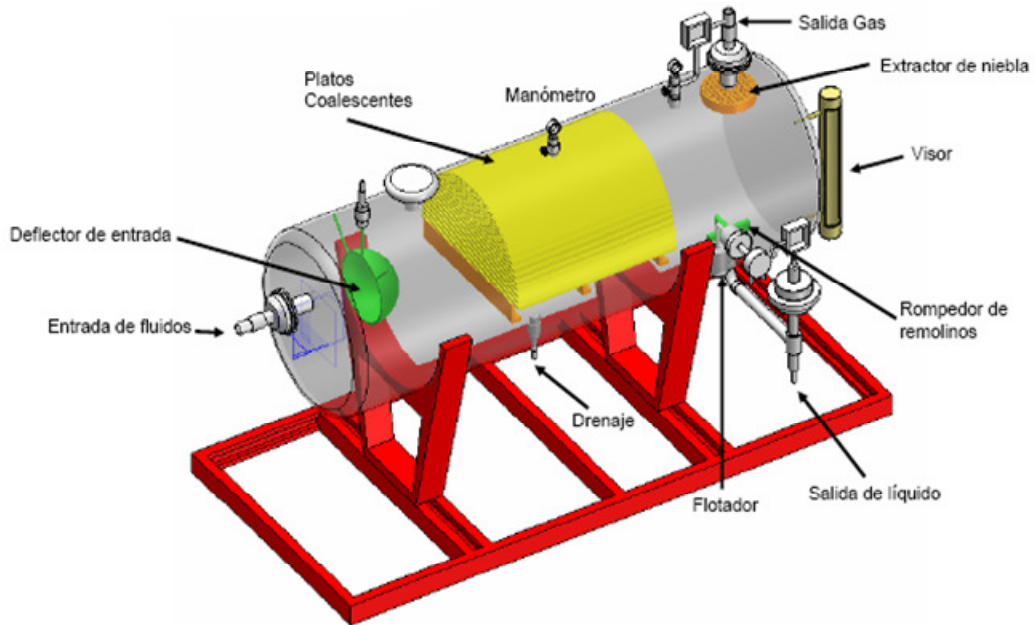
Placas horizontales separan la sección acumuladora de líquido y la sección de separación de gas para asegurar la remoción rápida del gas disuelto; si es necesario se instalan rompe-remolinos para evitar que el gas ya separado se mezcle de nuevo con el líquido. El líquido sale del separador a través de 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.



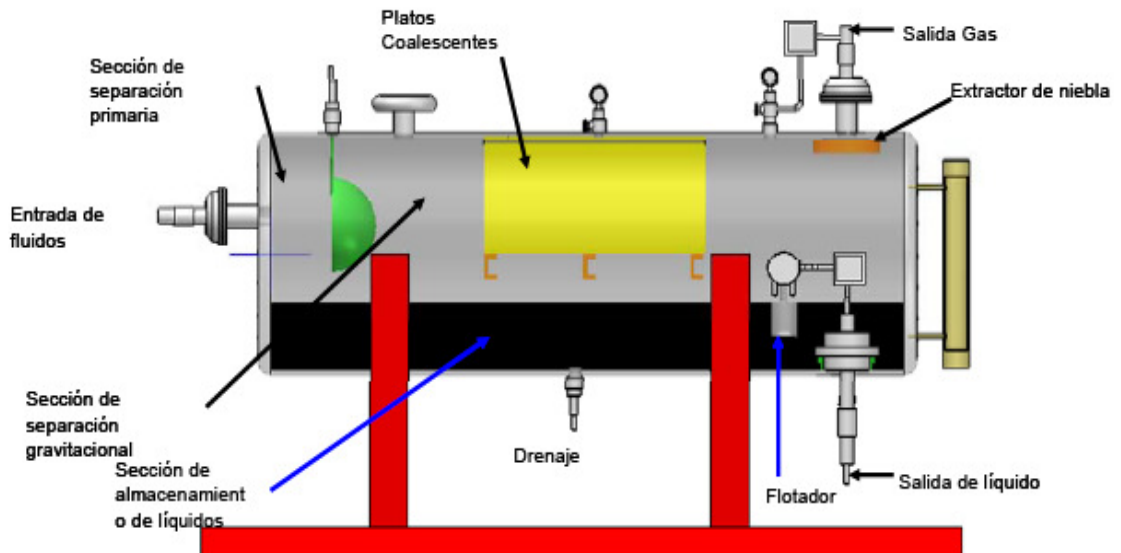
**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**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

### **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.

**4.2.1.2 Separadores bifásicos Verticales**<sup>4</sup>. Las Figura 9a, 9b y 9c muestra 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

---

<sup>4</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

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.

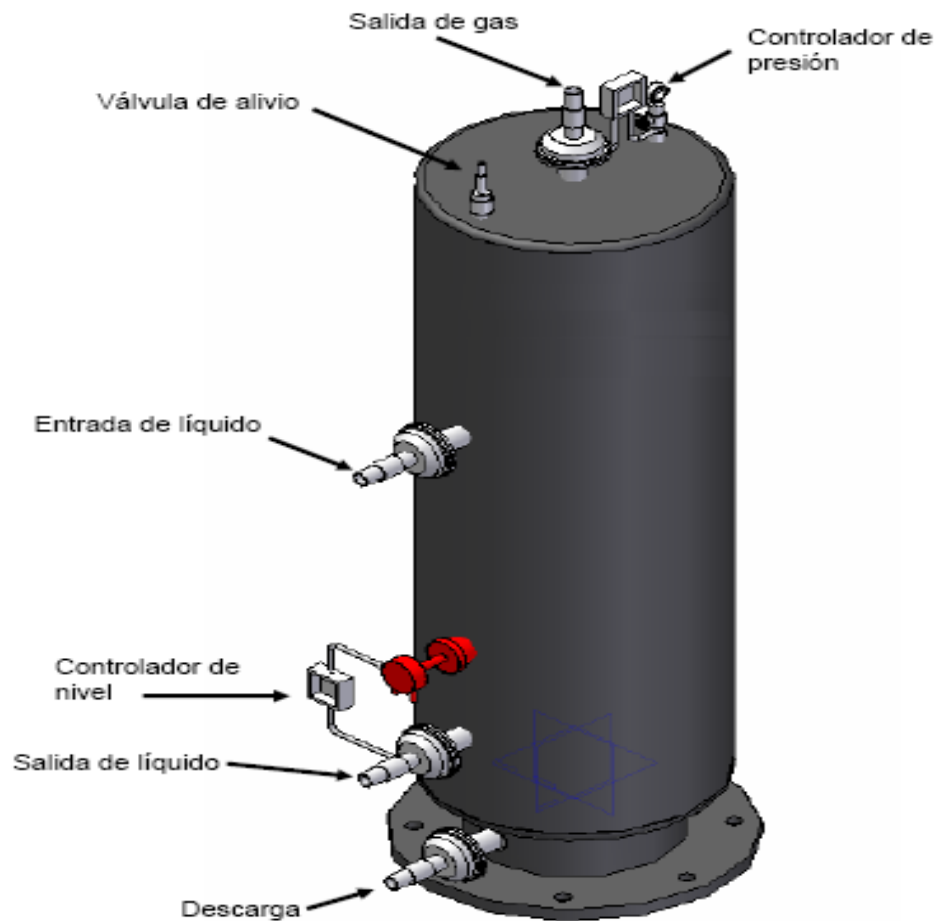
Son utilizados cuando la producción de arena y sedimento en la corriente del pozo es alta. El líquido en la sección acumuladora se lleva al centro de la tapa de fondo dirigiendo de esta manera los sólidos, los cuales se sacan por un drenaje ubicado en este sitio; por esto su limpieza es más sencilla. 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

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

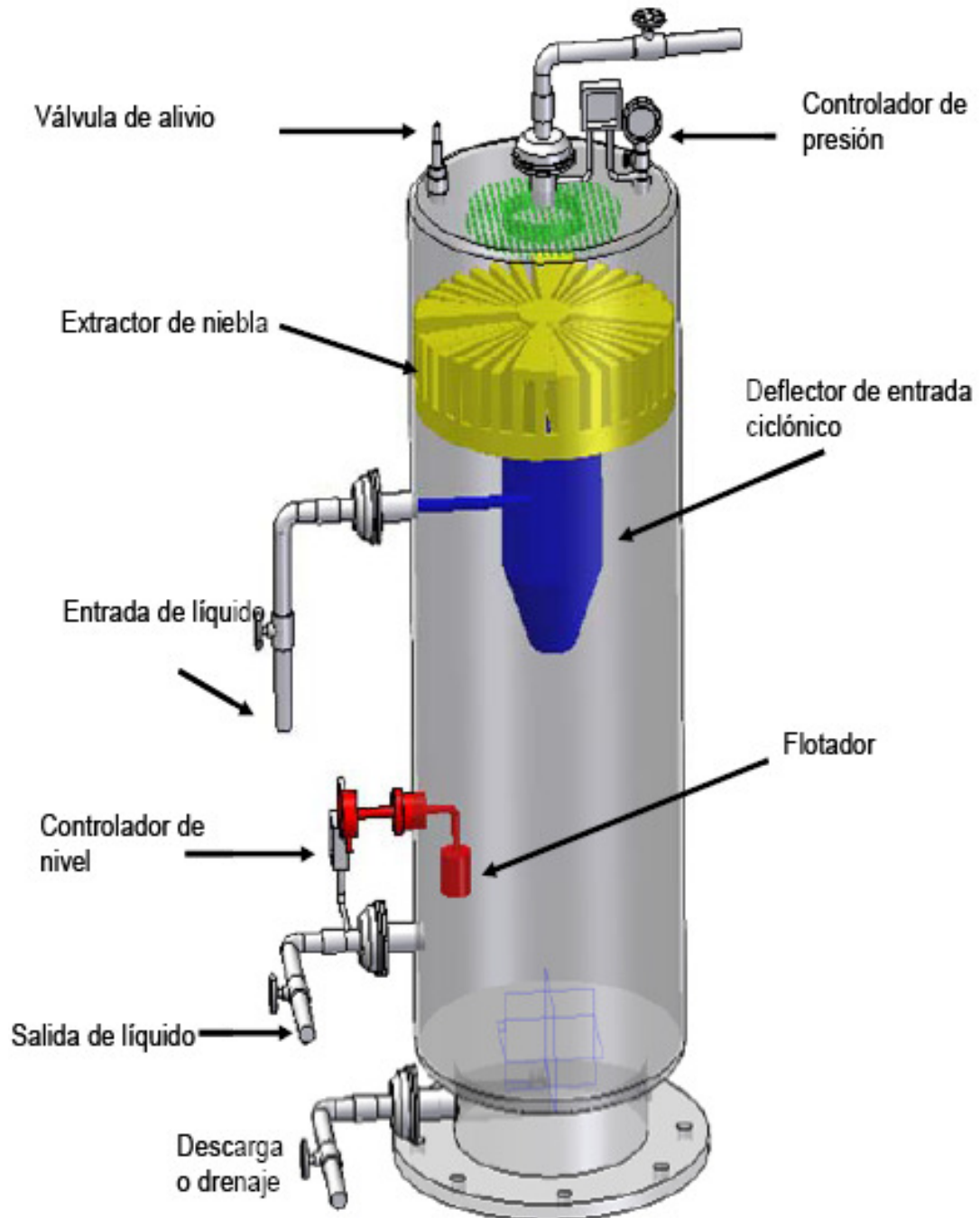
puede colocarse a una mayor altura permitiendo que el controlador de nivel y la válvula de salida influyan para dar un mayor movimiento de líquido. Además el movimiento en separadores horizontales puede crear ondas internas que en cualquier momento activan un mecanismo de salida.

**Figura 9a.** Vista exterior separador vertical bifásico.



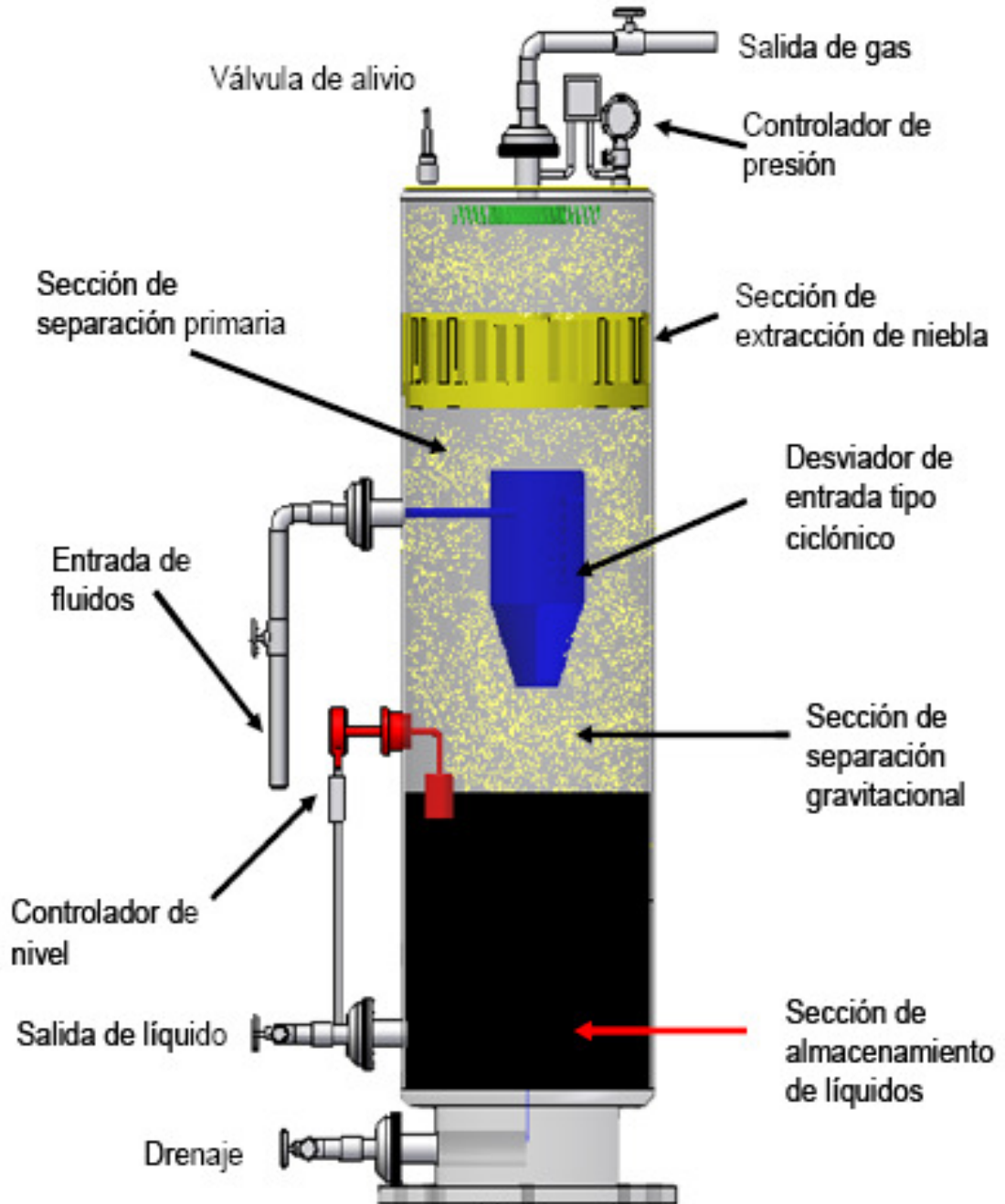
**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**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.

#### 4.2.2 SEPARADORES TRIFASICOS<sup>5</sup>

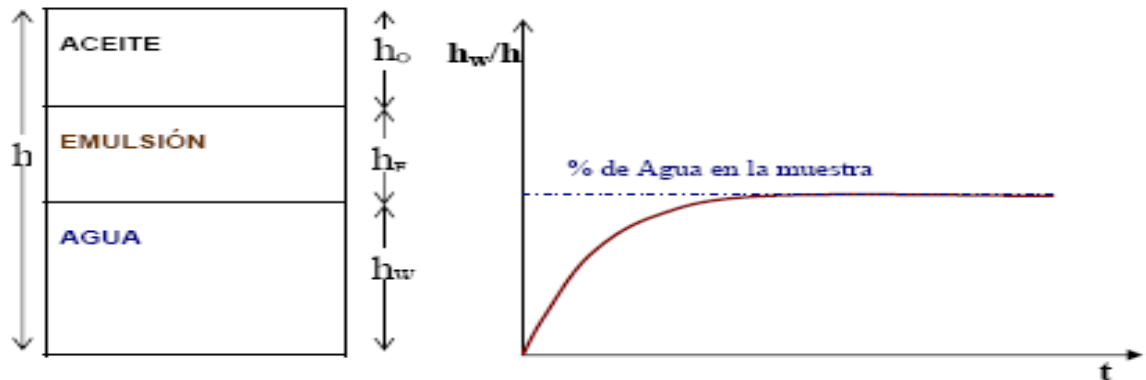
En casi todas las operaciones de producción la corriente de fluidos proveniente del pozo consiste de tres fases: aceite, agua y gas. Generalmente el agua producida con el aceite existe en parte como agua libre y en parte como agua en emulsión con el aceite, en los casos en los que la relación agua-aceite (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 10, 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.

---

<sup>5</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

**Figura 10.** Asentamiento del agua libre Vs. Tiempo



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.

**4.2.2.1 Separadores trifásicos 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.

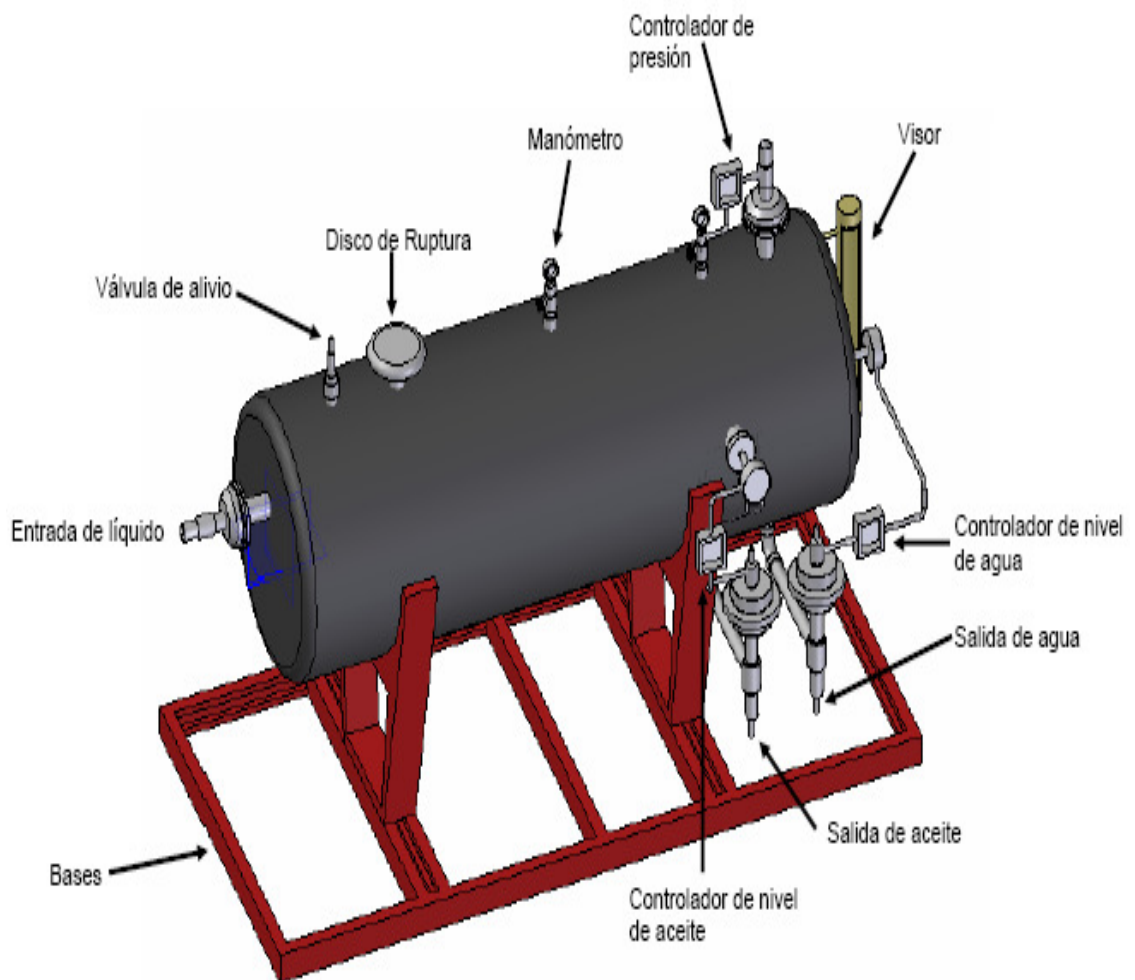
- ❖ **Separador Horizontal Convencional** Las figuras 11a, 11b y 11c son un esquema típico de un separador horizontal convencional. A diferencia de los separadores bifásicos este tipo de separadores (sean verticales u horizontales) manejan en su sección de líquido dos líquidos inmiscibles, por esta razón 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 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-

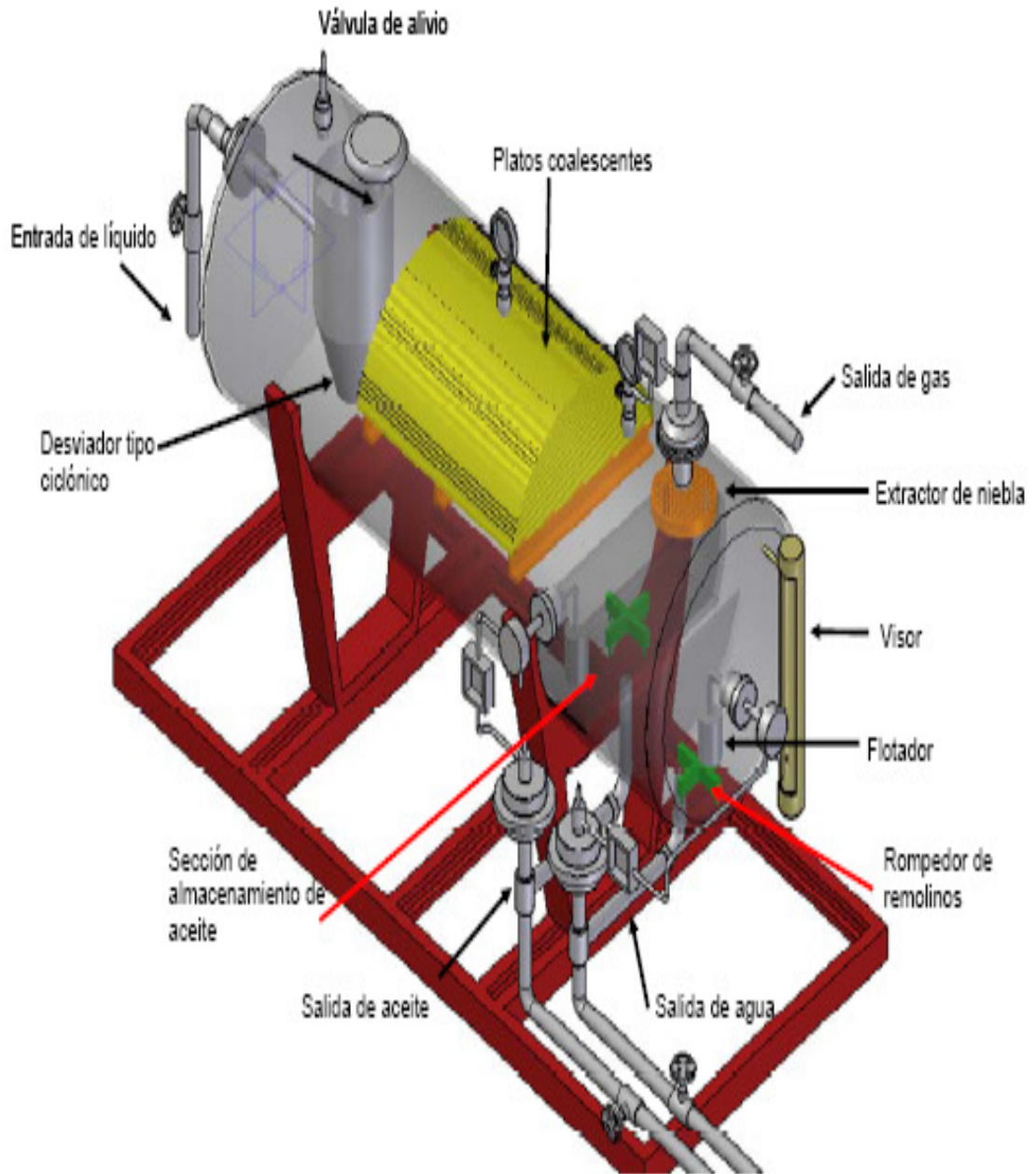
agua, mezclando el líquido contenido en el separador haciendo más difícil el control de la interfase agua-aceite.

**Figura 11a.** Vista exterior separador Horizontal trifásico Convencional.



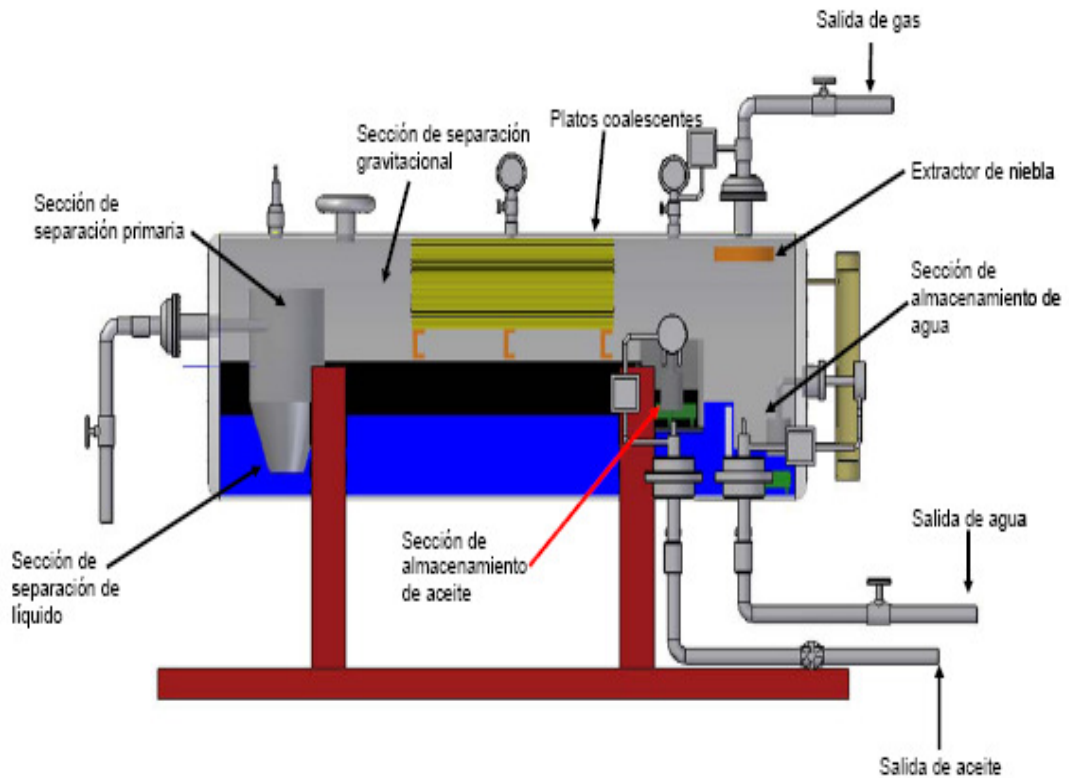
**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**Figura 11b.** Vista interior separador Horizontal trifásico Convencional.



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

**Figura 11c.** Vista lateral separador Horizontal trifásico Convencional



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

- 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, **ho**. 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, **ho**, 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%.

- ❖ **Separador Horizontal de Configuración Alterna**<sup>6</sup> 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 alterno. 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 ( $\Delta h$ ) 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 (2) 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  $\Delta h$  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.

$$\Delta h = h_o \left[ 1 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right] \quad (2)$$

---

<sup>6</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

Donde:

$\Delta h$  = Distancia por debajo de la compuerta de aceite, in.

$h_o$  = Altura del colchón de aceite, in.

$\rho_o$  = Densidad del aceite, lb/ft<sup>3</sup>.

$\rho_w$  = Densidad del agua, lb/ft<sup>3</sup>.

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.

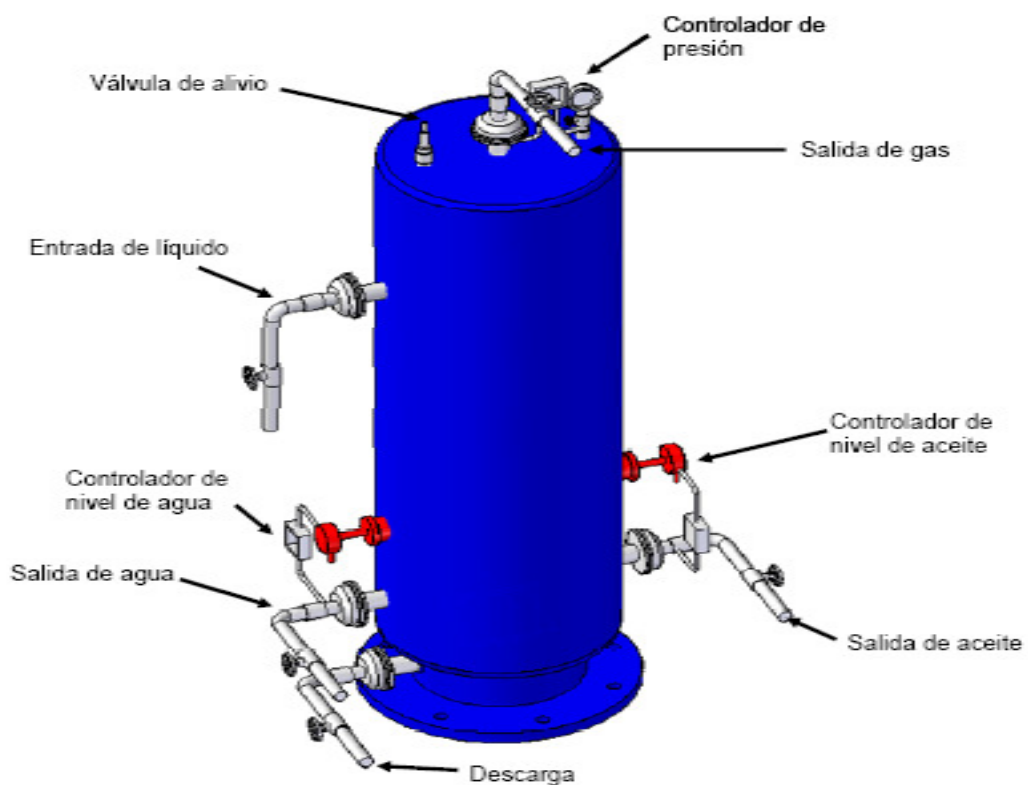
Los separadores trifásicos horizontales de configuración alterna se utilizan generalmente para crudos pesados donde se dificulta la separación agua-aceite, y donde la interfase agua-aceite no se forma fácilmente. En estas condiciones no es factible utilizar el control de nivel tipo interfase, por lo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

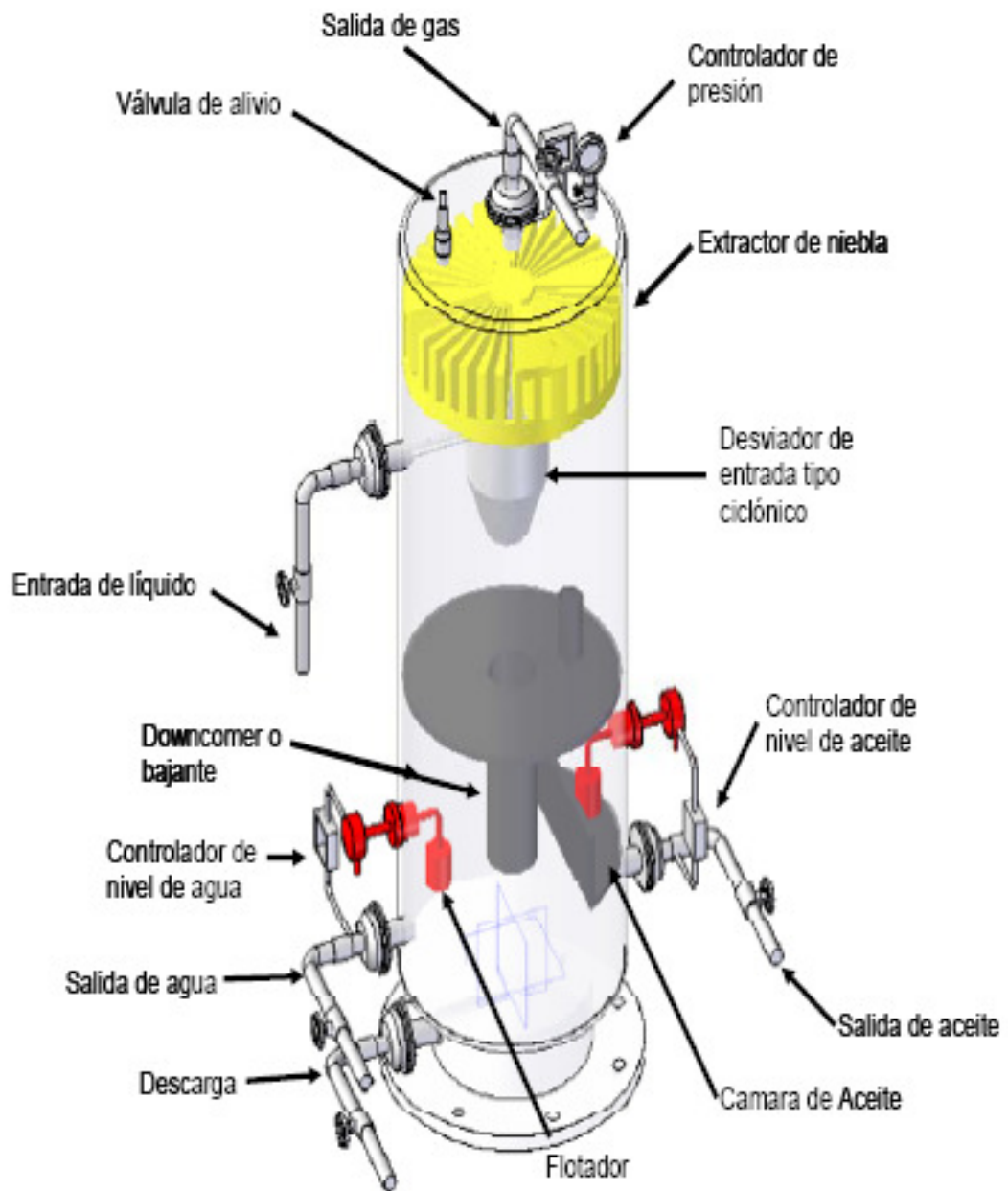
**4.2.2.2 Separador trifásico Vertical.** Usualmente se opta por un separador vertical cuando la relación gas líquido es muy alta o el volumen total de gas es muy bajo. En este tipo de separadores la capacidad para manejar baches de líquido se puede mejorar aumentando la altura de la vasija. Las figuras 12a, 12b y 12c muestran la configuración típica de un separador trifásico vertical.

**Figura 12a.** Vista exterior separador trifásico vertical.



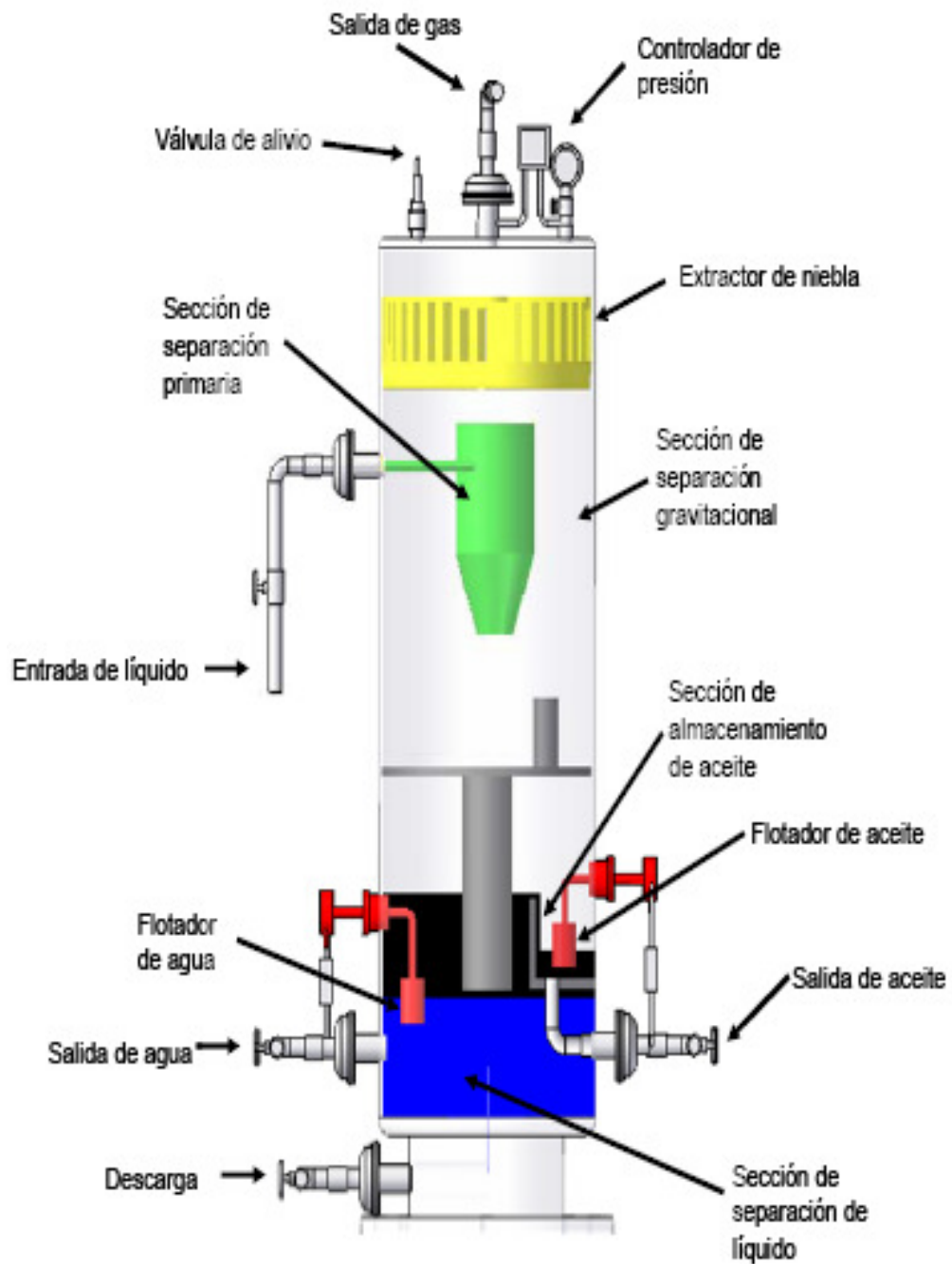
**Fuente:** Modificado de manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

**Figura 12b.** Vista interior separador trifásico vertical.



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

**Figura 12c.** 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  $45^\circ$  y  $60^\circ$ , pues la arena producida tiene tendencia a pegarse al acero a  $45^\circ$ . 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:

- **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.

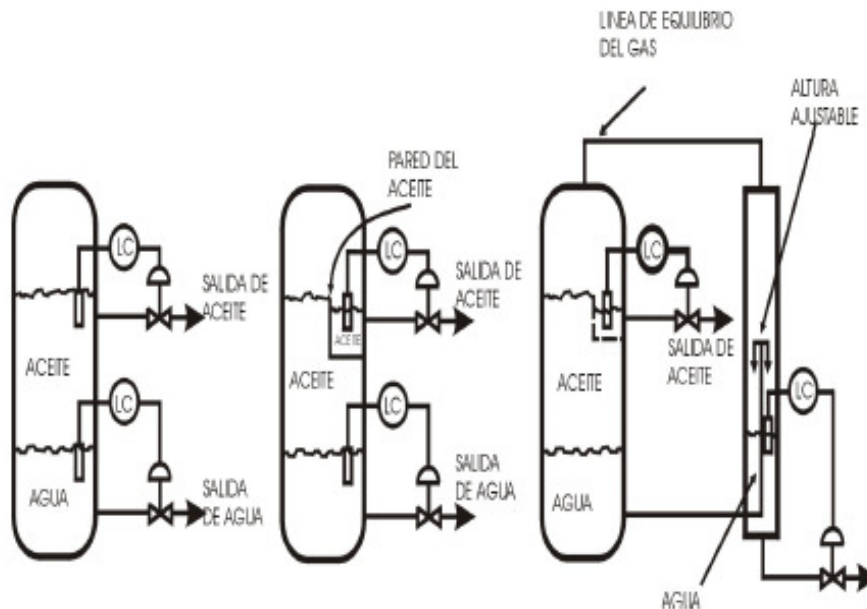
El control de nivel de interfase permite regular la descarga de agua y controlar el nivel de la interfase aceite-agua

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  $\Delta h$ . Las ventajas y desventajas de éste método son similares a las del segundo método, adicionando el costo del arreglo externo.

**Figura 13.** Métodos de control de nivel en separadores verticales.



**Fuente:** Diplomado de Facilidades de Superficie. M. Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Páez Capacho Sc. Ruth Páez Capacho

### 4.3 DISEÑO DE SEPARADORES<sup>7</sup>

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.

**4.3.1 Aspectos teóricos:** 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.

Al momento de diseñar de un separador la experiencia del diseñador juega un papel muy importante, sin embargo existen ciertos parámetros que se

---

<sup>7</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

diseñaran con base a fórmulas establecidas que podrán variar o no de acuerdo al tipo de separador, bifásico o trifásico y vertical u horizontal.

**4.3.1.1 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.

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  $\mu\text{m}$  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  $\times$  diámetro.

❖ **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 19.

**Figura 14.** 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:

$$F_d = C_d \frac{\pi}{4} d^2 \left( \frac{\rho_g V^2}{2} \right) \quad (3)$$

Donde:

**F<sub>d</sub>** = Fuerza de arrastre, lb.

**C<sub>D</sub>** = Coeficiente de arrastre

**d** = Diámetro de la gota de aceite, ft.

**ρ<sub>g</sub>** = Densidad del gas, lb/ft<sup>3</sup>.

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

La fuerza gravitacional o de boyanza estaría dada por:

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\rho_o - \rho_g) g \quad (4)$$

Donde:

**F<sub>g</sub>** = Fuerza Gravitacional, lb.

**d** = Diámetro de la gota de aceite, ft.

**ρ<sub>g</sub>** = Densidad del gas, lb/ft<sup>3</sup>.

**ρ<sub>o</sub>** = Densidad del aceite, lb/ft<sup>3</sup>.

**g** = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg<sup>2</sup>.

La velocidad de asentamiento se alcanza cuando  $F_d = F_g$ , entonces igualando las ecuaciones (3) y (4) y despejando la velocidad de asentamiento, se obtiene:

$$V^2 = \frac{8}{6} g \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left( \frac{d}{C_d} \right) \quad (5)$$

El diámetro de la gota está normalmente expresado en micrones, donde 1  $\mu\text{m}$  es igual a  $3.2808 \times 10^{-6}$  ft. Substituyendo  $d$  por  $d_m$  (diámetro de la gota en  $\mu\text{m}$ ) y reemplazando el valor de  $g$  ( $32.17 \text{ ft/seg}^2$ ), se obtiene la siguiente expresión para la velocidad de asentamiento:

$$V^2 = 0.001186 \left[ \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left( \frac{d_m}{C_d} \right) \right]^{0.5} \quad (6)$$

Donde:

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

**$\rho_g$**  = Densidad del gas, lb/ft<sup>3</sup>.

**$\rho_o$**  = Densidad del aceite, lb/ft<sup>3</sup>.

**$d_m$**  = Diámetro de la gota de aceite,  $\mu\text{m}$ .

**$C_D$**  = Coeficiente de arrastre.

❖ **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.

❖ **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:

$$TR = \frac{V}{Q} \quad (7)$$

Donde:

**V** = Volumen ocupado por el líquido en el recipiente

**Q** = Caudal de entrada al recipiente

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 (°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

Modificada de: Diplomado de Facilidades de Producción.

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 primero métodos.

**4.3.1.2 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.

❖ **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:

$$F_d = C_d \frac{\pi}{4} d^2 \left( \frac{\rho_c V^2}{2g} \right) \quad (8)$$

De igual forma,

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\Delta\rho) \quad (9)$$

Donde:

**F<sub>d</sub>** = Fuerza de arrastre, lb.

**F<sub>g</sub>** = Fuerza Gravitacional, lb.

**C<sub>D</sub>** = Coeficiente de arrastre

**d** = Diámetro de la gota, ft.

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

**ρ<sub>c</sub>** = Densidad de la fase continua, lb/ft<sup>3</sup>.

**d** = Diámetro de la gota de aceite, ft.

**g** = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg<sup>2</sup>

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

$$C_d = \frac{24}{RE} = \frac{24\mu g}{\rho_c dV} \quad (10)$$

Donde:

$C_D$  = Coeficiente de arrastre

Re = Número de Reynolds

$\mu'$  = Viscosidad de la fase continua, lb-seg/ft<sup>2</sup>.

$g$  = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg<sup>2</sup>

$\rho_c$  = Densidad de la fase continua, lb/ft<sup>3</sup>.

$d$  = Diámetro de la gota, ft.

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

Reemplazando la ecuación (10) en la ecuación (8), se tiene

$$F_d = 3\pi\mu' dV \quad (11)$$

La velocidad de asentamiento es alcanzada cuando  $F_d = F_g$ , igualando las ecuaciones (8) y (11), y despejando la velocidad de asentamiento

$$V = \frac{(\Delta\rho)d^2}{18\mu'} \quad (12)$$

Sustituyendo  $d$  (ft) por  $dm$  ( $\mu\text{m}$ ) y  $\mu'$  (lb-seg/ft<sup>2</sup>) por  $\mu$  (centipoise, cp) en la ecuación (12) se obtiene

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

$$V = 2.864 * 10^{-8} \frac{(\Delta\rho)d_m^2}{\mu} \quad (13)$$

$$V = 1.787 * 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_M^2}{\mu} \quad (14)$$

Donde:

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

**dm** = Diámetro de la gota,  $\mu\text{m}$ .

**$\mu$**  = Viscosidad de la fase continua, cp.

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

Donde:

$\gamma_w$  = Gravedad específica del agua

$\gamma_o$  = Gravedad específica del aceite

La ecuación **(13)** o **(14)** 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.

❖ **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  $\mu\text{m}$ , 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.

❖ **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.

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, tasas 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.

### 4.3.2. Separadores bifásicos<sup>8</sup>

❖ **Capacidad de tratamiento:** La capacidad de tratamiento en un separador bifásico (gas-liquido) se ve afectada principalmente por los siguientes factores.

- El diámetro y la longitud del separador.
- El diseño y arreglo de las partes internas del separador.
- Las características físico-químicas del aceite y le 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 quedaran suspendidas y no serán arrastradas. Matemáticamente.

$$Q_g = A_g * V \quad (15)$$

Donde:

---

<sup>8</sup> OP Cit. Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ.

**Q<sub>g</sub>** = Rata Volumétrica de flujo, ft<sup>3</sup>/seg.

**A<sub>g</sub>** = área transversal al flujo, ft<sup>2</sup>.

**V** = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

La ecuación (15) 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<sub>g</sub>** es reportada en millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD); por lo tanto,

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

$$Q_g = 3.056 \left( \frac{P}{TZ} \right) A_g * V \quad (16)$$

Despejando V de la ecuación se obtiene,

$$V = 0.327 Q_g \left( \frac{TZ}{P} \right) \left( \frac{1}{A_g} \right) \quad (17)$$

Donde:

**Q<sub>g</sub>** = Rata volumétrica de flujo, MMft<sup>3</sup>/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, ft<sup>2</sup>.

La relación que combina el flujo de aceite o la capacidad de aceite del separador,  $Q_o$  (ft<sup>3</sup>/min), el volumen ocupado por el aceite,  $V_o$  (ft<sup>3</sup>), y el tiempo de retención o residencia,  $t$  (min), es

$$Q_o = \frac{V_o}{t} \quad (18)$$

Rescribiendo la ecuación (18) en términos de bbl/día (1 ft<sup>3</sup>/min = 257 bbl/día),

$$Q_o = 257 \frac{V_o}{t} \quad (19)$$

**4.3.2.1 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 criterio: 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:

$$0.327 Q_g \left( \frac{TZ}{P} \right) \left( \frac{1}{A_g} \right) = \left[ \left( \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{0.5}$$

Si,

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

Y despejando D, se tiene

$$D^2 = 5058 Q_g \left( \frac{TZ}{P} \right) \left[ \frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} * \frac{C_d}{d_m} \right]^{0.5} \quad (20)$$

Donde,

**D** = Diámetro del separador, in.

**Q<sub>g</sub>** = 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<sub>g</sub>** = Densidad del gas, lb /ft<sup>3</sup>.

**ρ<sub>o</sub>** = Densidad del aceite, lb /ft<sup>3</sup>.

**C<sub>d</sub>** = Coeficiente de arrastre, adimensional

**d<sub>m</sub>** = Diámetro de la partícula, μm.

La ecuación (20) 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 (20), es necesario determinar el valor de  $C_d$ . El coeficiente de arrastre está relacionado con el número de Reynolds, mediante la siguiente ecuación,

$$C_d = 0.34 + \frac{3}{Re^{0.5}} + \frac{24}{Re} \quad (21)$$

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

$$Re = 0.0049 \frac{\rho_g * d_m * V}{\mu_g} \quad (22)$$

Donde,

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb /ft<sup>3</sup>.

$d_m$  = Diámetro de la partícula,  $\mu\text{m}$ .

$V$  = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

$\mu_g$  = Viscosidad de gas, cp.

La velocidad,  $V$ , está dada por la ecuación (6), 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 continuación.

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 (6).
3. Calcular  $Re$  de la ecuación (22).

4. Calcular  $Cd$  de la ecuación (21) y comparar con el valor asumido en el paso 1.
5. Si no concuerdan, utilizar el valor obtenido para  $Cd$  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 (19) podría escribirse entonces como sigue

$$Q_o = 257 \left( \frac{\pi}{4} \right) \left( \frac{D}{12} \right)^2 \left( \frac{h}{12} \right) \left( \frac{1}{t} \right) \quad (23)$$

O,

$$D^2 * h = 8.565 * Q_o * t \quad (24)$$

Donde,

**Q<sub>o</sub>** = 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 (20) se utiliza para determinar el diámetro mínimo requerido.

2. Para diámetros más grandes que el mínimo, la ecuación (24) 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:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad (25) \text{ para } D < 36 \text{ in}$$

O,

$$L_{ss} = \frac{h + D + 40}{12} \quad (26) \text{ para } D > 36 \text{ in}$$

Donde,

**Lss** = Longitud costura-costura, ft.

**D** = Diámetro del separador, in.

**h** = altura de la columna de aceite, in.

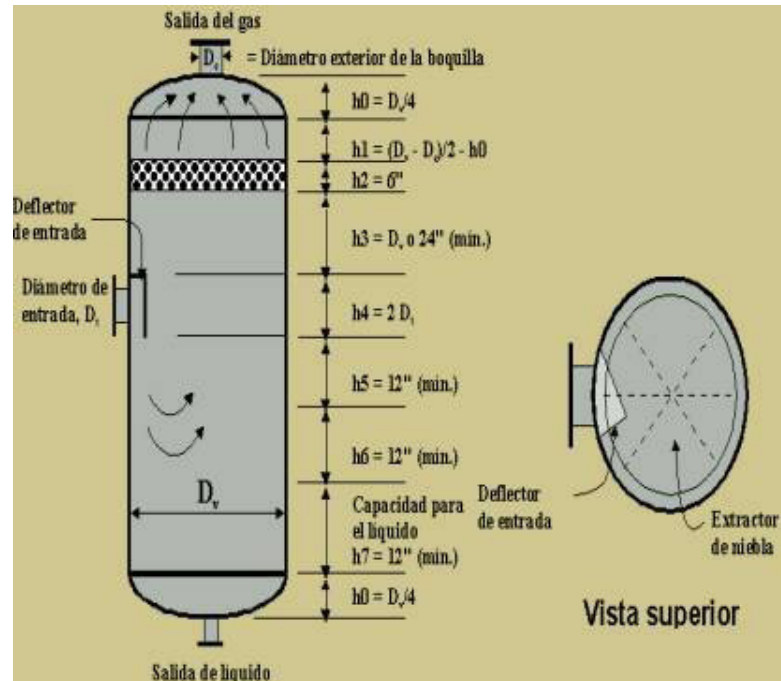
4. Para combinación de  $D$  y  $L_{ss}$ , la relación de esbeltez,  $SR$ , definida como la relación entre la longitud y el diámetro es determinada. Separadores con  $SR$  entre 3 y 4 son los comúnmente seleccionados.

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

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

Ver figura 15 para tener en cuenta cuales son los mínimos requerimientos de espaciamento.

**Figura 15.** Requerimientos mínimos de espaciamento



Fuente; Section 7, Separation Equipment. GPSA

**4.3.2.2 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 líquido o de gas.

Se asume para cada una de las siguientes ecuaciones que la fase líquida 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:

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

$Q_g$  está usualmente en unidades de MMSCFD, y debe por lo tanto convertirse a ft<sup>3</sup>/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,

$$V_g = 120 * \frac{Q_g}{D^2} * \left( \frac{TZ}{P} \right) \quad (27)$$

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

$$t_g = \frac{L}{V_g} \quad (28)$$

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,

$$t_s = \left( \frac{D}{2 * 12} \right) \left\{ 0.01186 \left[ \left( \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_d} \right]^{0.5} \right\}^{-1} \quad (29)$$

Igualando las ecuaciones (28) y (29), y sustituyendo  $V_g$  (Ecuación 27) y resolviendo para  $LD$  (ft\*in), se obtiene

$$LD = 422 \left( \frac{Q_g TZ}{P} \right) \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \right) \right]^{0.5} \quad (30)$$

La ecuación (30) 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 (31) asegura que las gotas de aceite de diámetro mayor o igual  $dm$  se precipitarán fuera de la corriente de gas que fluye a una tasa  $Q_g$  (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 **(19)**, se obtiene la siguiente ecuación:

$$D^2 L = 1.428 Q_o t \quad \text{(31)}$$

La ecuación **(23)** 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,  $L_{ss}$

$$L_{ss} = L_g + \frac{D}{12} \quad \text{(32)}$$

3. Para cada valor de  $D$ , determinar la longitud efectiva,  $L_o$ , que satisfaga los requerimientos para la capacidad de líquido (Ecuación 31) y calcular longitud entre costura,  $L_{ss}$

$$L_{ss} = \frac{4}{3}L_o \quad (33)$$

4. Para cada valor de  $D$  utilizado, comparar los valores de  $L_g$  y  $L_o$  para determinar si el diseño se basará en los 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.

#### 4.3.3 Separadores trifásicos

**Capacidad de Tratamiento** 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 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.

**4.3.3.1 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 (34),

$$t_{wd} = \left(\frac{1}{60}\right) \frac{\left(\frac{h_o}{12}\right)}{1.787 * 10^{-6} (\Delta\gamma) \frac{d_m^2}{\mu_o}} \quad (34)$$

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,  $h_o$  máx (in), como sigue:

$$h_{o\max} = \frac{1.28 * 10^{-3} t_o (\Delta\gamma) d_m^2}{\mu_o} \quad (35)$$

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  $\mu\text{m}$ .

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:

$$\frac{A}{A_w} = \left(\frac{1}{\pi}\right) \left[ \cos^{-1}\left(\frac{2h_o}{D}\right) - \left(\frac{2h_o}{D}\right) \left(1 - \frac{4h_o^2}{D^2}\right)^{-0.5} \right] \quad (36)$$

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:

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w t_w}{Q_o t_o + Q_w t_w} \quad (37)$$

Una vez resuelta la Ecuación (37), se puede determinar la relación  $ho/D$  de la ecuación (36) y  $ho$  máx de la ecuación (35), 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

$$D_{MAX} = \frac{h_{o\max}}{\frac{h_o}{D}} \quad (38)$$

Con esta ecuación se establece el límite superior para el diámetro del separador. Dada la complejidad de la ecuación (35) es mejor utilizar el método gráfico que se presenta a continuación para obtener el valor de  $ho/D$ , figura 16.

**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:

$$LD = 422 \left( \frac{Q_g TZ}{P} \right) \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \right) \left( \frac{C_d}{d_m} \right) \right]^{0.5} \quad (39)$$

Donde:

**L** = Longitud efectiva del separador, ft.

**D** = Diámetro interno del separador, in.

**Qg** = 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.

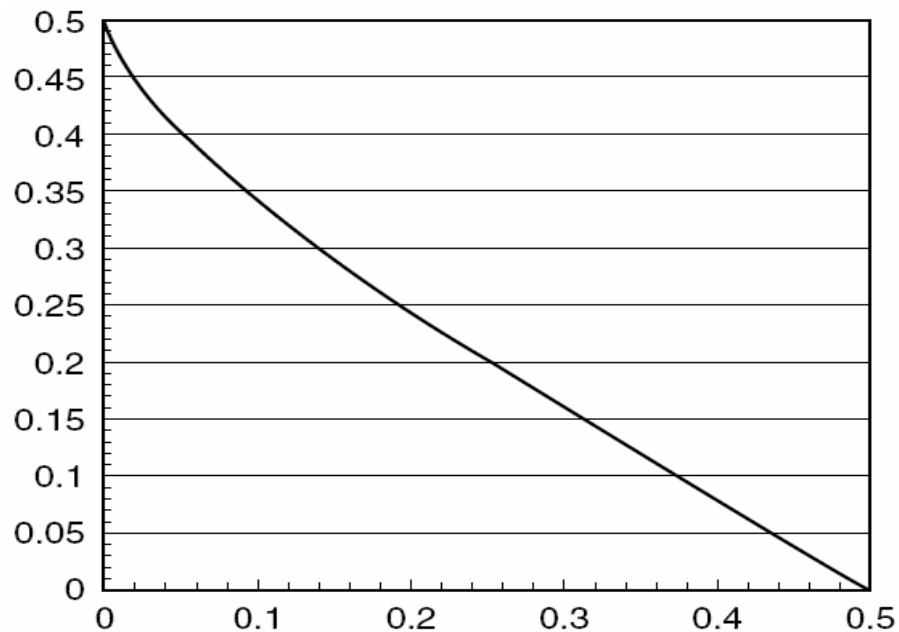
**$\rho_g$**  = Densidad del gas, lb/ft<sup>3</sup>.

**$\rho_o$**  = Densidad del aceite, lb/ft<sup>3</sup>.

**Cd** = Coeficiente de arrastre, adimensional.

**dm** = Diámetro mínimo de la gota de aceite a remover de la corriente de gas,  $\mu\text{m}$ .

**Figura 16.**  $h_o/D$  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  $V_l$  (ft<sup>3</sup>), 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 ft<sup>3</sup>,

$$V_l = 4.859 * 10^{-4} (D^2 L) \quad (40)$$

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

$$V_o = \left( \frac{\pi}{4} \right) \left( \frac{D}{12} \right)^2 L \quad (41)$$

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,  $t_w$ :

$$V_w = \frac{t_w Q_w}{24 * 60} \quad (42)$$

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

$$D^2 L = 1.429(Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (43)$$

Donde:

**D** = Diámetro del separador, in.

**L** = longitud efectiva del separador, ft.

**Q<sub>o</sub>** = Caudal de aceite, BPD.

**Q<sub>w</sub>** = Caudal de agua, BPD.

**t<sub>o</sub>** = Tiempo de retención del aceite, min.

**t<sub>w</sub>** = Tiempo de retención del agua, min.

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

1. Determine el valor de  $A_w/A$ , ecuación (37).
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 35) con  $dm = 500 \mu\text{m}$ .

4. Halle  $D_{max}$  con la ecuación **(38)**.
5. Para diámetros menores a  $D_{max}$ , establezca las combinaciones de  $D$  y  $L$  que satisfacen los requerimientos para la capacidad de gas (ecuación **35**), substituyendo  $100 \mu m$  para  $dm$ .
6. Para diámetros menores a  $D_{max}$ , establezca las combinaciones de  $D$  y  $L$  que satisfacen los requerimientos para el tiempo de retención (ecuación **43**).
7. Compare los resultados obtenidos 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:

$$L_{ss} = L + \frac{D}{12} \quad (44)$$

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

$$L_{ss} = \frac{4}{3}L \quad (45)$$

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.

**4.3.3.2. 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:

$$V_o = \frac{Q_o * 5061}{24 * 3600} \left( \frac{4 * 144}{\pi D^2} \right)$$

$$V_o = 0.0119 \frac{Q_o}{D^2} \tag{46}$$

Con la ecuación **(14)** se obtiene la velocidad de asentamiento de la gota de agua:

$$V = 1.787 * 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{(\mu)} \quad (47)$$

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:

$$D_{min} = 6686 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma)d_m^2} \quad (48)$$

Donde:

**Dmin** = Diámetro mínimo del separador, in.

**Qo** = Caudal de aceite, BPD.

**μo** = viscosidad del aceite, cp.

**Δγ** = Diferencia entre las gravedades específicas del aceite y el agua, adimensional.

**dm** = 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:

$$D^2 = 5058Q_g \left( \frac{TZ}{P} \right) \left[ \frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} * \frac{C_d}{d_m} \right]^{0.5} \quad (49)$$

Donde,

**D** = Diámetro del separador, in.

**Qg** = 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.

**pg** = Densidad del gas, lb /ft<sup>3</sup>.

**po** = Densidad del aceite, lb /ft<sup>3</sup>.

**Cd** = Coeficiente de arrastre, adimensional

**dm** = Diámetro de la partícula, 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.

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

$$V_o + V_w = 4.543 * 10^{-4} D^2 (h_o + h_w) \quad (50)$$

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

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

Y

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

Por lo tanto,

$$V_o + V_w = 3.896 * 10^{-3} (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (51)$$

De las ecuaciones (50) y (51) se tiene:

$$(h_o + h_w) D^2 = 8.576 (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (52)$$

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 (48).
2. Determine con la ecuación (49) 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 (52) 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:**

$$L_{ss} = \frac{1}{12} (h_o + h_w + D + 40) \quad (53)$$

**Para  $D < 36$  in:**

$$L_{ss} = \frac{1}{12}(h_o + h_w + 76) \quad (54)$$

#### 4.4 ETAPAS DE SEPARACION

Se ha demostrado que entre mayor sea el número de etapas después de la separación inicial se estabilizarán 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 forman 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.

**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 Páez.

#### 4.5 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.

**Consideraciones para la selección:** De todas las consideraciones que deben hacerse al momento de elegir un separador las más importantes son:

- Contenido de agua
- Relación gas-líquido
- BS&W (Agua emulsionada)
- Contenido de sólidos

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, otro mayor de 2000 y entre 500 y 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. Si de lo contrario se encuentra entre 500 y 2000 se miran otros parámetros para seleccionar el equipo como contenido de sólidos

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.

## 5. TRATADORES<sup>9</sup>

El tratamiento de emulsión es normalmente ejecutado en el crudo inmediatamente después que se le ha extraído el gas, en un recipiente diseñado como tratador bien sea térmico o termoelectrostático.

La función del tratador es deshidratar el crudo producido, hasta alcanzar los niveles específicos de BS&W.

La separación del crudo y del agua se puede lograr mediante calentamiento, rompimiento químico de la emulsión, placas coalescentes y/o campos electrostáticos en vasijas diseñadas para tiempos de permanencia de líquido.

Tanto para tratadores horizontales como verticales la parte de la separación de gas tiene que ser adecuada para el diseño de las condiciones de flujo.

Los extractores de niebla pueden ser utilizados en las salidas de las conexiones de gas cuando la zona de separación de gas esta muy cargada o cuando falla.

---

<sup>9</sup> Paola Andrea GRANADOS BARRIOS y Nidia Rocío GUTIERREZ MIRANDA. Definición de estándares operativos para tratadores Térmicos y termo electrostáticos en facilidades de Producción.

**BS&W.** Este término hace referencia a la cantidad de sedimentos y agua, y es generalmente usado como una medida del comportamiento del tratamiento de la emulsión. Este tratamiento es bastante variable, pero en general lo requieren crudos cuyos rangos de valores de BS&W oscilan entre 0.2 y 3.0%. El ASTM (*American Society for Testing and Materials*) Test No. D96-82 llamado Water and Sediment in Crude Oils es un estándar aceptado para esta prueba.

**Densidad de calor.** Este término se aplica al calor liberado a través de la sección transversal del quemador, y está dado en btu/hr/pulg<sup>2</sup> área de sección transversal.

**Calor Requerido.** Calor absorbido durante el proceso, expresado en btu/hora.

**Desalación.** Esta es una forma de tratar la emulsión que puede ser idéntica para los tratadores convencionales con la adición de una inyección y mezcla de agua de poca salinidad en la corriente de alimento de la emulsión, buscando diluir la fase salada y de esta manera disminuir la salinidad del crudo a tratar. La desalinización es hecha tanto en las áreas de producción de crudo, como en las refinerías. Y puede consistir de una o más etapas según la eficiencia máxima de desalación que se busque o requiera.

**Flujo de Calor.** Este término se aplica a la tasa promedio de calor transferido a través de los quemadores, y se expresa en btu/hr/pie<sup>2</sup> de área expuesta.

**Ptb.** Este término se refiere al número de libras de sal por cada mil barriles de crudo. Es usado junto al BS&W para expresar la calidad del crudo antes y después del tratamiento en relación a las prácticas de desalación de los tratadores de emulsión.

**Diseño de Presión.** La presión utilizada en el diseño de una vasija, es establecida con el propósito de determinar el mínimo espesor permisible o características físicas de las diferentes partes de la vasija. Una vez conocida cabeza estática, el valor se introduce al diseño de presión y se determina el espesor de cada una de las partes específicas de la vasija.

**Líquido Embalado.** En los tratadores horizontales la sección de coalescencia o el tratador entero, pueden operar completamente llenos de líquidos o fluidos. Esta condición se denomina Líquido embalado.

**Máxima Presión de Trabajo Permitida.** Es la máxima presión permisible en el tope de la vasija estando en operación, con la temperatura del diseño. Esta presión está basada en los cálculos para cada elemento del recipiente utilizando los espesores nominales de los permisos de corrosión y de espesores. Es la base para el ajuste de las presiones de alivio que protegen la vasija.

**Presión de Operación.** Es la presión en el tope de la vasija a la cual normalmente opera. Ésta presión no puede exceder nunca, la máxima presión permitida y usualmente se maneja con un buen rango de diferencia de la presión a la que se activan las válvulas de alivio, para evitar que estas se abran frecuentemente.

**Tratador Termoelectrostático.** Un tratador Termoelectrostático es un tanque a Presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión. Se conoce también con el nombre de tratador químico eléctrico. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para permitir la obtención de crudo limpio.

**Figuras 17 y 18.** Fotografías Tratador Termoelectrostático



**FUENTE:** <http://www.amrprocess.com/oil%20dehydration>.

La combinación específica de métodos de tratamiento en una unidad dependerá del tipo de tratamiento y la posición de la unidad dentro del sistema de tratamiento. Los tratadores termoelectrostáticos pueden ser calentados directamente o tener un medio externo como fuente de calor.

El tratador termoelectrostático, como cualquier otro tratamiento de emulsión, usa calor y químicos para separar la emulsión. Sin embargo, el tratador termoelectrostático también hace uso de cargas eléctricas por medio de un gris o enmallado eléctrico para ayudar a las gotas de agua a combinarse entre sí, para poder sedimentarse.

Los tratadores termoelectrostáticos reciben la emulsión cuando ésta ya ha sido tratada químicamente. La emulsión entra por la parte superior y fluye horizontalmente a través de varias secciones de tratamiento. Cada paso coloca a la emulsión más cerca al resultado deseado, que es la separación completa de crudo, gas y agua.

Este tipo de tratador generalmente se opera a más bajas temperaturas que aquellos que no tienen grids.

## 5.1 PARAMETROS OPERACIONALES

- **Relaciones de Tipo, Tamaño, Presión y Temperatura.** Los tratadores armados acorde a las especificaciones API, bien sean verticales y horizontales, están disponibles en diferentes rangos de tamaño y presión como se ilustran en la Tabla No. 5 y 6, que son los estándares nominales de la industria. Otros tamaños y rangos de presión pueden ser acordados entre el fabricante y el comprador. La máxima temperatura del diseño puede estar limitada por el tipo y los materiales de los flanges y de las arandelas. Esto puede consultarse en las secciones aplicables del Código ASME, para diseños por debajo de los  $-20^{\circ}$  F.

**Tabla 5** Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12,20 o 27 1/2	50
6	12,20 o 27 1/2	50
8	20 o 27 1/2	40
10	20 o 27 1/2	40

**FUENTE:** API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

**Tabla 6** Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12 o 15	50
6	10,15 o 20	50
8	15,20,25 o 30	50
10	20,30,40,50 o 60	50
12	30,40,50 o 60	50

**FUENTE:** API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

- **Selección de las Cajas de Fuego.** Algunas de las Cajas de Fuego recomendadas para tratadores de emulsión, horizontales y verticales, de acuerdo a la norma API están listadas en la Tabla No. 7.

**Tabla 7.** Tamaños Típicos de las Cajas de Fuego.

Diámetro Exterior (ft)	Verticales		Horizontales	
	Área Mínima	Calor Requerido	Área Mínima	Calor Requerido
3	10	100,000	15	150,000
4	25	250,000	25	250,000
6	50	500,000	50	500,000
8	100	1,000,000	75	750,000
10	125	1,250,000	200	2,000,000
12	---	---	320	3,200,000

**FUENTE:** API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

- **Flujo de Calor en los Quemadores.** El flujo de calor promedio no debe ser mayor de 10000 btu hr/ft<sup>2</sup> de área expuesta.
- **Densidad de Calor del Quemador.** El calor liberado a través del área seccional del quemador es regulado por el mezclador y el inyector del horno. Los tratadores bajo la norma API tienen una densidad de calor máxima de 15000 btu/hr/ inch<sup>2</sup> para un diseño natural o sencillo de un quemador.
- **Altura de la Chimenea.** La altura de la chimenea no debe ser menor a la requerida para proveer suficiente corriente por encima de la caída de presión en el quemador, en la chimenea, en los retornos o en cualquiera de los para-llamas. La elevación del sitio de funcionamiento debe ser considerado dentro de los cálculos del diseño. El comprador debe sugerir al fabricante la elevación.
- **Quemador.** El espesor de la pared del quemador debe ser establecido acorde a los requerimientos y reglas del Código ASME, que no están solo

limitadas a la presión externa de la vasija sino también referidas al sistema de fuego y no deberá ser menor de 3/16” para tratadores verticales y no menor de 1/4” para tratadores horizontales. Una capa anticorrosiva es normalmente adicionada a las paredes del quemador.

- **Ecuaciones de asentamiento.** La diferencia de gravedad específica entre las gotitas de agua dispersadas y el aceite puede causar que el agua llegue hasta el fondo del tratador. Esto permite que el régimen de flujo en el asentamiento de las gotitas de agua pueda ser laminar y está gobernado por la Ley de Stokes.

## **5.2 TIPOS DE TRATADORES TERMICOS**

Con frecuencia el calentamiento de emulsiones se hace en recipientes que también trabajan a presión y que se conocen como tratadores; donde la separación del gas, del aceite y del agua de corrientes emulsionadas, a diferencia del calentador, ocurre además del calentamiento, la coalescencia y el asentamiento. Los tratadores térmicos pueden ser verticales u horizontales, aunque son más comunes los primeros.

**5.2.1 Tratador térmico horizontal:** Se requiere de estos cuando existen varios pozos instalados.

**Figura 19.** Fotografía Tratador Térmico Horizontal



**FUENTE:** <http://www.oiltreaters.com/>

La velocidad descendente de la gotita de agua puede ser suficiente para vencer la velocidad ascendente del aceite a través del tratador. Haciendo la velocidad de asentamiento igual a la velocidad del aceite; se pueden derivar las siguientes ecuaciones generales:

$$D_i * L_f = \frac{438(Q_o \mu_o)}{\Delta SG * (dm)^2} \quad (55)$$

Donde:

**Di:** Diámetro tratador, (pulgadas)

**Qo:** Tasa de flujo de aceite, (BPD)

**μo:** Viscosidad del aceite, (cp)

**Lf:** Longitud de la sección de coalescencia, (pies)

**ΔSG:** Diferencia de gravedad específica entre aceite y agua (relativa al agua)

**dm:** Diámetro gotita de agua, (micrones)

Podemos ver que la altura de la sección de coalescencia en un tratador vertical no está incluida en la ecuación de asentamiento. El área transversal de flujo para la velocidad ascendente del aceite es función únicamente del diámetro del tratador.

En el tratador horizontal, el área transversal para el ascenso del aceite es función del diámetro y longitud de la sección de coalescencia.

- **Ecuaciones de tiempo de retención.** El aceite puede ser mantenido a cierta temperatura por un período específico para quebrar la emulsión de agua en aceite. Esta información se determina mejor en el laboratorio; sin embargo en ausencia de tales datos, podemos utilizar 20 a 30 minutos como tiempo de retención.

Dependiendo de las propiedades específicas de la corriente a ser tratada, la geometría requerida para dar un cierto tiempo de retención puede ser mayor o menor que la geometría requerida para satisfacer la ecuación de asentamiento. La geometría del tratador es determinada por el mayor de los dos criterios. Las ecuaciones para tiempo de retención son las siguientes:

$$(D_i)^2 * L_f = \frac{Tr * Q_o}{1.05} \quad (56)$$

Donde:

**Tr:** Tiempo de retención, (minutos)

**Qo:** Flujo aceite, (BPD)

**h:** Altura de la sección de coalescencia, (pulgadas)

- **Efectos de Temperatura.** Agregar calor a la corriente agua-aceite que está entrando es el método tradicional para la separación de fases. El calor reduce la viscosidad de aceite, permitiendo una velocidad de asentamiento más rápida

Las pruebas de laboratorio para un aceite en particular a varias temperaturas es el método más fidedigno de determinar cómo el calor afecta las propiedades del aceite.

En ausencia de datos de laboratorio, existen correlaciones que dan la gravedad del aceite, relacionadas con viscosidad y temperatura. Una ecuación que relaciona viscosidad, gravedad y temperatura fue desarrollada por Beggs y Robinson después de haber observado 460 sistemas de aceite.

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad (56)$$

Donde:

**$\mu_o$ :** Viscosidad del aceite, (cp)

**T:** Temperatura del aceite; (°F)

**G:** Gravedad específica del aceite, °API

**X=**  $yT - 1.163$

**Y=**  $10z$

**Z=**  $3.0324 - 0.02023G$

Estos datos fueron obtenidos trabajando con un rango de gravedad API entre 16 y 58° y temperaturas entre 70 y 295°F. La figura 20 es una representación gráfica de la anterior ecuación.

Agregar calor puede causar una significativa pérdida de los hidrocarburos volátiles y por consiguiente reducción del aceite. Las moléculas que salen del aceite pueden escaparse o se pueden comprimir y venderse con el gas. Aún si estas moléculas se venden con el gas, representan una pérdida neta de la entrada realizada por convertir volumen de líquido a gas.

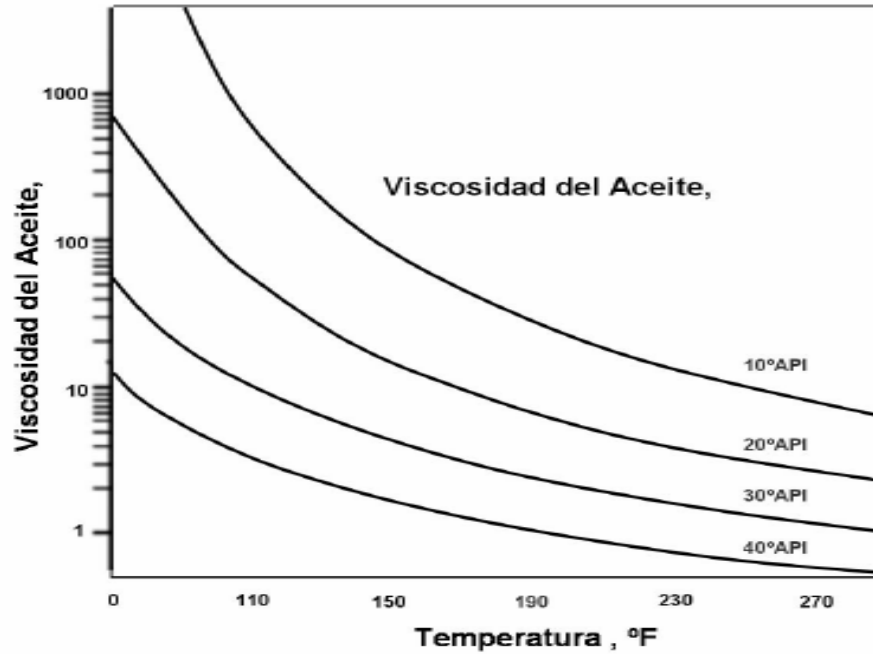
Otra desventaja de incrementar la temperatura de tratamiento es que el volumen de aceite crudo disminuye y esta disminución significa una pérdida monetaria. Al disminuir el punto de ebullición, el líquido remanente tiende a bajar su gravedad API.

Al incrementar la temperatura, la disminución en gravedad específica tanto del crudo como del agua permite que el agua sea separada del crudo. Dependiendo de las propiedades del crudo, la diferencia en gravedad específica puede aumentar o disminuir, dependiendo de las características del aceite crudo.

En muchos casos si la temperatura de tratamiento es menor de 200°F el cambio en gravedad específica con la temperatura puede ser despreciado.

Si tomamos combustible para dar calor, el costo de este combustible debe ser considerado. Así, mientras necesitemos calor para tratar un crudo adecuadamente, debemos utilizar la menor cantidad de calor.

Figura 20. Viscosidad del Petróleo



FUENTE: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

- **Ecuaciones de entrada de calor.** La entrada de calor y por tanto la cantidad de combustible requerido para el tratamiento depende de la elevación de la temperatura, la cantidad de agua en el aceite y la tasa de flujo. Se requiere cerca de dos veces más energía para calentar el agua que el aceite. Por esta razón, es beneficioso separar el agua libre de la emulsión que va a ser tratada con cualquier separador de agua libre dentro del mismo tratador.

Suponiendo que el agua libre ha sido separada de la emulsión y que la remanente es menor del 10% y que el tratador está aislado para minimizar las pérdidas de calor, el calor requerido puede ser determinado por la ecuación:

$$q = 15Q_o\Delta T(0.5G_o + 0.1) \quad (57)$$

Donde:

**q:** calor que entra, (BTU/hora)

**Q<sub>o</sub>:** tasa de flujo de aceite, (BPD)

**Δt:** incremento en temperatura, (°F)

**SGO:** gravedad específica del aceite

- **Tamaño de las gotitas de agua.** Antes de iniciar un procedimiento de diseño, es importante determinar el tamaño de las gotitas de agua a usarse en la ecuación de asentamiento. Es muy raro tener datos de coalescencia para un sistema dado en el laboratorio. Cualitativamente, se puede esperar que el tamaño de las gotitas de agua incremente con el tiempo de retención en la sección de coalescencia y también incremente con la entrada de calor, la cual excita el sistema y multiplica el número de colisiones entre las gotitas. También podemos esperar que el tamaño de las gotitas decrezca con la viscosidad del aceite, la cual inhibe el movimiento de las partículas y disminuye la fuerza de colisión.

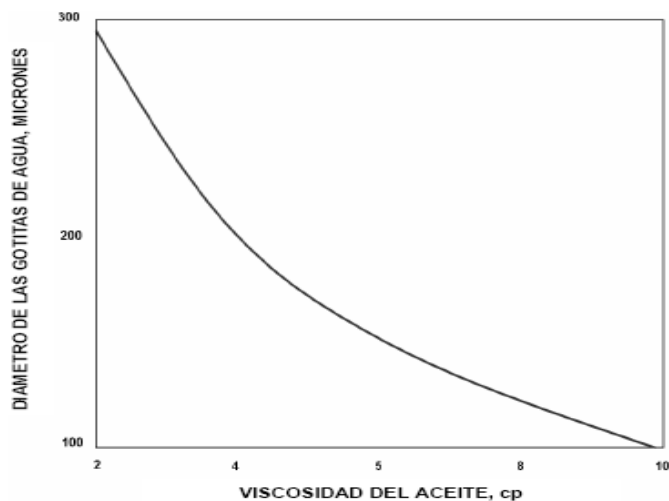
Después de un período inicial, el incremento del tiempo de retención tiene un pequeño impacto sobre la tasa de crecimiento de la partícula. En consecuencia para tratadores diseñados prácticamente el tiempo de retención no es una variable determinante. Intuitivamente, se espera que la viscosidad tenga mayor efecto sobre la coalescencia que la temperatura.

Con esto podemos deducir que la ecuación que ofrece resultados razonables es:

$$d_m = (\mu_o)^{-0.675} \quad (58)$$

Esta relación se muestra en la figura 21. Es aconsejable que se use solo en ausencia de otros datos y experiencia puntuales, ya que esta correlación se basa en una limitada experiencia.

**Figura 21.** Tamaño de gotitas de agua



**FUENTE:** ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

**5.2.2 Tratador térmico vertical:** son los mas utilizados para tratar corrientes de pozos individuales. El aceite proveniente de los separadores de prueba y/o producción llega a esta unidad donde se agrega calor para ayudar a separar mas agua del aceite. Como resultado del calor y de la baja presión, una cantidad adicional de gas es también separada del aceite en la cámara

de separación de gas, ubicada en la sección superior del tratador. La sección de separación del gas puede tener un desviador de entrada y un eliminador de niebla.

El gas luego sale por el tope del tratador donde es evacuado hacia el quemador pasando por la válvula de contra-presión del tratador que mantiene la presión del tratador normalmente en 30 psi

El aceite fluye de la sección superior a la parte inferior del tratador a través de un conducto o tubo descendente dentro del recipiente. En el extremo inferior del tubo descendente, el aceite fluye a través del propagador o rociador que esparce el fluido que sale a medida que este comienza a subir. El agua se separa del aceite y la emulsión

**Figura 22.** Tratador Térmico Vertical



**FUENTE:** Paola Andrea GRANADOS BARRIOS y Nidia Rocío GUTIÉRREZ MIRANDA.  
Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostaticos.

A velocidad descendente de la gotita de agua puede ser suficiente para vencer la velocidad ascendente del aceite a través del tratador. Haciendo la velocidad de asentamiento igual a la velocidad del aceite; se pueden derivar las siguientes ecuaciones:

$$D_i = 81.8 \left[ \frac{(Q_o \mu_o)}{\Delta SG * (dm)^2} \right]^{0.5} \quad (59)$$

Donde:

**Di:** Diámetro tratador, (pulgadas)

**Qo:** Tasa de flujo de aceite, (BPD)

**μo:** Viscosidad del aceite, (cp)

**Lf:** Longitud de la sección de coalescencia, (pies)

**ΔSG:** Diferencia de gravedad específica entre aceite y agua (relativa al agua)

**dm:** Diámetro gotita de agua, (micrones)

Podemos ver que la altura de la sección de coalescencia en un tratador vertical no está incluida en la ecuación de asentamiento. El área transversal de flujo para la velocidad ascendente del aceite es función únicamente del diámetro del tratador.

- **Ecuaciones de tiempo de retención:**

$$(D_i)^2 * h = \frac{Tr * Q_o}{0.12} \quad (60)$$

Donde:

**Tr:** Tiempo de retención, (minutos)

**Qo:** Flujo aceite, (BPD)

**h:** Altura de la sección de coalescencia, (pulgadas)

Las demás ecuaciones son la mismas que se utilizan en tratadores horizontales.

### **Ventajas de los tratadores térmicos**

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10<sup>º</sup> F baja la viscosidad de la emulsión en un factor de 2.
- Incrementa el movimiento de densidad entre la salmuera y el crudo
- Incrementa la diferencia entre la salmuera y el crudo
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua

### **Desventajas de los tratadores térmicos**

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas, esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustibles
- Incrementa los riesgos en las instalaciones
- Requieren mayor instrumentación y control
- Causa depósitos de coke

### **5.3 SELECCIÓN**

El sistema de tratamiento de crudo, es una etapa intermedia entre la extracción y el almacenamiento.

El volumen de crudo tratado depende de una eficiencia explotación de pozos, y fundamentalmente de la calidad del método de recobro empleado.

El sistema tiene una relación directa con los pozos productores de crudo ya que la operación continua del sistema de tratamiento de crudo permite una producción de crudo dentro de las especificaciones requeridas, que es bajo contenido de BS&W y de sal.

El tratamiento adecuado del crudo hace posible la transferencia hacia la estación de bombeo y por consiguiente el envío por oleoductos a los centros de refinación, de ahí la gran importancia de que cuando llegue la emulsión a los tratadores la selección del equipo sea la mas adecuada.

Las características y especificaciones del crudo son de vital importancia. El comprador establece los parámetros para su recibo, las desviaciones en estas especificaciones afectan los procesos de refinación y por ello no es recibido por el comprador.

#### **Consideraciones para la selección**

En la selección de un tratador óptimo para un crudo específico, debe considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, los factores que se tienen en cuenta son:

- Contenido de agua y sedimentos en el crudo (BS&W).
- Contenido de sal.
- Gravedad específica del crudo (API).
- Volúmenes del fluido a tratar.
- Tendencias a la depositación de sólidos.

Para esta selección el porcentaje de BS&W mayor del 1% requiere el uso de un tratador termoelectrostático debido a que la emulsión posee mayor grado de estabilidad lo que impide que las gotas de agua se acerquen lo suficiente como para que las fuerzas intermoleculares de atracción del sistema agua-agua tengan la suficiente para poder aglutinarse.

Cuando el porcentaje de BS&W es menor del 1% se analiza el contenido de sal debido a que la desalinización se relaciona con la extracción de las partículas estabilizadoras. Así pues si el contenido de sal es mayor a 500 Ptb se debe seleccionar un tratador termoelectrostático, ya que este cuenta con un campo eléctrico que es una herramienta y muy poderosa para romper la resistencia de las películas estabilizadoras.

Si el contenido de sal esta entre 100 y 500 se debe analizar la gravedad API ya que a menor gravedad la viscosidad del petróleo es mayor, un petróleo con alta viscosidad es decir, que fluye lentamente mantendrá en suspensión gotas mucho mas grandes que otro de viscosidad baja, por mantener gotas mas grandes y por ser mas lenta la velocidad con que se precipitan, un petróleo de viscosidad alta requiere mas tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y se precipiten, por lo tanto entre mas alta sea la viscosidad mas estable será la emulsión de ahí que cuando la gravedad API sea menor

el tratador que se debe usar es el termoelectrostático, de lo contrario se seleccionara un tratador térmico.

Si la selección es un tratador térmico procedemos a analizar si este va a ser horizontal o vertical, para llevar a cabo esta selección partimos del volumen de l líquido a tratar.

Si este volumen es mayor a 2500 BPD el tratador siempre debe ser horizontal, ya que diseñar un tratador vertical para altos volúmenes de fluido genera un sobredimensionamiento en su altura y como consecuencia no sería viable su fabricación e instalación.

Por el contrario si el volumen de fluido es menor de 2500 BPD se analiza la tendencia a la depositación de sólidos teniendo en cuenta que las partículas sólidas tales como arena, escama, productos de corrosión se depositaran en la parte inferior de estos equipos, provocando taponamiento en las corrientes de alimentación e interferencia en los controles de nivel, así mismo incrementándose el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión, disminuyendo la eficiencia del tratador.

Por esta razón cuando la tendencia a la depositación de sólidos sea mayor del 2% se debe seleccionar un tratador vertical ya que la velocidad de asentamiento gravitacional será mayor y la instalación de un sistema de lavado de sólidos será más eficiente.

## **6. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE**

### **6.1 ALCANCE DE LA HERRAMIENTA**

Esta herramienta busca efectuar la determinación del sistema de Separación y de Tratamiento Térmico de acuerdo a las características del crudo producido. Además de la selección del sistema de tratamiento y de separación, el software realizará el proceso de dimensionamiento y para el separador y el tratador térmico (dependiendo de las características de las características y condiciones del crudo), establecerá las respectivas configuraciones, y la selección de las alternativas de acuerdo a sus características de operación.

Así mismo, la herramienta realizará una comparación entre la configuración establecida por el software y la configuración de campo, y de esta forma establecer la efectividad del software.

### **6.2 DESCRIPCION**

La herramienta software consiste en una hoja de Excel programada por medio de una macro la cual integra la siguiente información:

- Los resultados de pruebas de laboratorio para determinar las características del crudo producido.
- Los datos de producción como lo son el caudal de aceite y agua.
- El procedimiento para selección del sistema de tratamiento y separación con el respectivo dimensionamiento para cada equipo que compone dicho sistema. Buscando siempre que el producto a la salida del proceso cumpla con las condiciones mínimas para ser transportado, refinado y/o comercializado.

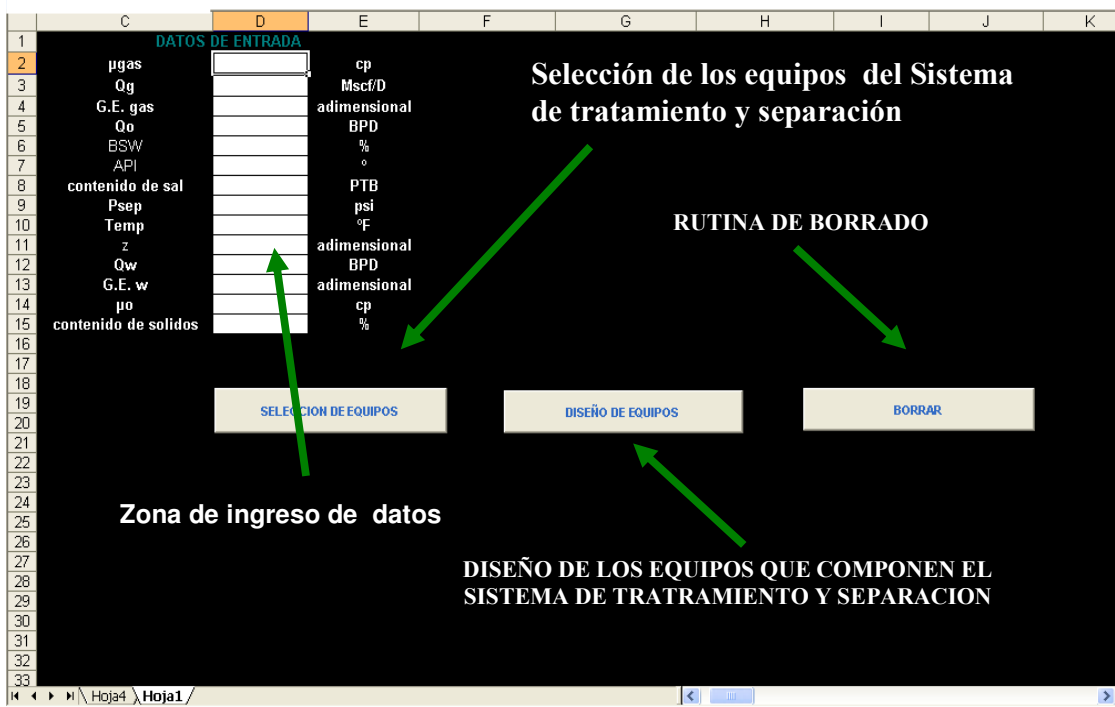
En la figura 23 se describe la herramienta software, como se puede apreciar la zona donde se ingresa los datos, es decir las propiedades o características del crudo producido dentro de las cuales están: el API, la viscosidad del gas ( $\mu_{gas}$ ), la gravedad específica del gas (G.E.gas), el caudal de agua y aceite ( $Q_w$  y  $Q_o$  respectivamente), el contenido de agua y sedimento(BSW), el contenido de sal, la temperatura (Temp.) , la presión óptima de separación ( $P_{sep}$ ), el factor de compresibilidad para el gas natural ( $z$ ), la gravedad específica del agua(G.E.W) , la viscosidad del aceite y el contenido de sólidos.

Adicionalmente se puede observar 3 botones de comando los cuales cumplen una rutina cada uno.

Con el primer botón de comando se selecciona el sistema de tratamiento y separación de acuerdo a las características ingresadas del crudo producido.

En este botón se programó los diagramas de flujo utilizado para la selección de Separadores y Tratadores Térmicos.

**Figura 23.** Interfaz de la herramienta software.

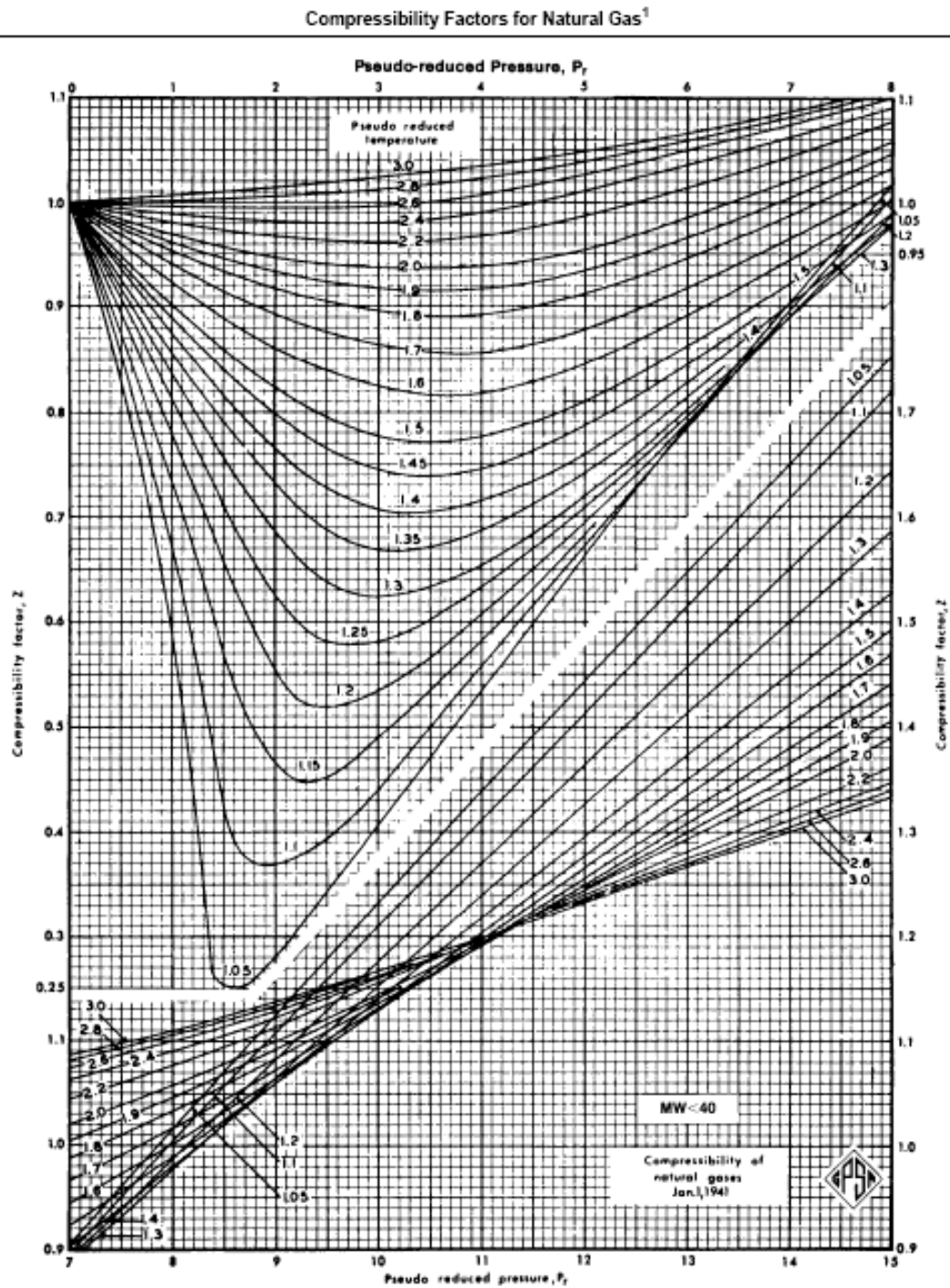


El segundo botón corresponde al diseño de los Separadores y Tratadores Térmicos que componen el sistema de tratamiento y separación obtenido por medio del primer botón de comando. La rutina contiene los pasos para el dimensionamiento tanto del Separador como del Tratador Térmico. Una vez sea utilizado este botón se pueden apreciar los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los equipos, también las configuraciones seleccionadas de acuerdo a las características del crudo las cuales cumplen con los parámetros de diseño de dichos equipos. Y el último botón

contiene una rutina de borrado que limpia todos campos utilizados para que posteriormente se puedan ingresar datos diferentes.

El factor de compresibilidad para el gas natural puede ser determinado de las figuras 24, 25, 26 y 27, las cuales son útiles cuando no están disponibles datos de pruebas de laboratorio para determinar este factor.

**Figura 24.** Compressibility of low-molecular weight natural gases(courtesy of GPSA Data Book)



**Figura 25.** Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)

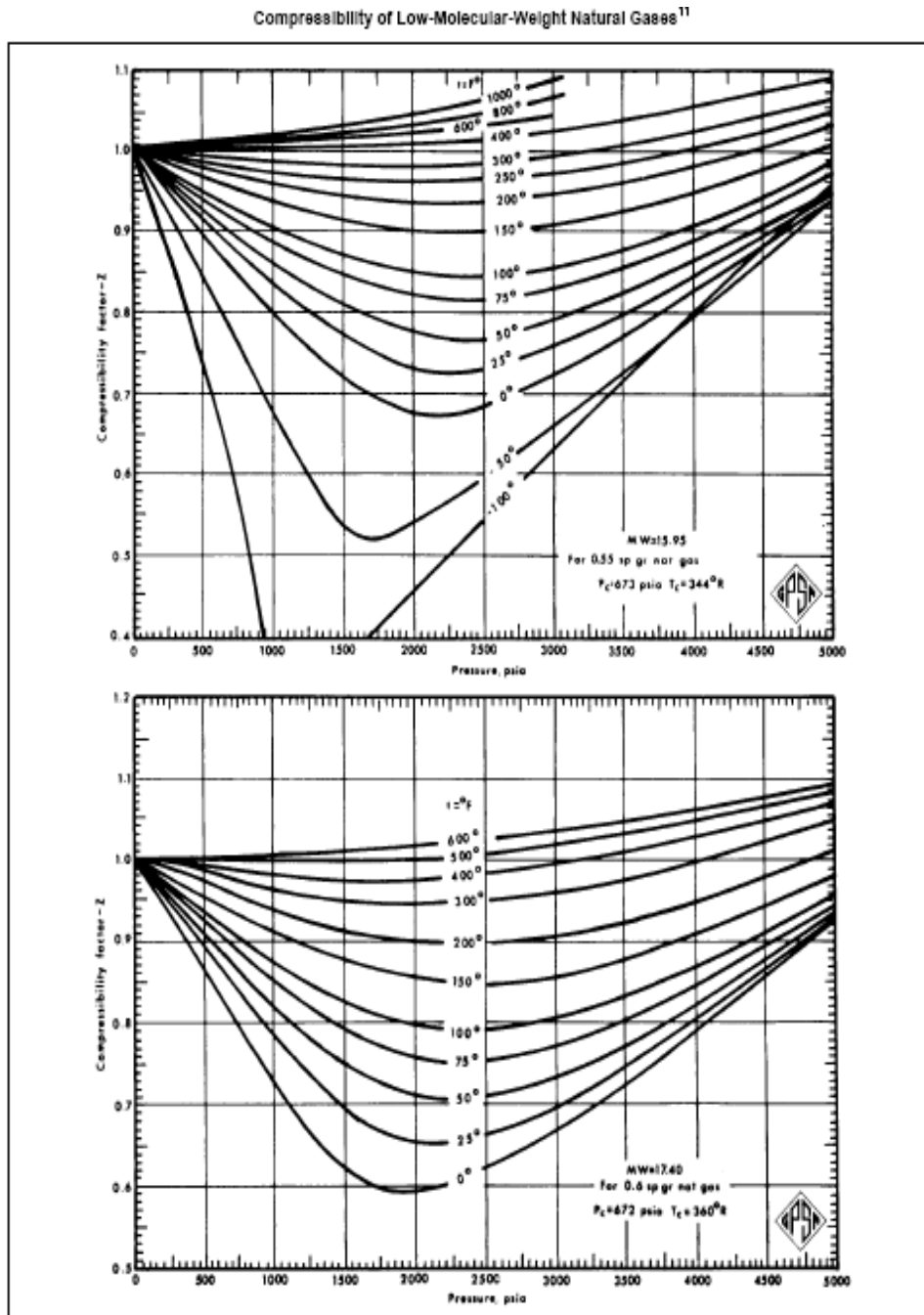


Figura 26. Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)

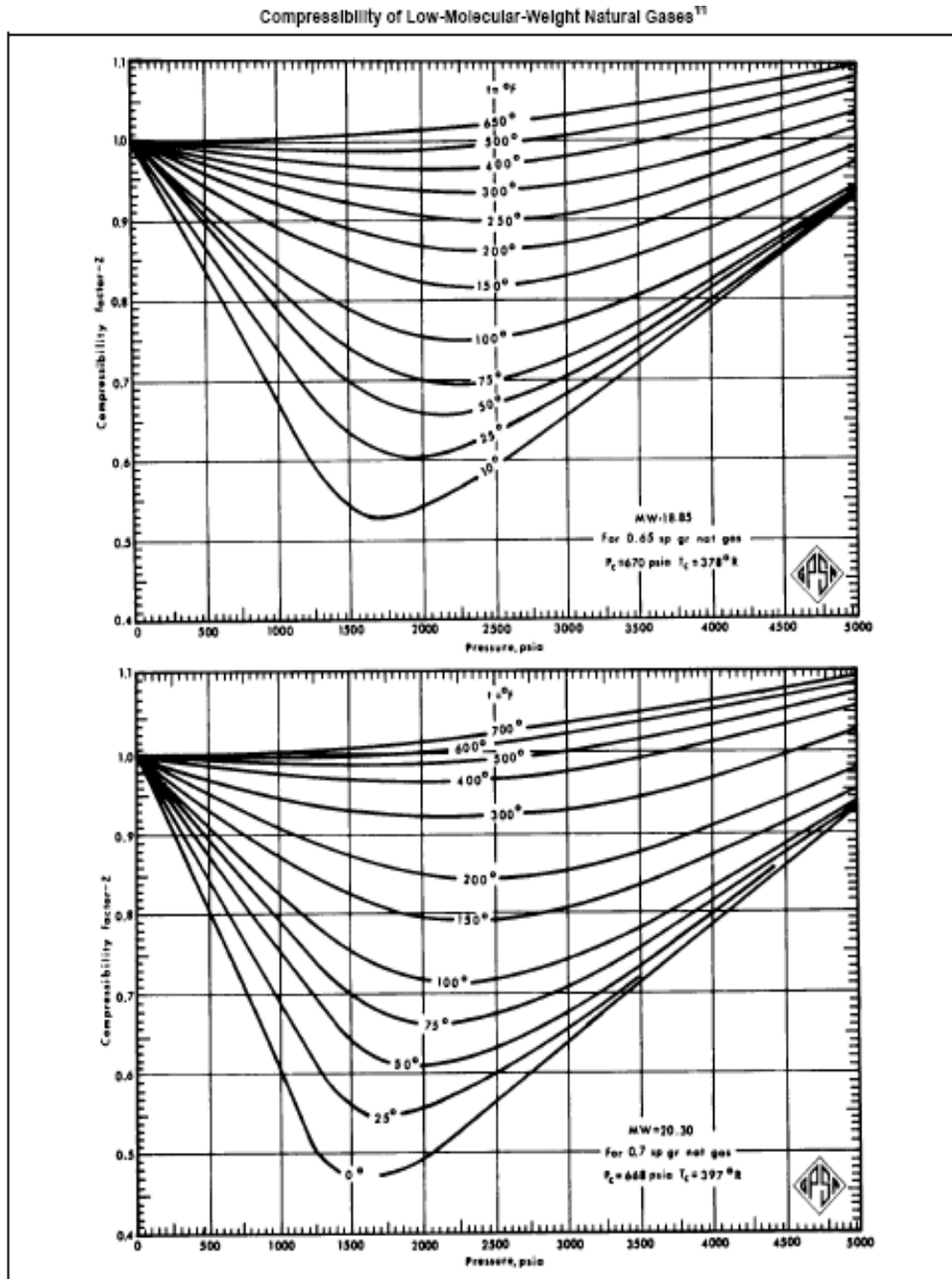
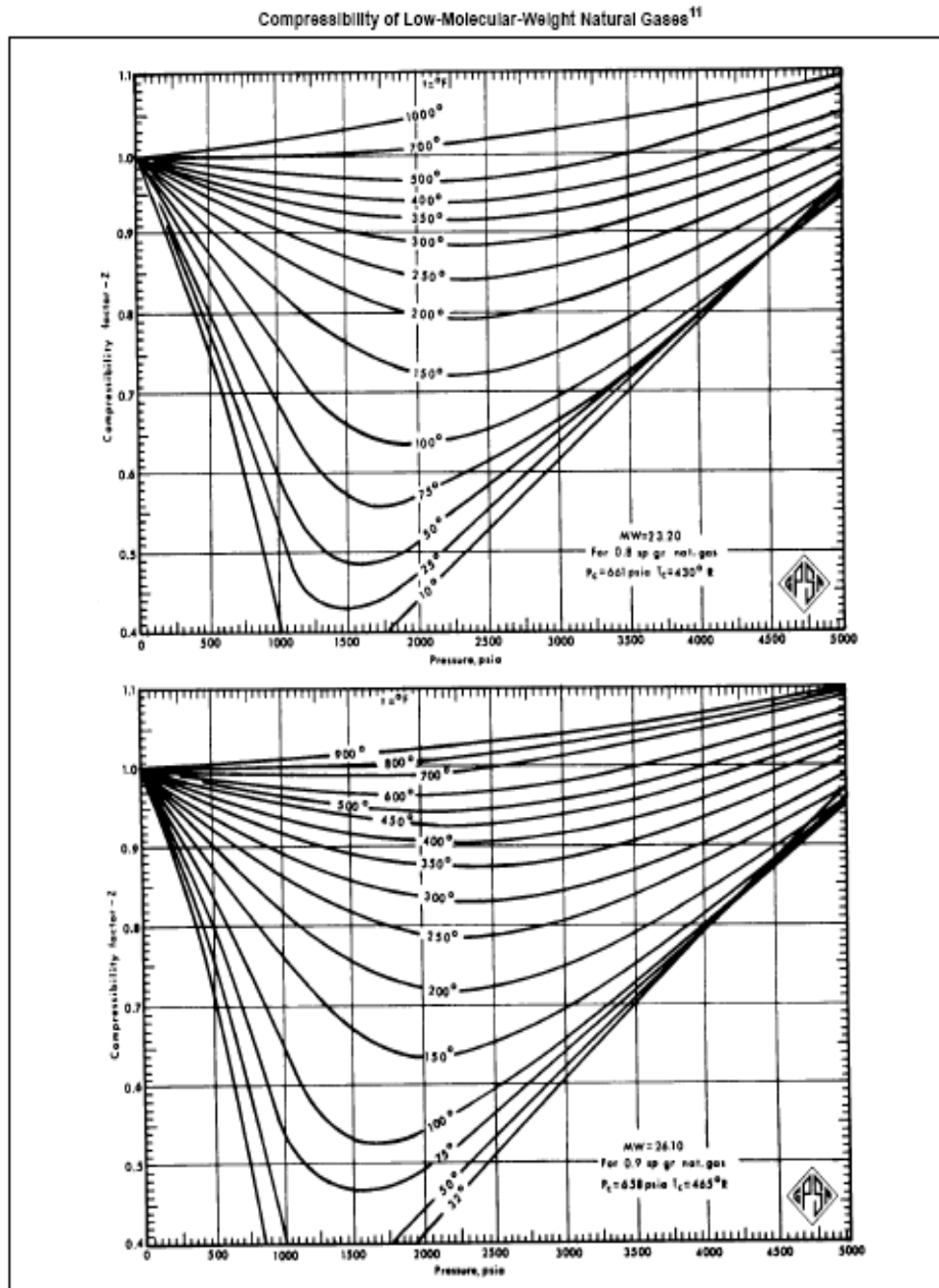
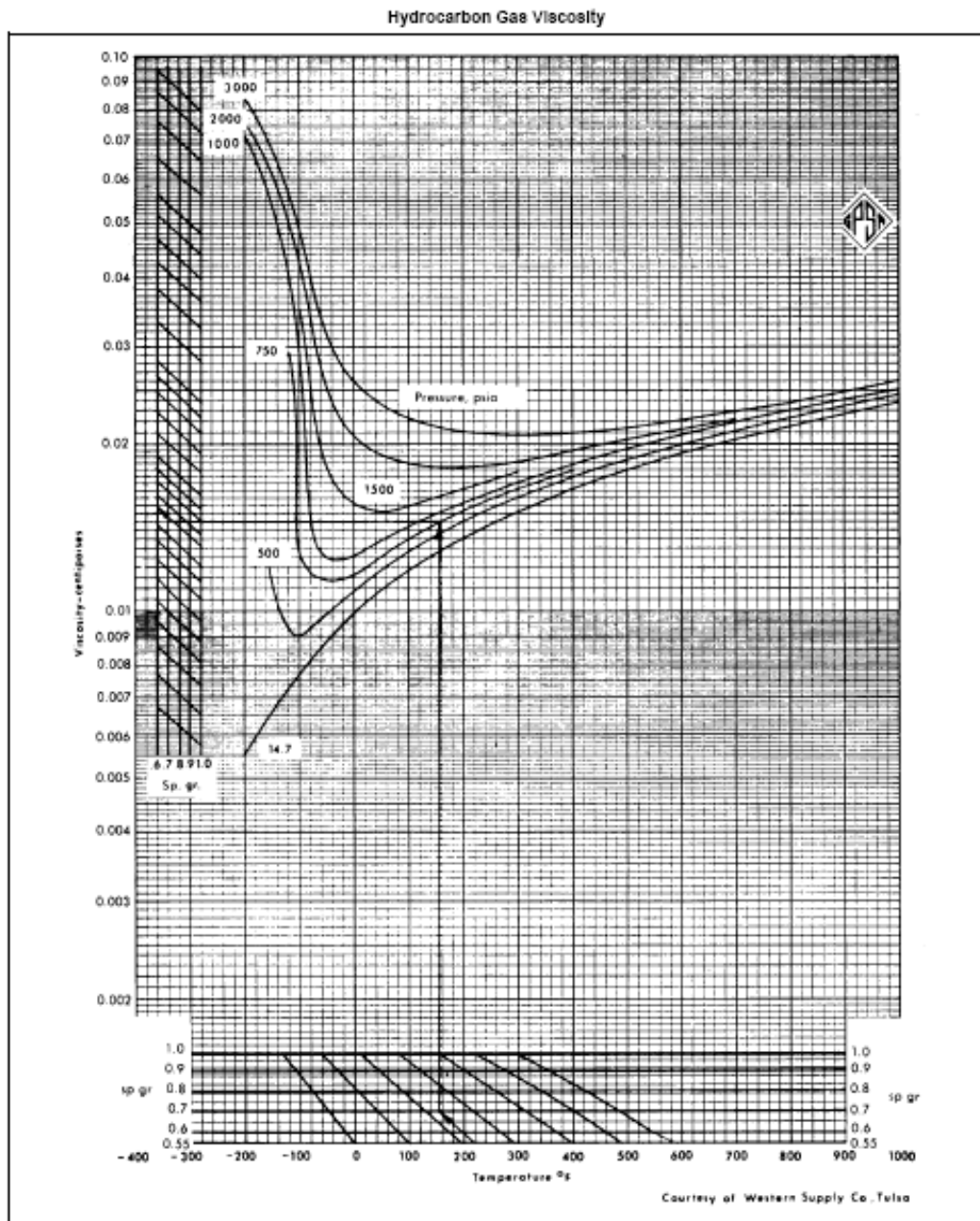


Figura 27. Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)



Y la viscosidad del gas puede ser determinada de la figura 28.

**Figura 28.** Compressibility of low-molecular weight natural gases (courtesy of GPSA Data Book)



Cuando se han ingresado los datos de entrada se ejecuta el programa por medio de los botones de comando descritos anteriormente obteniéndose los resultados mostrados en las figuras 29, 30, 31 y 32.

**Figura 29.** Selección de equipos.

	A	B	C	D	E	F	G
1	DATOS DE ENTRADA						
2			µgas	0,011	cp		
3			Qg	5	Mscf/D		
4			G.E. gas	0,6	adimensional		
5			Qo	2000	BPD		
6			BSW	1,5	%		EQUIPOS SELECCIONADOS
7			API	25	°		-----
8			contenido de sal	50	PTB		*SEPARADOR*
9			Psep	85,3	psi		*BIFASICO*
10			Temp	100	°F		*HORIZONTAL*
11			z	0,97	adimensional		-----
12			Qw	400	BPD		*TRATADOR*
13			G.E. w	1,07	adimensional		*TERMICO*
14			µo	10,0	cp		*VERTICAL*
15			contenido de solidos	4	%		-----
16							
17							
18							
19						SELECCION DE EQUIPOS	
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							

Ejecutar botón de comando

En la figura 29 se puede apreciar el funcionamiento del botón de comando “Selección de Equipos” el cual genera el sistema de Tratamiento y Separación de acuerdo a las características del crudo producido.

Una vez seleccionado el sistema de Tratamiento y Separación se ejecuta el control de comando "Diseño" el cual genera el campo de datos de salida Fig. 9, que contiene las variables implicadas en el dimensionamiento de los equipos que hacen parte del sistema seleccionado. Dentro de las variables generadas se encuentran: la Relación Gas-Líquido (RGL), la Relación Agua-Líquido (RWL), el diámetro de partícula (dm), la densidad del líquido (pliq), la densidad del gas (pgas), el peso molecular del gas, la gravedad específica del aceite, el caudal del líquido (ql). Dependiendo del sistema seleccionado el campo de salida presenta mayor número de variables. Los valores nombrados anteriormente se utilizan para determinar los parámetros operacionales como son el cd, dmin, d.leff entre otros de acuerdo al equipo que se esta dimensionando.

**Figura 30.** Datos de salida

	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1									
2			*****						
3			DATOS DE SALIDA						
4			PMgas	17,400	lb/lbmol				
5			Viscosidad del gas	0,011	cp				
6		EQUIPOS SELECCIONADOS	Densidad del Liquido	56,419	Lb/ft3				
7			Densidad del gas	0,254	Lb/ft3				
8		*SEPARADOR*	dm	100	micrones				
9		*BIFASICO*	d.leff	168,281	in				
10		*HORIZONTAL*	RGL	2083,33	scf/STB				
11			QL	2400	BPD				
12		*TRATADOR*	RWL	16,667	%				
13		*TERMICO*	gravedad esp. oil	0,904	Adimensional				
14		*VERTICAL*	*****						
15								Cd	valor
16								Asumido	0,34
17								Calculado	3,496
18			*****						
19		SELECCION DE EQUIPOS							
20									
21									
22									
23									

**Ejecutar botón de comando**

Siendo ejecutado el botón de comando se puede apreciar una tabla con todos los criterios de diseño Fig.31, la tabla se pueden observar las configuraciones que cumplen con los criterios de diseño y de esta forma se seleccionan dichas configuraciones.

**Figura 31.** Diseño del separador horizontal

TR (min)	d (in)	leff gas(in)	leff liq(in)	lss (ft)	l2lss/d	POSIBLE
5,00	24,00	7,01	29,76	39,68	19,84	no
5,00	30,00	5,61	19,05	25,40	10,16	no
5,00	36,00	4,67	13,23	17,64	5,88	no
5,00	42,00	4,01	9,72	12,96	3,70	si
5,00	48,00	3,51	7,44	9,92	2,48	no
5,00	60,00	2,80	4,76	6,35	1,27	no
4,00	24,00	7,01	23,81	31,75	15,87	no
4,00	30,00	5,61	15,24	20,32	8,13	no
4,00	36,00	4,67	10,58	14,11	4,70	si
4,00	42,00	4,01	7,77	10,37	2,96	no
4,00	48,00	3,51	5,95	7,94	1,98	no
4,00	60,00	2,80	3,81	5,08	1,02	no
3,00	24,00	7,01	17,86	23,81	11,90	no
3,00	30,00	5,61	11,43	15,24	6,10	no
3,00	36,00	4,67	7,94	10,58	3,53	si
3,00	42,00	4,01	5,83	7,77	2,22	no
3,00	48,00	3,51	4,46	5,95	1,49	no
3,00	60,00	2,80	2,86	3,81	0,76	no
2,00	24,00	7,01	11,90	15,87	7,94	no
2,00	30,00	5,61	7,62	10,16	4,06	si
2,00	36,00	4,67	5,29	7,05	2,35	no
2,00	42,00	4,01	3,89	3,83	1,10	no
2,00	48,00	3,51	2,98	4,29	1,07	no
2,00	60,00	2,80	1,90	5,23	1,05	no
1,00	24,00	7,01	5,95	2,58	1,29	no
1,00	30,00	5,61	3,81	2,97	1,19	no
1,00	36,00	4,67	2,65	3,39	1,13	no
1,00	42,00	4,01	1,94	3,83	1,10	no
1,00	48,00	3,51	1,49	4,29	1,07	no
1,00	60,00	2,80	0,95	5,23	1,05	no



Posteriormente después de la selección del separador la herramienta informática realiza el dimensionamiento del Tratador Térmico para lo cual se determinan diferentes temperaturas de operación: 120 °F, T 140 °F, T 160 °F, T 180 °F y 200 °F. A estas temperaturas se determinan las propiedades y el respectivo criterio de diseño como se puede apreciar en la Fig.33. Dependido del tipo de Tratador seleccionado de acuerdo a las características del crudo producido.

**Figura 33.** Criterios determinados a Las Temperaturas De Operación Asumidas

	DISEÑO DEL		TRATADOR		
Temperatura	T 120 °F	T 140 °F	T 160 °F	T 180 °F	T 200 °F
Delta SG	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Viscosidad oil, cp	18,23	10,84	7,30	5,33	4,12
dm (micrones)	70,46	100,09	130,73	161,64	192,43
di (in)	544,36	295,45	185,60	128,27	94,70

Los parámetros obtenidos son: El delta SG que corresponde a la diferencia de gravedades específicas entre agua y el aceite, la viscosidad del aceite, el dm o tamaño de las gotas de agua y por ultimo el criterio de diseño de acuerdo al tipo de tratador que puede ser di o d\*leff.

Luego se determinan las configuraciones del tratador teniendo en cuenta las ecuaciones del tiempo de retención y el criterio de diseño  $d_i$  o  $d^*l_{eff}$  dependiendo del tipo de Tratador a diseñar fig 34 y 35.

**Figura 34.** Tabla generada por la ecuación del tiempo de retención para un tratador térmico vertical

	<b>d (in)</b>	<b>h (in)</b>
	10,00	4166,67
	12,00	2893,52
	18,00	1286,01
	24,00	723,38
	30,00	462,96
<b><math>d^2 \cdot h</math></b>	42,00	236,21
<b>416666,67</b>	54,00	142,89
	60,00	115,74
	72,00	80,38
	84,00	59,05
	96,00	45,21
	108,00	35,72
	120,00	28,94

**Figura 35.** Tabla generada por la ecuación del tiempo de retención para un tratador térmico horizontal

Temperatura	DISEÑO DEL TRATADOR					tr
	T 120 °F	T 140 °F	T 160 °F	T 180 °F	T 200 °F	
Delta SG	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
Viscosidad oil, cp	18,23	10,84	7,30	5,33	4,12	
dm (micrones)	70,46	100,09	130,73	161,64	192,43	
d * leff	19397,10	5713,85	2254,94	1077,05	586,99	
			CONFIGURACIONES			
d (pulg)	leff(pulg)	leff(pulg)	leff(pulg)	leff(pulg)	leff(pulg)	leff(pulg)
10,00	1939,71	571,39	225,49	107,71	58,70	476,19
12,00	1616,43	476,15	187,91	89,75	48,92	330,69
18,00	1077,62	317,44	125,27	59,84	32,61	146,97
24,00	808,21	238,08	93,96	44,88	24,46	82,67
30,00	646,57	190,46	75,16	35,90	19,57	52,91
42,00	461,84	136,04	53,69	25,64	13,98	26,99
54,00	359,21	105,81	41,76	19,95	10,87	16,33
60,00	323,29	95,23	37,58	17,95	9,78	13,23
72,00	269,40	79,36	31,32	14,96	8,15	9,19
84,00	230,92	68,02	26,84	12,82	6,99	6,75
96,00	202,05	59,52	23,49	11,22	6,11	5,17
108	179,60	52,91	20,88	9,97	5,44	4,08
120	161,64	47,62	18,79	8,98	4,89	3,31

**Figura 36.** Selección de un Tratador térmico Vertical

q (MMBTU/h) 120°F		q (MMBTU/h) 140°F		q (MMBTU/h) 160°F		q (MMBTU/h) 180°F		q (MMBTU/h) 200°F	
d (pulg)	h(pulg)	d (pulg)	h(pulg)	d (pulg)	h(pulg)	d (pulg)	h(pulg)	d (pulg)	h(pulg)
10,00	no	10,00	no	10,00	no	10,00	no	10,00	no
12,00	no	12,00	no	12,00	no	12,00	no	12,00	no
18,00	no	18,00	no	18,00	no	18,00	no	18,00	no
24,00	no	24,00	no	24,00	no	24,00	no	24,00	no
30,00	no	30,00	no	30,00	no	30,00	no	30,00	no
42,00	no	42,00	no	42,00	no	42,00	no	42,00	no
54,00	no	54,00	no	54,00	no	54,00	no	54,00	no
60,00	no	60,00	no	60,00	no	60,00	no	60,00	no
72,00	no	72,00	no	72,00	no	72,00	no	72,00	no
84,00	no	84,00	no	84,00	no	84,00	no	84,00	no
96,00	no	96,00	no	96,00	no	96,00	no	96,00	36,17
108,00	no	108,00	no	108,00	no	108,00	no	108,00	28,58
120,00	no	120,00	no	120,00	no	120,00	23,15	120,00	23,15

Figura 37. Selección de un Tratador térmico horizontal

DIAMETRO	CONFIGURACIONES SELECCIONADAS				
	q (MMBTU/h) 120°F	q (MMBTU/h) 140°F	q (MMBTU/h) 160°F	q (MMBTU/h) 180°F	q (MMBTU/h) 200°F
d (pulg)	leff (pulg)	leff (pulg)	leff (pulg)	leff (pulg)	leff (pulg)
10	1551,77	457,11	no	no	no
12	1293,14	380,92	no	no	no
18	862,09	253,95	no	no	no
24	646,57	190,46	75,16	no	no
30	517,26	152,37	60,13	no	no
42	369,47	108,84	42,95	no	no
54	287,36	84,65	33,41	15,96	no
60	258,63	76,18	30,07	14,36	no
72	215,52	63,49	25,05	11,97	no
84	184,73	54,42	21,48	10,26	5,59
96	161,64	47,62	18,79	8,98	4,89
108	143,68	42,32	16,70	7,98	4,35
120	129,31	38,09	15,03	7,18	3,91

La figura 36 y 37 contiene la tabla que genera el programa para la selección de tratadores. Las columnas resaltadas en verde corresponden a los diámetros comerciales. Los valores de la primera fila corresponden al calor requerido por el tratador a la temperatura de operación determinada. Blanco a una temperatura de 120 °F, azul claro para una temperatura 140 °F, morado para una temperatura 160 °F, gris para una temperatura 180 °F y azul oscuro para una temperatura 200 °F.

Y las celdas que vienen resaltadas en colores corresponden a longitud de la zona de coalescencia a la temperatura de operación del tratador. En las

celdas donde aparece el no significa que la longitud de la zona de coalescencia a la temperatura de operación del Tratador no cumple con los criterios del diseño del Tratador térmico.

Debido a que la herramienta informática realiza el dimensionamiento y la selección de Tratadores Térmicos y Separadores, cuando se genera un sistema en el cual un separador va acompañado de un tratador termoelectrostático En esta opción solamente se dimensiona el Separador y el programa sugiere que sea acompañado por un Tratador Termoelectrostático.

Dependiendo de las características del crudo producido el software genera un sistema de almacenamiento y tratamiento, el dimensionamiento de dicho sistema y por último la selección de los componentes de dicho sistema; basado en los criterios de selección y dimensionamiento.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- A partir de los diferentes parámetros estudiados se obtuvo una herramienta valiosa (un software) que permite la adecuada selección de equipos tanto separador como tratador térmico integran las especificaciones requeridas del crudo.
- El software permite visualizar cuando se debe utilizar tanto separador como tratador o simplemente un solo equipo dependiendo de las propiedades del fluido
- La herramienta software busca hacer más fácil la selección de equipos para el tratamiento del crudo ingresando los datos de campo correspondientes al fluido dando como resultado el tipo de equipo y el diseño que se requiere.
- El mejoramiento de la herramienta software puede realizarse mediante la modificación e inclusión de líneas de código sobre la macro en la cual fue programado el software con la finalidad de generar sistemas de deshidratación y desalado del crudo.

- Integrar información en el software involucrando sensibilidades asociadas al diseño de equipos, costos de instalación, variación de criterios de diseño de acuerdo al juicio del diseñador.

## BIBLIOGRAFIA

GAMBOA GÓMEZ, Diego Felipe y PEÑA SAENZ, Yuly Paola. "Determinación De Estándares Operativos Para Separadores". Tesis. 2007. UIS

GRANADOS BARRIOS, Paola Andrea y GUTIERREZ MIRANDA, Nidia Rocío. "Definición de estándares operativos para tratadores Térmicos y termoelectrostaticos en facilidades de Producción". Tesis. 2007. UIS

ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing. New York: Marcel Dekker, Inc.

CHILINGARIAN G.V. "Surface operations in petroliera producción I". ELSERVIER. USA. 1987.

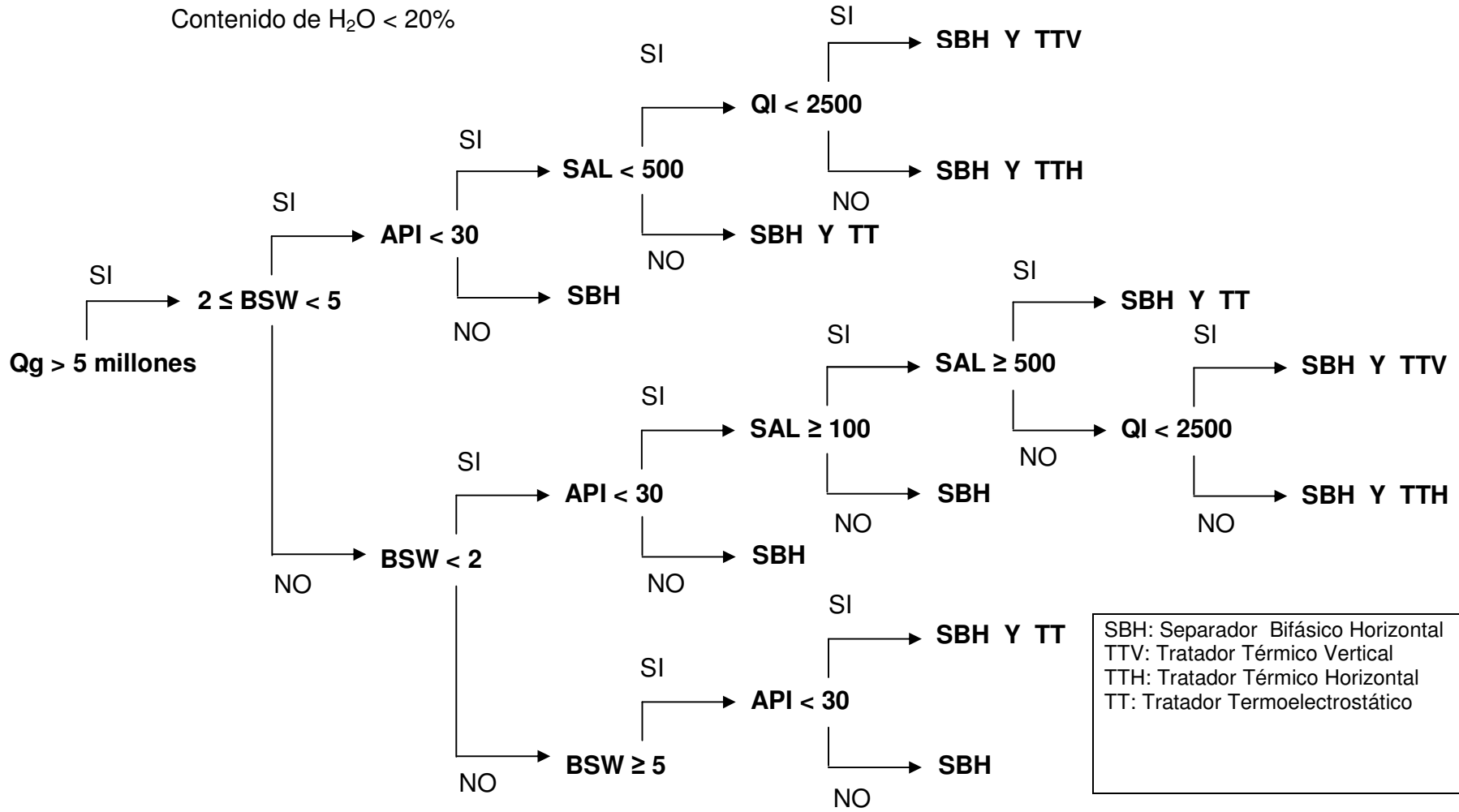
FERNANDEZ, Álvaro, SALAGER, Jean-Louis y SCORZZA, Cesar. Surfactantes. Cuaderno FIRP S303-PP. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela 2004.

VELANDIA, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Primera edición. Bogota. Cargraphics S. A.

VANEGAS, Alfonso y VERA, Gerardo. "Diseño de sistema de operación y de tratamiento en la operación de crudo ". Tesis. 1988. UIS

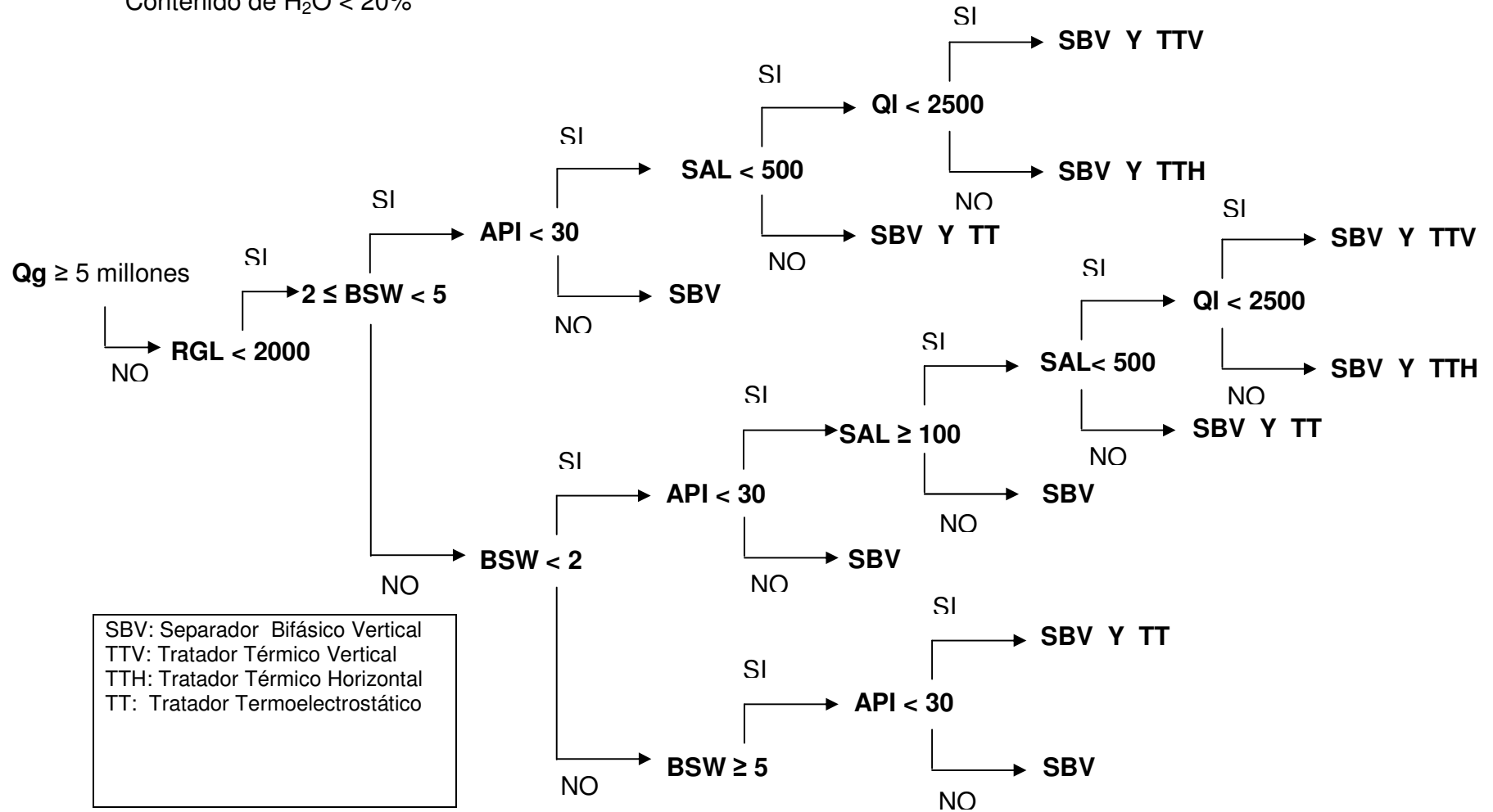
## **ANEXOS**

## ANEXO A. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES



## ANEXO B. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES

Contenido de H<sub>2</sub>O < 20%

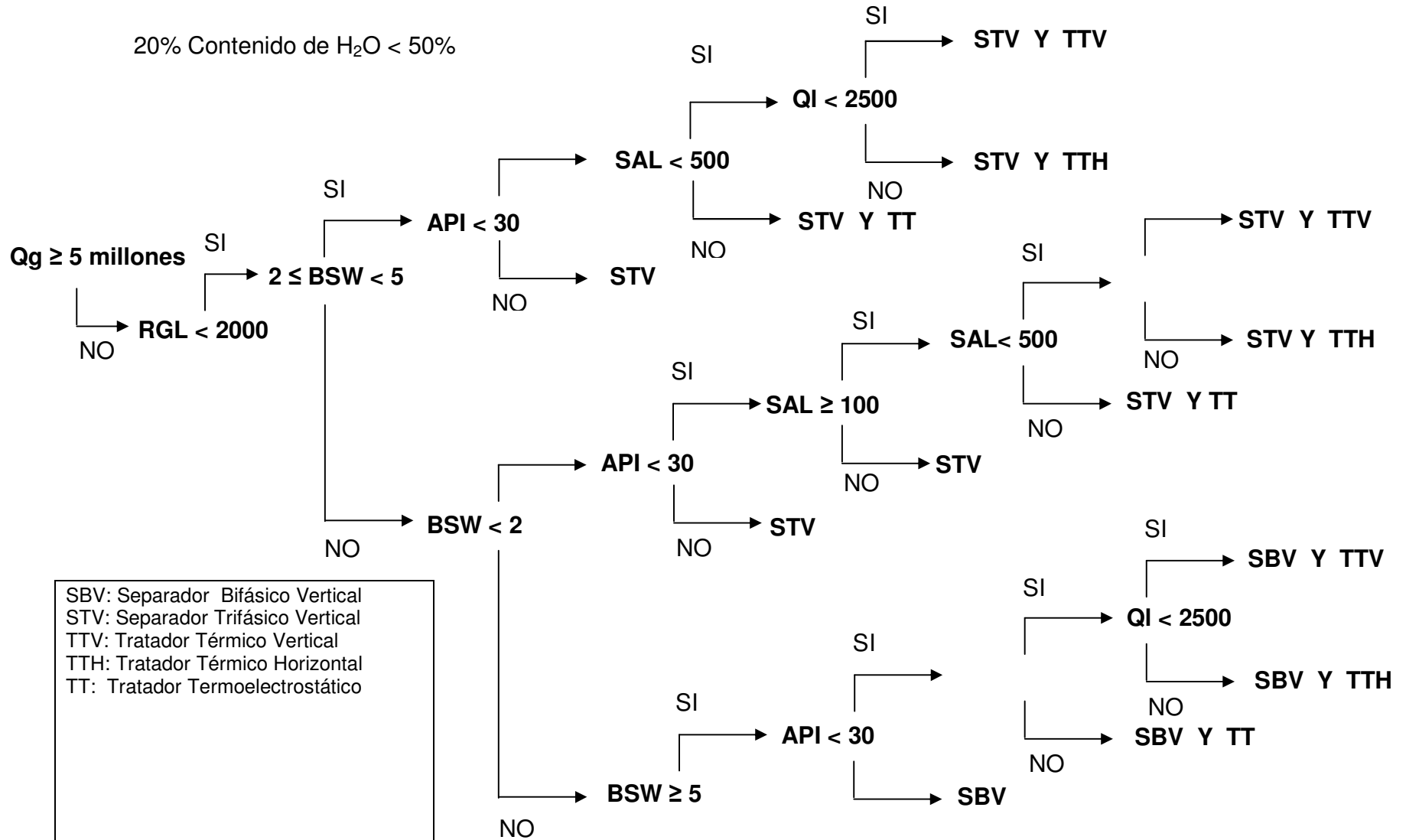






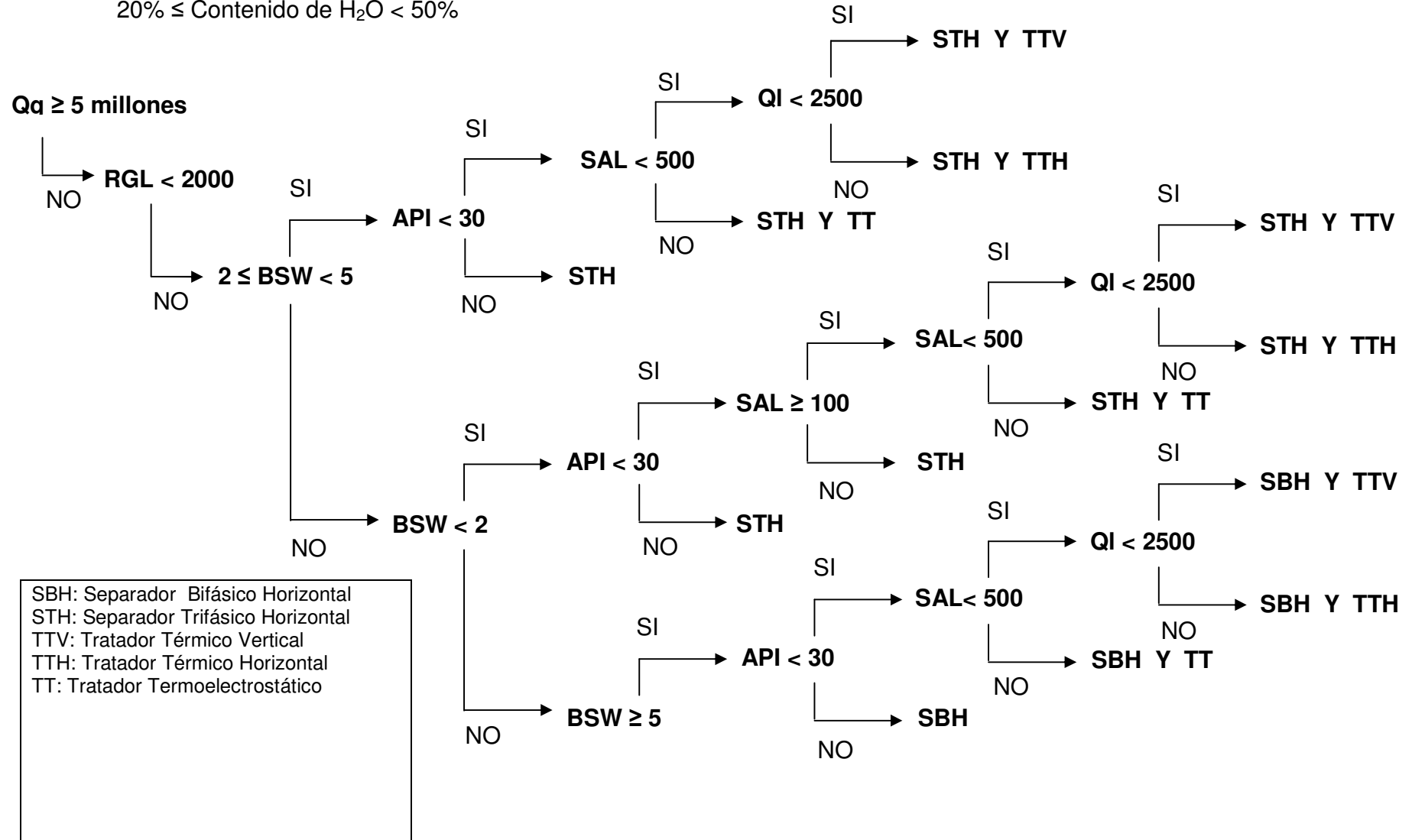
**ANEXO E. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES**

20% Contenido de H<sub>2</sub>O < 50%



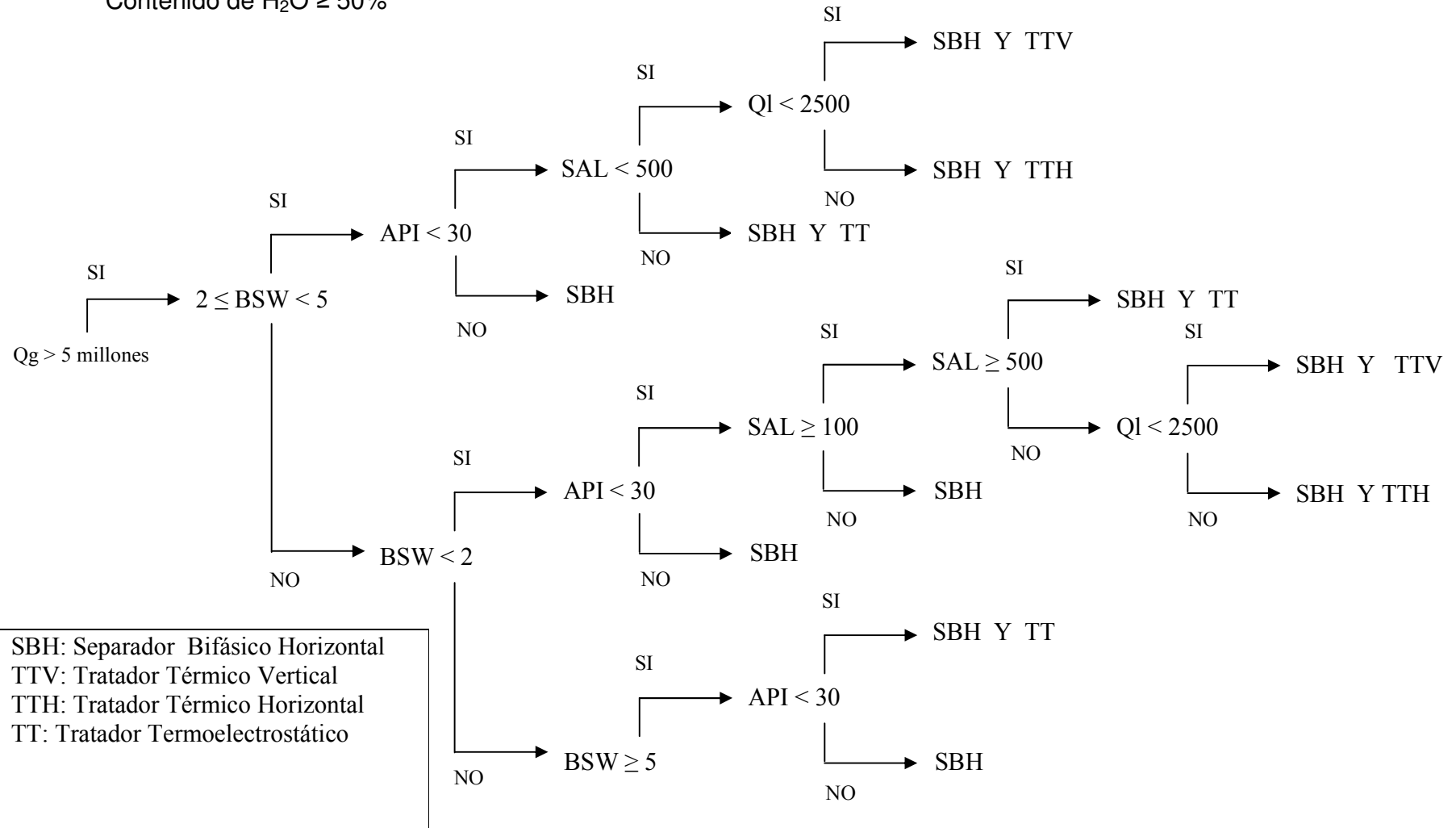
## ANEXO F. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES

$20\% \leq \text{Contenido de H}_2\text{O} < 50\%$

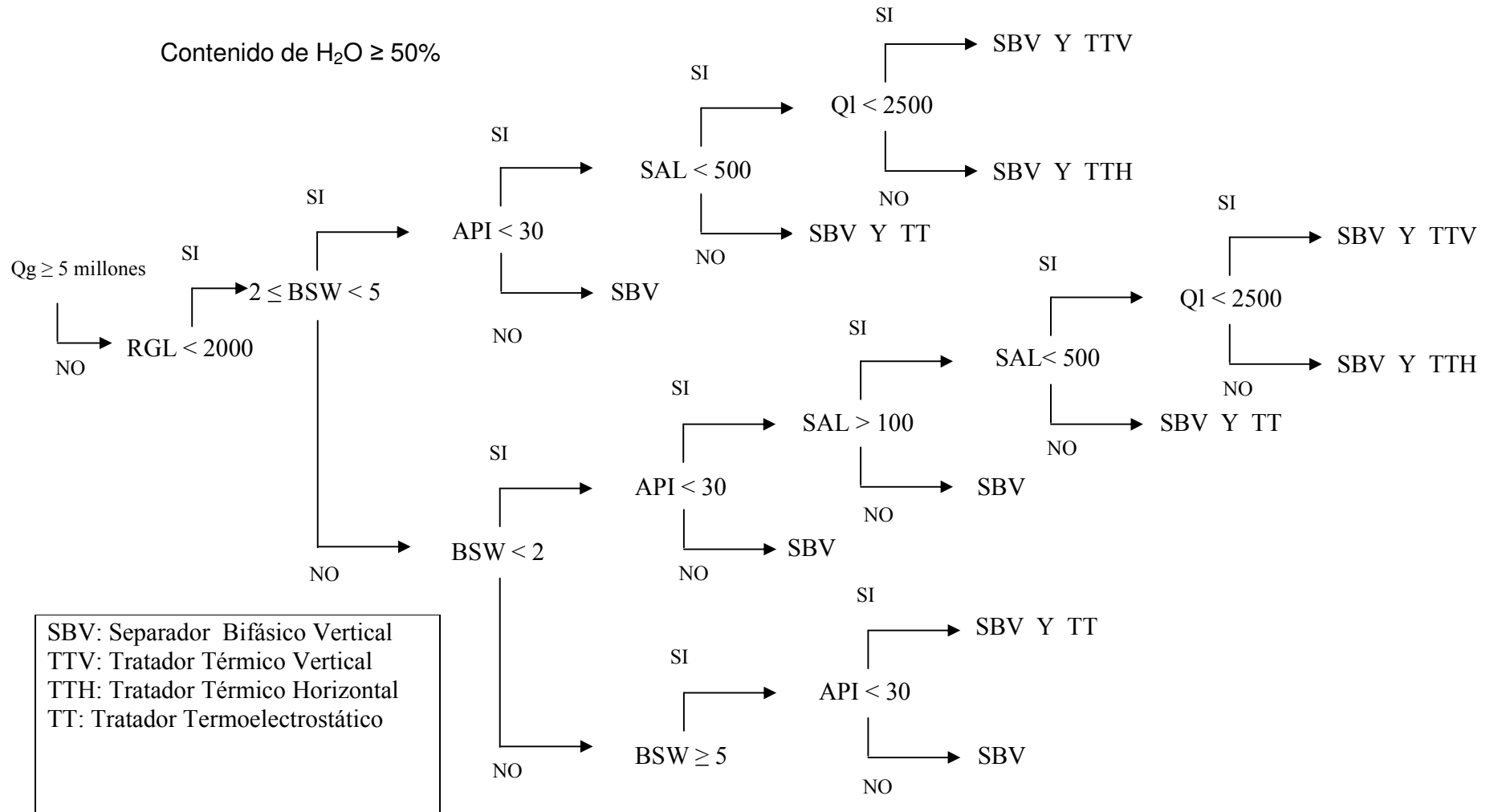


## ANEXO G. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES

Contenido de H<sub>2</sub>O ≥ 50%



## ANEXO H. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES



## ANEXO I. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES Y SEPARADORES

Contenido de H<sub>2</sub>O ≥ 50%

