

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE SEPARADORES BIFÁSICOS  
Y TRIFÁSICOS**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Requena G. José L  
Rodríguez M, Mauricio F  
Para optar por el Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE SEPARADORES BIFÁSICOS  
Y TRIFÁSICOS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarri

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Requena G. José L  
Rodríguez M, Mauricio F  
Para optar por el Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

**Requena G., José L.**

**Rodríguez M., Mauricio R.**

## **DISEÑO Y EVALUACIÓN DE SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS**

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2006, 256 páginas.**

**Palabras Claves:** Separadores, Separación, Dimensionamiento

**Resumen:** La finalidad de este trabajo especial de grado es el dimensionamiento de los separadores bifásico o trifásico. Se diseñó un programa computacional que permite determinar las variables principales que intervienen en la selección del mismo, tales como: diámetro, longitud del separador, ubicación de boquilla de entrada de los fluidos, ubicación de boquilla de salida de los fluidos.

La selección del separador más adecuado se basa, en aquel que cumpla todos los parámetros de operación y diseño. Tomando en cuenta entre los parámetros de operación presión, temperatura, gravedades específicas de los fluidos provenientes del pozo, tasas de fluidos, para adquirir un separador al precio más económico.

Se realizó un programa computacional que permite evaluar el desempeño de separadores tomando en cuenta los parámetros de operación, tales como: presión, temperatura, gravedades específicas, tasas de fluidos provenientes del pozo, que se esperan producir.

El programa computacional de evaluación, determina la tasa que se va a producir con las características específicas de las variables de diseño y parámetros de producción, calcula la tasa de producción de los fluidos y la compara con las tasas que se esperan producir. De esta manera se determina el funcionamiento del separador existente.

Caracas, 20 de julio de 2006


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres, Requena G. José L. y Rodríguez M. Mauricio F., titulado:

**“DISEÑO Y EVALUACIÓN DE SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS”**


Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Adafel Rincón  
Jurado



Prof. Enrique Rondón  
Jurado



Prof. Sandro Gasbarri  
Tutor Académico

***DEDICATORIA***

A mis padres y mis hermanos; Luís, Teolinda, Tati y Luisito; por todo lo que me ayudaron y sobre todo lo que me aguantaron durante todos mis estudios. A ellos principalmente les dedico este gran logro.

Y a todas aquellas personas que me apoyaron y ayudaron para poder lograr esta gran meta en mi vida.

***Requena G, José L***

## AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a la **Universidad Central de Venezuela** por permitir realizar mis estudios y ayudarme a mejorar como persona y poder convertirme en ingeniero y poder tener un futuro exitoso.

A nuestro tutor, el prof. **Sandro Gasbarri**, por todo su tiempo y dedicación incondicional para con nosotros, sin eso no hubiésemos podido realizar nuestra investigación.

Muchísimas gracias a la prof. **Iraima Mogollón**, por su gentileza al dedicarnos tiempo para leer y corregir nuestra tesis y poder realizar un buen trabajo.

A mi compañero de tesis, es decir, **Mauricio Rodríguez**, porque sin su apoyo y constante dedicación no hubiésemos terminado nunca. MUCHAS GRACIAS.

Y por supuesto, principalmente le agradezco a **DIOS y a mi familia, mis padres, Luis y Teolinda, y mis hermanos, Luisito y Tati**, quienes constantemente me ayudaron y apoyaron en todo momento, y mejor ni les digo todo lo que me seguirán ayudando. Un beso y un fortísimo abrazo para ellos.

A mis grandes amigos, **Vidal, Manuel, el Yugoslavo y Stefan**, porque siempre han estado cuando los necesito y cuando no también, a **Mayralit, Carelia, Carlitos Rodríguez, Harry “Mil” Rodríguez** por su apoyo y por siempre estar pendiente, gracias a **Eddi López** por ayudarnos con todas las copias que le dimos.

*Requena G, José L.*

## **DEDICATORIA**

A la ***Virgen del Valle*** por haberme dado la fortaleza, coraje, apoyo y sabiduría para culminar de manera exitosa esta etapa de mi vida.

A mis padres, ***Mercedes*** y ***Pablo*** que han sido mi inspiración para lograr esta meta, sin su apoyo, amor y dedicación no lo hubiese logrado.

A mis hermanos ***Marcelo*** y ***Pablito***, por su confianza durante toda la carrera.

A mi segunda familia por haberme abiertos las puertas de su casa y haberme acogido como un hijo mas, ***Tía Sara*** y ***El Reinaldo***.

A mi primo ***Andrés Enrique*** que este momento no se encuentra entre nosotros, pero siempre estará presente por su carisma y empeño en lograr sus metas...

***Rodríguez M, Mauricio F.***

## AGRADECIMIENTOS

Es difícil nombrar a todas las personas que contribuyeron de alguna manera con esta meta, porque son muchas y para ellas estas primeras líneas, esas personas que no están nombradas y no menos importantes, al leer estas líneas saben que a ellas me refiero y gracias de todo corazón por haber colocado un granito de arena en la finalización de esta etapa de mi vida.

Agradezco a ***Dios todopoderoso*** por haberme guiado por el camino correcto, para finalizar esta tan importante etapa de mi vida que sea el principio de muchos éxitos.

A la ***Universidad Central de Venezuela***, por haberme abierto las puertas y permitir que construya con bases sólidas el porvenir de mi futuro es y seguirá siendo por siempre “La Casa que Vence las Sombras”.

Al tutor el Profesor ***Sandro Gasbarri***, por el empeño, dedicación y paciencia, con sus conocimientos se consolida este Trabajo Especial de Grado.

A la Profesora ***Iraima Mogollón***, por su valiosa colaboración en la corrección gramatical del Trabajo Especial de Grado.

A mi amigo, además de compañero de Tesis ***El Portugués***, por su decisión y optimismo en la realización de este proyecto.

A mi familia por haber creído en mi y haberme apoyado de la forma que lo hicieron, mis padres: ***Mercedes*** y ***Pablo***, mis hermanos: ***Pablito*** y ***Marcelo***, mis sobrinos: ***Cesar*** y ***Fabián***, mis tías y tíos: ***Sara***, ***Carlucho***, ***Haydee***, ***Caca***, ***Clemencita***, ***Lola***, ***El Reinaldo*** y ***Elka***, mis primos: ***Sarai***, ***Nano***, ***Lisandra***, ***Toty***, ***Isabel***, ***Marianela***, ***Chochy*** y ***Pilincho (Tito)*** y mi cuñada como parte de la familia ***Margot***.

A alguien muy especial ***Elizabeth Cardona***, persona que es símbolo de fortaleza y dedicación, para ella “No Hay Meta Imposible Sino Camino Difícil De Recorrer”.

Mis compañeros de la Universidad los que me acompañaron en la carrera, ayudaron y enseñaron muchas cosas: ***Carelia***, ***Issa*** y ***Mayralit***; Los compañeros que están dentro de la Universidad por contar con su apoyo: ***Carlitos***, ***Harry Mil*** y ***Carlos Julio***.

Los amigos de infancia por apoyarme y estar presente cuando se les necesitaba: ***Tigre***, ***Papa***, ***Enriquito*** y ***Gregorio***.

***Rodríguez M, Mauricio F.***

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
ASPECTOS GENERALES .....	3
1.1 Objetivo general.....	3
1.2 Objetivos específicos .....	3
1.3 Justificación .....	3
1.4 Alcance .....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO REFERENCIAL .....	6
2.1 Descripción de las propiedades de los fluidos y tipos de yacimientos .....	6
2.1.1 Propiedades de los fluidos <sup>[1]</sup> .....	6
2.1.1.1 Densidad de un fluido <sup>[2]</sup> .....	6
2.1.1.2 Gravedad específica <sup>[1]</sup> .....	6
2.1.1.3 Gravedad API <sup>[1]</sup> .....	7
2.1.1.4 Viscosidad <sup>[1]</sup> .....	8
2.1.1.4.1 Tipos de viscosidades <sup>[1]</sup> .....	9
2.1.1.4.1.1 Viscosidad Cinemática .....	9
2.1.1.4.1.2 Viscosidad Absoluta o Dinámica .....	9
2.1.1.4.1.3 Viscosidad Relativa .....	9
2.1.1.4.1.4 Viscosidad aparente.....	10
2.1.1.5 Cambios de la viscosidad de un fluido hidrocarburo. <sup>[1]</sup> .....	10
2.1.1.6 Factores que afectan la viscosidad. <sup>[3]</sup> .....	10
2.1.1.6.1 Temperatura .....	10
2.1.1.6.2 Presión .....	11
2.1.1.7 Tensión Superficial <sup>[1]</sup> .....	11
2.2 Tipos de fluidos de yacimiento <sup>[6, 7]</sup> .....	13
2.2.1 Clasificación de los tipos de fluidos de yacimientos.....	14
2.2.1.1 Petróleo Negro (black oil) Crudo:.....	15

2.2.1.1.1 Identificación de campo:.....	16
2.2.1.1.2 Análisis de laboratorio:.....	16
2.2.1.2 Petróleo Volátil .....	17
2.2.1.2.1 Identificación en Campo:.....	18
2.2.1.2.2 Análisis de laboratorio:.....	18
2.2.1.3 Gas Retrógrado .....	19
2.2.1.3.1 Identificación de campo:.....	20
2.2.1.3.2 Análisis de laboratorio:.....	20
2.2.1.4 Gas Húmedo.....	21
2.2.1.4.1 Identificación en campo:.....	22
2.2.1.5 Gas Seco.....	23
2.3 Principios de separación <sup>[8]</sup> .....	24
2.3.1 Separación por gravedad <sup>[3,9]</sup> .....	24
2.3.1.1 Numero de Reynolds <sup>[10]</sup> .....	28
2.3.2 Fuerza centrífuga <sup>[3]</sup> .....	28
2.3.3 Choque de partículas o coalescencia <sup>[3, 9]</sup> .....	28
2.4 Función de un separador <sup>[12]</sup> .....	31
2.4.1 Separador Gas-Líquido <sup>[13, 14]</sup> .....	31
2.4.2 Separador gas-petróleo –agua <sup>[3, 12 ,13 ]</sup> .....	31
2.5 Proceso de separación <sup>[12]</sup> .....	32
2.6 Etapas de separación <sup>[12, 15, 16]</sup> .....	32
2.6.1 Sección Primaria <sup>[16]</sup> .....	32
2.6.2 Sección Secundaria <sup>[12, 15, 16]</sup> .....	33
2.6.3 Sección de Extracción de Neblina <sup>[12, 15]</sup> .....	33
2.6.4 Segregación Final <sup>[12,15,16]</sup> .....	33
2.7 Factores que afectan la eficiencia de separación <sup>[9]</sup> .....	33
2.7.1 Viscosidad del gas <sup>[9, 3]</sup> .....	34
2.7.2 Temperatura <sup>[9, 3]</sup> .....	34
2.7.3 Densidad del líquido y gas <sup>[3]</sup> .....	36
2.7.4 Tamaño de las partículas de líquido <sup>[3]</sup> .....	36

2.7.5 Velocidad del gas <sup>[3]</sup> .....	37
2.7.6 Presión de separación <sup>[3]</sup> .....	37
2.8 Consideraciones iniciales en el diseño de un separador gas-líquido <sup>[8]</sup> .....	37
2.9 Fases (en operaciones de Producción y Refinación de Petróleo) líquido <sup>[8]</sup> .....	38
2.9.1 Vapor-Líquido .....	38
2.9.2 Hidrocarburo líquido-Agua .....	38
2.9.3 Agua-hidrocarburo líquido. ....	38
2.10 Parámetros que intervienen en el diseño de separadores <sup>[8, 15]</sup> .....	39
2.10.1 Composición del fluido que se va a separar .....	39
2.10.2 Flujo normal de vapor .....	39
2.10.3 Presión y temperatura de operación .....	39
2.10.4 Factor de compresibilidad del gas (z) en condiciones de trabajo .....	40
2.10.5 Densidad de los fluidos en las condiciones de operación.....	40
2.10.6 Velocidad crítica.....	40
2.10.7 Constante de K (Souders & Brown).....	40
2.10.8 Tiempo de retención <sup>[12, 15]</sup> .....	41
2.10.9 Relación longitud/diámetro <sup>[9]</sup> .....	41
2.10.10 Dimensionamiento del separador .....	42
2.11 Dispositivos internos del separador <sup>[9, 17]</sup> .....	42
2.11.1 Desviadores de Entrada <sup>[9]</sup> .....	42
2.11.2 Placas antiespuma <sup>[9]</sup> .....	43
2.11.3 Rompedores de Vórtices <sup>[9]</sup> .....	43
2.11.4 Extractor de Neblina <sup>[9]</sup> .....	44
2.11.5 Rompedores de Olas <sup>[9]</sup> .....	46
2.12 Funciones internas de los equipos del separador <sup>[8]</sup> .....	46
2.13 Accesorios externos <sup>[12]</sup> .....	47
2.13.1 Válvula de seguridad y alivio .....	47
2.13.2 Válvulas de control de contra-presión.....	47
2.13.3 Válvulas de control de líquido.....	47
2.13.4 Controles de procesos.....	47

2.13.5 Dispositivos de alivio .....	48
2.13.6 Líneas de descarga.....	48
2.14 Clasificación de los separadores <sup>[17]</sup> .....	49
2.14.1 Separadores bifásicos <sup>[12]</sup> .....	49
2.14.2 Separadores trifásicos <sup>[15]</sup> .....	49
2.14.3 Separadores Horizontales <sup>[9, 18]</sup> .....	50
2.14.4 Separadores verticales <sup>[9, 18]</sup> .....	51
2.14.5 Separadores Esféricos <sup>[11]</sup> .....	53
2.14.6 Otras configuraciones <sup>[16, 20]</sup> .....	54
2.15 Ventajas y desventajas de los separadores <sup>[12, 16]</sup> .....	56
2.16 Problemas operacionales típicos a tomar en cuenta en el diseño <sup>[8]</sup> .....	58
2.16.1 Formación de espuma.....	58
2.16.2 Flujo de avance.....	58
2.16.3 Materiales pegajosos .....	58
2.16.4 Presencia y acumulación de sólidos .....	58
2.16.5 Bajas temperaturas.....	59
2.16.6 Crudos viscosos .....	59
2.17 Consideraciones generales para estimar las dimensiones en separadores horizontales <sup>[12]</sup> .....	59
2.18 Consideraciones generales para estimar las dimensiones en separadores verticales <sup>[12]</sup> .....	60
2.19 Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de separadores <sup>[21]</sup> .....	65
2.19.1 Volumen de operación.....	65
2.19.2 Tiempo de retención .....	65
2.19.3 Nivel bajo-bajo de líquido (o bajo, cuando aplique) .....	65
2.19.4 Longitud efectiva de operación (Leff).....	65
2.20 Dimensionamiento de separadores bifásicos <sup>[6, 8, 9, 12, 15, 18, 22]</sup> .....	66
2.20.1 Separadores horizontales bifásicos.....	66
2.20.1.1 Factor de compresibilidad (z) <sup>[6]</sup> .....	66
2.20.1.2 Calculo de la viscosidad del gas .....	67

2.20.1.3	Calculo la velocidad de asentamiento .....	69
2.20.1.3.1	Calculo del coeficiente de arrastre ( $C_D$ ) .....	69
2.20.1.4	Calculo de la constante K (Souders & Brown) .....	70
2.20.1.5	Capacidad de Gas .....	70
2.20.1.6	Capacidad de Líquido .....	73
2.20.1.7	Longitud de costura a costura y relación longitud-diámetro.....	74
2.20.1.8	Calculo el diámetro de la boquilla de entrada.....	74
2.20.1.9	Calculo el diámetro de la boquilla de salida de gas .....	75
2.20.1.10	Calculo el diámetro de la boquilla de salida de líquido .....	76
2.20.2	Separadores verticales bifásicos .....	76
2.20.2.1	Parámetros semejantes entre separadores verticales y horizontales bifásicos. ....	76
2.20.2.2	Capacidad de Gas .....	77
2.20.2.3	Capacidad de Líquido .....	78
2.20.2.4	Longitud de costura-costura y relación longitud-diámetro. ....	78
2.20.2.5	Calculo de los diámetros de las diferentes boquillas .....	78
2.21	Dimensionamiento de separadores trifásicos <sup>[6, 8, 9, 12, 15, 18, 22]</sup> .....	79
2.21.1	Separadores horizontales trifásico.....	79
2.21.1.1	Parámetros semejantes entre separadores horizontales trifásicos y horizontales bifásicos. ....	79
2.21.1.2	Capacidad de gas.....	80
2.21.1.3	Tiempo de retención.....	80
2.21.1.4	Longitud de costura-costura y relación longitud-diámetro. ....	82
2.21.1.5	Calculo el diámetro de la boquilla de entrada.....	82
2.21.1.6	Calculo el diámetro de la boquilla de salida de gas .....	83
2.21.1.7	Calculo el diámetro de la boquilla de salida de líquido .....	83
2.21.2	Separadores verticales trifásicos.....	83
2.21.2.1	Parámetros semejantes entre separadores horizontales trifásicos y horizontales bifásicos. ....	83
2.21.2.2	Capacidad de Gas .....	84

2.21.2.3 Tiempo de Retención .....	85
2.21.2.4 Longitud costura a costura y relación longitud-diámetro. ....	85
2.21.2.5 Calculo de los diámetros de las diferentes boquillas .....	86
CAPITULO III .....	87
MARCO METODOLOGICO .....	87
3.1 Revisión Bibliográfica .....	87
3.2 Selección de parámetros que intervienen en el diseño del separador .....	87
3.2.1 Parámetros de Operación.....	87
3.2.2 Propiedades de los Fluidos .....	88
3.3 Parámetros a determinar para el dimensionamiento de separadores .....	88
3.4 Secuencia para el diseño de separadores .....	88
3.4.1 Secuencia para el diseño de separadores bifásicos.....	89
3.4.1.1 Dimensionamiento separador gas-líquido horizontal .....	89
3.4.1.2 Dimensionamiento separador gas-líquido vertical.....	96
3.4.2 Secuencia para el diseño de separadores trifásicos .....	98
3.4.2.1 Dimensionamiento separador gas-petróleo-agua horizontal.....	99
3.4.2.2 Dimensionamiento separador gas-ptróleo-agua vertical.....	103
3.5 Procedimiento utilizado para la evaluación o diagnostico de separadores.....	106
3.5.1 Secuencia para él diagnostico de separadores bifásico. ....	107
3.5.1.1 Diagnostico separador gas-líquido horizontal.....	107
3.5.1.2 Diagnostico separador gas-líquido vertical.....	111
3.5.2 Secuencia para él diagnostico de separadores trifásico.....	113
3.5.2.1 Diagnostico separador gas-petróleo-agua horizontal.....	113
3.5.2.2 Diagnostico separador gas-petróleo-agua vertical .....	116
3.6 Programa computacional .....	118
3.7 Nomogramas .....	118
CAPITULO IV .....	120
RESULTADOS.....	120
4.1 Validación de resultados.....	120
4.1.1 Validación de la secuencia de diseño .....	120

4.1.1.1 Validación de la secuencia de diseño de separadores bifásicos.....	120
4.1.1.1.1 Validación diseño separadores gas-líquido horizontal .....	121
4.1.1.1.1.1 Validación diseño 1 separadores gas-líquido horizontal .....	121
4.1.1.1.1.2 Validación diseño 2 separadores gas-líquido horizontal .....	123
4.1.1.1.2 Validación diseño separadores gas-líquido vertical.....	125
4.1.1.1.2.1 Validación diseño 3 separadores gas-líquido vertical .....	125
4.1.1.1.2.2 Validación diseño 4 separadores gas-líquido vertical .....	127
4.1.1.2 Validación de la secuencia de diseño de separadores trifásicos. ....	129
4.1.1.2.1 Validación diseño separadores gas-petróleo-agua horizontal.....	129
4.1.1.2.1.1 Validación diseño 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal .....	129
4.1.1.2.1.2 Validación diseño 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal .....	132
4.1.1.2.2 Validación diseño separadores gas-petróleo-agua vertical .....	134
4.1.1.2.2.1 Validación diseño 7 separadores gas-petróleo-agua vertical..	134
4.1.1.2.2.2 Validación diseño 8 separadores gas-petróleo-agua vertical..	136
4.1.2 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores..	138
4.1.2.1 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores bifásicos. ....	138
4.1.2.1.1 Validación de evaluación de separadores gas-líquido horizontal. 138	
4.1.2.1.1.1 Validación evaluación 1 separadores gas-líquido horizontal .	138
4.1.2.1.1.2 Validación evaluación 2 separadores gas-líquido horizontal .	141
Resultados.....	141
4.1.2.1.2 Validación evaluación de separadores gas-líquido vertical .....	143
4.1.2.1.2.1 Validación evaluación 3 separadores gas-líquido vertical .....	143
4.1.2.1.2.2 Validación evaluación 4 separadores gas-líquido vertical .....	145
4.1.2.2 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores trifásicos. ....	146
4.1.2.2.1 Validación de la evaluación de separadores gas-petróleo-agua horizontal .....	146

4.1.2.2.1.1 Validación evaluación 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal.....	147
4.1.2.2.1.2 Validación evaluación 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal.....	149
4.1.2.2.2 Validación evaluación de separadores gas-petróleo-agua vertical.....	151
4.1.2.2.2.1 Validación evaluación 7 separadores gas- petróleo-agua vertical.....	151
4.1.2.2.2.2 Validación evaluación 8 separadores gas- petróleo-agua vertical.....	153
4.1.3 Validación de nomogramas .....	155
4.1.3.1 Nomograma separador horizontal bifásico .....	155
4.1.3.1.1 Nomogramas separador horizontal bifásico, programa computacional.....	155
4.1.3.1.1.1 Capacidad de gas .....	156
4.1.3.1.1.2 Capacidad de Líquido.....	157
4.1.3.1.2 Nomogramas separador horizontal bifásico, Manual del Ingeniero. ....	159
4.1.3.1.2.1 Capacidad de gas .....	159
4.1.3.1.2.2 Capacidad de Líquido.....	160
4.1.3.2 Nomograma separador vertical bifásico.....	161
4.1.3.2.1 Nomogramas separador vertical bifásico, programa computacional. ....	162
4.1.3.2.1.1 Capacidad de Gas .....	162
4.1.3.2.1.2 Capacidad de Líquido.....	163
4.1.3.2.2 Nomogramas separador vertical bifásico, Manual del Ingeniero. ....	164
4.1.3.2.2.1 Capacidad de gas .....	164
4.1.3.2.2.2 Capacidad de Líquido.....	165
CAPITULO V .....	168
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	168

ANÁLISIS .....	168
CONCLUSIONES .....	184
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	187
NOMENCLATURA .....	189
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	192
APÉNDICE A .....	202
APÉNDICE B .....	235

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los crudos según °API. <sup>[17]</sup>	8
Tabla 2. Tiempos de retención. <sup>[15]</sup>	41
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los separadores	56
Tabla 4. Recomendación de tipo de separador <sup>[8]</sup>	57
Tabla 5. Nomenclatura para niveles de líquido. <sup>[21]</sup>	64
Tabla 6. Relación de niveles (separador vertical). <sup>[12]</sup>	64
Tabla 7. Datos de diseño 1 separador horizontal bifásico	121
Tabla 8. Resultado, diseño 1 separador horizontal bifásico	121
Tabla 9. Datos de diseño 2 separador horizontal bifásico	123
Tabla 10. Resultado, diseño 2 separador horizontal bifásico	124
Tabla 11. Datos de diseño 3 separador vertical bifásico	125
Tabla 12. Resultado, diseño 3 separador vertical bifásico	126
Tabla 13. Datos de diseño 4 separador vertical bifásico	127
Tabla 14. Resultado, diseño 4 separador vertical bifásico	128
Tabla 15. Datos de diseño 5 separador horizontal trifásico	130
Tabla 16. Resultado, diseño 5 separador horizontal trifásico	130
Tabla 17. Datos de diseño 6 separador horizontal trifásico	132
Tabla 18. Resultado, diseño 6 separador horizontal trifásico	132
Tabla 19. Datos de diseño 7 separador vertical trifásico	134
Tabla 20. Resultado, diseño 7 separador vertical trifásico	134
Tabla 21. Datos de diseño 8 separador vertical trifásico	136
Tabla 22. Resultado, diseño 8 separador vertical trifásico	136
Tabla 23. Datos de evaluación 1 separador horizontal bifásico	138
Tabla 24. Resultados, evaluación 1 separador horizontal bifásico	139
Tabla 25. Datos de evaluación 2 separador horizontal bifásico	141
Tabla 26. Resultados, evaluación 2 separador horizontal bifásico	141
Tabla 27. Datos de evaluación 3 separador vertical bifásico	143
Tabla 28. Resultados, evaluación 3 separador vertical bifásico	143

Tabla 29. Datos de evaluación 4 separador vertical bifásico.....	145
Tabla 30. Resultados, evaluación 4 separador vertical bifásico.....	145
Tabla 31. Datos de evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	147
Tabla 32. Resultados, evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	147
Tabla 33. Datos de evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	149
Tabla 34. Resultados, evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	149
Tabla 35. Datos de evaluación 7 separador vertical trifásico.....	151
Tabla 36. Resultados, evaluación 7 separador horizontal trifásico .....	151
Tabla 37. Datos de evaluación 8 separador vertical trifásico.....	153
Tabla 38. Resultados, evaluación 8 separador horizontal trifásico .....	153
Tabla 39. Análisis de resultado diseño 1 verificación.....	169
Tabla 40. Análisis de resultado diseño 1 programa computacional.....	170
Tabla 41. Análisis de resultado diseño 7 programa computacional.....	171
Tabla 42. Análisis de resultado diseño 4 verificación.....	172
Tabla 43. Análisis de resultado diseño 4 programa computacional.....	172
Tabla 44. Análisis de resultado diseño 1 programa computacional.....	174
Tabla 45. Datos de diseño 1 separador horizontal bifásico.....	202
Tabla 46. Paso 1 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	202
Tabla 47. Paso 2 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	203
Tabla 48. Paso 3 y 4 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	203
Tabla 49. Paso 5 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	203
Tabla 50. Capacidad de gas diseño 1 separador horizontal bifásico.....	203
Tabla 51. Paso 6 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	203
Tabla 52. Paso 7 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	204
Tabla 53. Paso 8 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	204
Tabla 54. Paso 9 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	204
Tabla 55. Paso 10 diseño 1 separador horizontal bifásico .....	205
Tabla 56. Datos de diseño 2 separador horizontal bifásico.....	205
Tabla 57. Paso 1 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	205
Tabla 58. Paso 2 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	205

Tabla 59. Paso 3 y 4 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	206
Tabla 60. Paso 5 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	206
Tabla 61. Capacidad de gas diseño 2 separador horizontal bifásico.....	206
Tabla 62. Paso 6 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	206
Tabla 63. Paso 7 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	207
Tabla 64. Paso 8 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	207
Tabla 65. Paso 9 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	207
Tabla 66. Paso 10 diseño 2 separador horizontal bifásico .....	208
Tabla 67. Datos de diseño 3 separador vertical bifásico.....	208
Tabla 68. Paso 1 diseño 3 separador vertical bifásico .....	208
Tabla 69. Paso 2 diseño 3 separador vertical bifásico .....	208
Tabla 70. Paso 3 y 4 diseño 3 separador vertical bifásico .....	209
Tabla 71. Paso 5 diseño 3 separador vertical bifásico .....	209
Tabla 72. Paso 6 diseño 3 separador vertical bifásico .....	209
Tabla 73. Paso 7 diseño 3 separador vertical bifásico .....	209
Tabla 74. Paso 8 diseño 3 separador vertical bifásico .....	210
Tabla 75. Paso 9 diseño 3 separador vertical bifásico .....	210
Tabla 76. Paso 10 diseño 3 separador vertical bifásico .....	210
Tabla 77. Datos de diseño 4 separador vertical bifásico.....	210
Tabla 78. Paso 1 diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 79. Paso 2 diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 80. Paso 3 y 4diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 81. Paso 5 diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 82. Paso 6 diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 83. Paso 7 diseño 4 separador vertical bifásico .....	211
Tabla 84. Paso 8diseño 4 separador vertical bifásico .....	212
Tabla 85. Paso 9 diseño 4 separador vertical bifásico .....	212
Tabla 86. Paso 10 diseño 4 separador vertical bifásico .....	212
Tabla 87. Datos de diseño 5 separador horizontal trifásico .....	213
Tabla 88. Paso 1 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	213

Tabla 89. Paso 2 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	213
Tabla 90. Paso 3 y 4 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	213
Tabla 91. Paso 5 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	214
Tabla 92. Capacidad de gas diseño 5 separador horizontal trifásico .....	214
Tabla 93. Paso 6 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	214
Tabla 94. Paso 7 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	215
Tabla 95. Paso 8 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	215
Tabla 96. Paso 9 diseño 5 separador horizontal trifásico.....	215
Tabla 97. Datos de diseño 6 separador horizontal trifásico .....	215
Tabla 98. Paso 1 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	216
Tabla 99. Paso 2 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	216
Tabla 100. Paso 3 y 4 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	216
Tabla 101. Paso 5 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	216
Tabla 102. Capacidad de gas diseño 6 separador horizontal trifásico .....	216
Tabla 103. Paso 6 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	217
Tabla 104. Paso 7 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	217
Tabla 105. Paso 8 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	217
Tabla 106. Paso 9 diseño 6 separador horizontal trifásico.....	218
Tabla 107. Datos de diseño 7 separador vertical trifásico .....	218
Tabla 108. Paso 1 diseño 7 separador vertical trifásico .....	218
Tabla 109. Paso 2 diseño 7 separador vertical trifásico.....	218
Tabla 110. Paso 3 y 4 diseño 7 separador vertical trifásico .....	219
Tabla 111. Paso 5 diseño 7 separador vertical trifásico.....	219
Tabla 112. Paso 6 diseño 7 separador vertical trifásico .....	219
Tabla 113. Paso 7 diseño 7 separador vertical trifásico .....	219
Tabla 114. Paso 8 diseño 7 separador vertical trifásico .....	219
Tabla 115. Paso 9 diseño 7 separador vertical trifásico.....	220
Tabla 116. Datos de diseño 8 separador vertical trifásico .....	220
Tabla 117. Paso 1 diseño 8 separador vertical trifásico.....	220
Tabla 118. Paso 2 diseño 7 separador vertical trifásico.....	220

Tabla 119. Paso 3 y 4 diseño 7 separador vertical trifásico .....	221
Tabla 120. Paso 5 diseño 7 separador vertical trifásico .....	221
Tabla 121. Paso 6 diseño 7 separador vertical trifásico .....	221
Tabla 122. Paso 7 diseño 7 separador vertical trifásico .....	221
Tabla 123. Paso 8 diseño 7 separador vertical trifásico .....	222
Tabla 124. Paso 9 diseño 7 separador vertical trifásico .....	222
Tabla 125. Datos de evaluación 1 separador horizontal bifásico.....	222
Tabla 126. Paso 1 evaluación 1 separador horizontal bifásico .....	223
Tabla 127. Paso 2 evaluación 1 separador horizontal bifásico .....	223
Tabla 128. Paso 3 y 4 evaluación 1 separador horizontal bifásico .....	223
Tabla 129. Paso 5, 6 y 7 evaluación 1 separador horizontal bifásico, para d=32pulg .....	223
Tabla 130. Datos de evaluación 2 separador horizontal bifásico.....	224
Tabla 131. Paso 1 evaluación 2 separador horizontal bifásico .....	224
Tabla 132. Paso 2 evaluación 2 separador horizontal bifásico .....	224
Tabla 133. Paso 3 y 4 evaluación 2 separador horizontal bifásico .....	224
Tabla 134. Paso 5, 6 y 7 evaluación 2 separador horizontal bifásico, para d=80pulg .....	225
Tabla 135. Paso 5, 6 y 7 evaluación 2 separador horizontal bifásico, para d=86pulg .....	225
Tabla 136. Datos de evaluación 3 separador vertical bifásico .....	225
Tabla 137. Paso 1 evaluación 3 separador vertical bifásico.....	226
Tabla 138. Paso 2 evaluación 3 separador vertical bifásico.....	226
Tabla 139. Paso 3 y 4 evaluación 3 separador vertical bifásico.....	226
Tabla 140. Paso 5, 6 y 7 evaluación 3 separador vertical bifásico, para d=32pulg ..	226
Tabla 141. Paso 5, 6 y 7 evaluación 3 separador vertical bifásico, para d=38pulg ..	226
Tabla 142. Datos de evaluación 4 separador vertical bifásico .....	227
Tabla 143. Paso 1 evaluación 4 separador vertical bifásico.....	227
Tabla 144. Paso 2 evaluación 4 separador vertical bifásico.....	227
Tabla 145. Paso 3 y 4 evaluación 4 separador vertical bifásico.....	227

Tabla 146. Paso 5, 6 y 7 evaluación 4 separador vertical bifásico, para d=107pulg	228
Tabla 147. Datos de evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	228
Tabla 148. Paso 1 evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	228
Tabla 149. Paso 2 evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	229
Tabla 150. Paso 3 y 4 evaluación 5 separador horizontal trifásico .....	229
Tabla 151. Paso 5, 6 y 7 evaluación 5 separador horizontal trifásico, para d=70pulg .....	229
Tabla 152. Paso 5, 6 y 7 evaluación 5 separador horizontal trifásico, para d=88pulg .....	229
Tabla 153. Datos de evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	230
Tabla 154. Paso 1 evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	230
Tabla 155. Paso 2 evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	230
Tabla 156. Paso 3 y 4 evaluación 6 separador horizontal trifásico .....	230
Tabla 157. Paso 5, 6 , 7 evaluación 6 separador horizontal trifásico, para d=66pulg .....	231
Tabla 158. Paso 5, 6 , 7 evaluación 6 separador horizontal trifásico, para d=78pulg .....	231
Tabla 159. Datos de evaluación 7 separador vertical trifásico.....	231
Tabla 160. Paso 1 evaluación 7 separador vertical trifásico .....	232
Tabla 161. Paso 2 evaluación 7 separador vertical trifásico .....	232
Tabla 162. Paso 3 y 4 evaluación 7 separador vertical trifásico .....	232
Tabla 163. Paso 5, 6 y7 evaluación 7 separador vertical trifásico, para d=83pulg..	232
Tabla 164. Paso 5, 6 y7 evaluación 7 separador vertical trifásico, para d=143pulg	232
Tabla 165. Datos de evaluación 8 separador vertical trifásico.....	233
Tabla 166. Paso 1 evaluación 8 separador vertical trifásico .....	233
Tabla 167. Paso 2 evaluación 8 separador vertical trifásico .....	233
Tabla 168. Paso 3 y 4 evaluación 8 separador vertical trifásico .....	233
Tabla 169. Paso 5, 6 y 7 evaluación 8 separador vertical trifásico, para d=75pulg.	234
Tabla 170. Paso 5, 6 y 7 evaluación 8 separador vertical trifásico, para d=129pulg .....	234

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Relación entre °API y viscosidad .....	11
Fig. 2 Tensión interfacial .....	12
Fig. 3 Diagrama de fase (petróleo negro).....	15
Fig. 4 Diagrama de fase (petróleo volátil) .....	17
Fig. 5 Diagrama de fase (gas retrógrado).....	19
Fig. 7 Diagrama de fase (gas seco) .....	23
Fig. 26 Diseño 1 programa computacional .....	122
Fig. 27 Diseño 2 programa computacional .....	124
Fig. 28 Diseño 3 programa computacional .....	126
Fig. 29 Diseño 4 programa computacional .....	128
Fig. 30 Diseño 5 programa computacional .....	131
Fig. 31 Diseño 6 programa computacional .....	133
Fig. 32 Diseño 7 programa computacional .....	135
Fig. 33 Diseño 8 programa computacional .....	137
Fig. 34 Evaluación 1 programa computacional.....	139
Fig. 35 Evaluación 2 programa computacional.....	142
Fig. 36 Evaluación 3 programa computacional.....	144
Fig. 37 Evaluación 4 programa computacional.....	146
Fig. 38 Evaluación 5 programa computacional.....	148
Fig. 39 Evaluación 6 programa computacional.....	150
Fig. 40 Evaluación 7 programa computacional.....	152
Fig. 41 Evaluación 8 programa computacional.....	154
Fig. 42, nomograma capacidad de gas separador horizontal, programa computacional .....	156
Fig. 43, nomograma relación capacidad de gas-longitud separador horizontal, programa computacional .....	157
Fig. 44, nomograma capacidad de líquido separador horizontal, programa computacional .....	158

Fig. 45, nomograma relación capacidad de líquido-longitud separador horizontal, programa computacional.....	158
Fig. 46, nomograma capacidad de gas separador horizontal Manual del Ingeniero.	160
Fig. 47, nomograma capacidad de líquido separador horizontal Manual del Ingeniero. ....	161
Fig. 48, nomograma capacidad de gas separador vertical, programa computacional .....	162
Fig. 49, nomograma capacidad de líquido separador vertical, programa computacional .....	163
Fig. 50, nomograma relación capacidad de líquido-longitud separador vertical, programa computacional.....	164
Fig. 51, nomograma capacidad de gas separador vertical Manual del Ingeniero. ....	165
Fig. 52, nomograma capacidad de líquido separador horizontal Manual del Ingeniero. ....	166
Fig. 53. Análisis de resultado evaluación 1 programa computacional.....	175
Fig. 54. Análisis de resultado evaluación 5 programa computacional.....	176
Fig. 55. Análisis de resultados capacidad de gas separador horizontal .....	177
Fig. 56. Análisis de resultados relación capacidad de gas longitud separador horizontal .....	178
Fig. 57 Análisis de resultados capacidad de líquido separador horizontal .....	179
Fig. 58. Análisis de resultados relación capacidad de gas longitud separador horizontal .....	180
Fig. 59. Análisis de resultados capacidad de gas separador vertical.....	181
Fig. 60 Análisis de resultados capacidad de líquido separador vertical.....	182
Fig. 61 Análisis de resultados relación capacidad de líquido altura separador vertical .....	183

## INTRODUCCIÓN

Generalmente, el flujo que se obtiene de un yacimiento es de naturaleza multifásica. La separación física de estas fases es una de las operaciones esenciales en la producción, tratamiento, transporte de crudos y gases.

Los fluidos producidos son, en la mayoría de los casos, mezclas complejas de hidrocarburos, agua, partículas de arena y contaminantes. Durante el recorrido de los fluidos, desde el yacimiento hasta la superficie, su temperatura y su presión se reducen, lo cual trae como consecuencia el aumento del gas liberado de los hidrocarburos líquidos. Por lo tanto, los patrones de flujo pueden cambiar desde uno monofásico líquido, pasando por varios tipos de multifásico y en algunos casos, puede llegar a ser totalmente gaseoso. Estos diferentes estados de los fluidos y la influencia que pueden ejercer en las diversas fuerzas físicas deben ser tomados en cuenta.

El objetivo fundamental de un proceso de separación es disgregar los componentes y contaminantes con el fin de optimizar el proceso de comercialización del petróleo y el gas.

El separador, por lo general, representa la primera facilidad del procesamiento. Por esta razón un diseño no apropiado del separador puede crear una disminución en la capacidad de operación de la totalidad de las instalaciones asociadas con el separador. El diseño y la evaluación del separador bifásico y trifásico, analizará los principales requisitos para obtener una separación adecuada, los principios y procedimientos de cálculos en el diseño de separadores, y presentará especificaciones que generalmente se utilizan en la adquisición de un separador.

Un separador líquido-gas tiene dos secciones básicas. En la sección superior el gas fluye hacia arriba o a través del recipiente y las gotitas de líquido caen a través del mismo hacia la fase de líquido. La sección inferior permite que las burbujas de gas en el líquido emerjan y pasen a la fase de gas. Un recipiente de tamaño satisfactorio proveerá espacio apropiado en cada sección para permitir que estas funciones se lleven a cabo con alguna eficiencia arbitraria. Siempre habrá algún arrastre de cada

fase en la otra. Por ello, es conveniente mantener el arrastre dentro de límites razonables.

No debe hacerse una selección arbitraria entre un separador vertical y uno horizontal; cualquiera de los dos tipos será efectivo, si está diseñado debidamente. La elección debe estar basada en muchos factores, incluyendo el económico. Un separador horizontal dará más capacidad por el mismo dinero, que un separador vertical cuando se comparan los costos del equipo. Sin embargo, un separador vertical puede ser preferible en situaciones donde el espacio está limitado o la arena es un problema.

En el Capítulo I se establecen los aspectos generales del trabajo especial de grado describiendo, objetivos generales, objetivos específicos, justificación y alcance. En el Capítulo II se desarrolla el marco refencial, basado en suministrar los conocimientos tales como: descripción de las propiedades de los fluidos y tipos de yacimientos, principios de separación, procesos de separación, parámetros que intervienen en el diseño de separadores, clasificación de los separadores entre otros, para el entendimiento del contenido del trabajo especial de grado. Capítulo III se refiere al marco metodológico, donde se describen las secuencias utilizadas para el diseño y la evaluación de los separadores bifásicos y trifásicos. En el Capítulo IV se validan los resultados de las secuencias expuestas en el marco metodológico. Capítulo V comprende el análisis de los resultados obtenidos y por ultimo se concluye y se realizan algunas recomendaciones.

## **CAPÍTULO I**

### **ASPECTOS GENERALES**

#### **1.1 Objetivo general**

Proporcionar fundamentos teóricos que permitan una óptima comprensión de la terminología relacionada con el área de las separaciones físicas de fluidos, haciendo énfasis en la separación gas-líquido, con el fin de entregar suficiente información para el diseño de separadores gas-líquido cilíndricos, ya sean verticales u horizontales, bifásicos o trifásicos.

Desarrollar un programa computacional para el diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos.

#### **1.2 Objetivos específicos**

- Revisión del estado del arte en separación bifásica gas-líquido y trifásica gas-petróleo-agua; equipos y componentes de separación; bibliografía clásica y artículos recientes
- Programar el código computacional para diseño y evaluación de equipos de separación mediante modelos clásicos.
- Verificar el funcionamiento de la herramienta computacional con los diversos ejemplos descritos en la literatura.
- Generar/reproducir nomogramas de diseño y evaluación de separadores verticales y horizontales gas-líquido para diversas condiciones de operación.
- Evaluar la incorporación de la programación de procedimientos descritos en artículos recientes como opcionales en la herramienta y describir su aplicación.

#### **1.3 Justificación**

Los equipos de separación como, su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de gases y líquidos.

Es importante realizar una separación gas-líquido adecuada, debido a que en estaciones de flujo donde no se cuenta con los equipos de separación adecuados, en los procesos de separación gas-petróleo, gran parte del gas es venteado o quemado. En este proceso partículas de petróleo liviano son arrastradas con el gas, lo que ocasiona una pérdida económica significativa.

Es necesario realizar una separación eficaz y efectiva del gas, eliminando la mayor cantidad de líquido presente en el mismo, ya que éste presenta problemas tales como: corrosión, abrasión de equipos de transporte, aumentos de la caída de presión y disminución de la capacidad de transporte en las líneas.

Por estas razones es conveniente seleccionar las variables de dimensionamiento de los separadores bifásicos y trifásicos, bien sea horizontal o vertical, para tener una separación efectiva entre los fluidos presentes en el yacimiento.

La separación óptima de los fluidos presentes en los diferentes tipos de yacimientos, permite obtener un margen de ganancias mayor a las empresas operadoras, ya que si realiza una óptima separación de los fluidos presentes en el mismo, se tendrá el mayor provecho económico de los fluidos.

El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada completamente de la(s) otra(s) como sea posible, y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado.

Por medio de esta investigación se creará un algoritmo para el diseño de separadores bifásicos y trifásicos, el cual servirá de apoyo para los fundamentos impartidos (relacionados con este tema) en la materia Ingeniería de Producción II de la Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela.

Así mismo, la creación de este algoritmo nos proporciona la oportunidad de aplicar y consolidar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera y nos familiarizará con diversas fases del trabajo a desempeñar durante el desarrollo profesional, dada nuestra participación directa en actividades propias de la industria petrolera, específicamente en el área de producción.

### **1.4 Alcance**

Se estudiará el cálculo de proceso de separadores gas-líquido horizontal y vertical, bifásico y trifásico, principalmente para operaciones de gas, incluyendo el diseño/especificación de boquillas de proceso e internos necesarios para una operación confiable del equipo con respecto a la instalación donde está presente.

Los líquidos aquí considerados se suponen esencialmente inmiscibles, aproximación bastante buena para las operaciones a realizar, como es la separación gas-líquido.

Esencialmente, se estudiará y realizará el diseño de los siguientes separadores:

- Separadores bifásicos (horizontales y verticales)
- Separadores trifásicos (horizontales y verticales)

La investigación se relaciona solo con el tamaño básico de los separadores desde el punto de vista del proceso, por ejemplo, especificación de longitud costura-costura, diámetro interno y niveles aproximados de líquidos. Los detalles de diseño mecánico no serán discutidos en esta investigación.

La fórmula para el tamaño del separador no incluyen correcciones específicas para la espuma, la tensión superficial y similares. Sin embargo, se dan algunas recomendaciones referentes a estos factores.

En esta investigación se establecen tamaños mínimos aceptables de recipientes, como soporte de los estudios económicos o para mejorar las solicitudes que suelen hacerse a los suplidores o fabricantes.

## CAPÍTULO II

### MARCO REFERENCIAL

#### 2.1 Descripción de las propiedades de los fluidos y tipos de yacimientos

##### 2.1.1 Propiedades de los fluidos <sup>[1]</sup>

La descripción de las propiedades de los fluidos es de suma importancia en la selección del separador. Debido a que estas propiedades influyen en la selección adecuada de los separadores y es necesario tener conocimientos de dichas propiedades.

##### 2.1.1.1 Densidad de un fluido <sup>[2]</sup>

Es la relación entre la masa y el volumen de un fluido y viene dado por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{m}{V} \dots\dots\dots \text{Ec. 1}$$

Donde:

$\rho$ = Densidad del fluido (gr/cc)

m= Masa (gr)

V=Volumen (cc)

##### 2.1.1.2 Gravedad específica <sup>[1]</sup>

La gravedad específica de un líquido es la relación de la densidad del líquido con la del agua pura @ 60°F (15.5°C).

$$G_{el} = \frac{\rho_l}{\rho_a} \dots\dots\dots \text{Ec. 2}$$

Donde

$\rho_l$ = Densidad del líquido (gr/cc) o (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_a$ = Densidad del agua=1gr/cc= 62.4lb/pe<sup>3</sup>

La gravedad específica de un gas es la relación de la densidad del gas con la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura (condiciones estándar: Presión 14.7 lpc (1atm), Temperatura  $T_{Std}=60^{\circ}\text{F}$  ( $15.5^{\circ}\text{C}$ )). Podría ser relacionado con el peso molecular por la siguiente ecuación:

$$Ge_g = \frac{PM_g}{28,97} \dots\dots\dots \text{Ec. 3}$$

Donde:

$Ge_g$ = Gravedad específica del gas (adimensional)

$PM_g$ = Peso molecular (lb/lb-mol)

$PM_a$ = Peso Molecular del aire = 28.97 (lb/lb-mol)

### 2.1.1.3 Gravedad API<sup>[1]</sup>

La industria petrolera mundial ha dispuesto clasificar el petróleo de acuerdo con su densidad relativa con respecto a la del agua, es decir, si es más o menos denso que ella. Esto se ha logrado mediante la adopción de la denominada gravedad API (American Petroleum Institute). La gravedad API diferencia las calidades del crudo por medio de una escala numérica sencilla y universal, expresada en grados API ó °API. En esta escala, cuanto más liviano es el petróleo mayor es la gravedad API y, mientras más pesado, menor el valor de °API.

La gravedad API puede ser calculada en función de la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{Ge_l} - 131 \dots\dots\dots \text{Ec. 4}$$

Donde:

$Ge_l$ = Gravedad específica del líquido (adimensional)

La clasificación del crudo de acuerdo a los °API se observa en la siguiente tabla:

Tabla 1. Clasificación de los crudos según °API.<sup>[17]</sup>

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD
Condensado	a partir de 42
Liviano	más de 30
Mediano	de 22,0 hasta 29,9
Pesado	de 10,0 hasta 21,9
Extrapesado	Hasta 9,9
Bitumen	promedio 8,2

#### 2.1.1.4 Viscosidad<sup>[1]</sup>

Es una propiedad importante que se usa para la clasificación del petróleo es de suma importancia para la producción, transporte y refinación. Es una medida de la resistencia que ofrece un fluido a moverse, a fluir y su unidad de medición común es el poise. Con el fin de reconocer pequeñas variaciones de la viscosidad, su valor se expresa también en centipoise. Por lo general, a medida que los crudos son más densos y pesados también son más viscosos. La viscosidad del petróleo depende de la temperatura, se puede disminuir mediante calentamiento.

La viscosidad del petróleo depende de dos factores principales: de la temperatura del yacimiento y del gas en solución. El primer factor se puede considerar como una constante a través de la producción del campo, pero el segundo cambia constantemente a medida que se libera el gas que está disuelto. Por consiguiente, es necesario determinar la viscosidad del petróleo a la temperatura y presión del fondo del pozo con una solubilidad variable del gas.

**2.1.1.4.1 Tipos de viscosidades<sup>[1]</sup>****2.1.1.4.1.1 Viscosidad Cinemática**

El tiempo requerido para que una cantidad fija de aceite atraviese un tubo capilar bajo la fuerza de gravedad. La unidad de viscosidad cinemática es el Stoke o el centistoke (1/100 del Stoke).

$$\gamma = C * t \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 5}$$

Donde:

$\gamma$ =Viscosidad cinemática (Cs)

C= Constante del viscosímetro (Cs/seg)

t= Tiempo de flujo (seg)

**2.1.1.4.1.2 Viscosidad Absoluta o Dinámica**

Es la relación entre la tensión de deslizamiento aplicada y el grado de deslizamiento logrado. Es lo que comúnmente se llama viscosidad del fluido, es la razón del esfuerzo de corte a la velocidad de corte. Es una propiedad de un fluido, medida de la resistencia interna de un líquido al flujo, su unidad de medida es el poise, viene dada por la siguiente ecuación:

$$\mu = \rho * \gamma \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 6}$$

Donde:

$\mu$ = Viscosidad absoluta (Cp)

$\gamma$ =Viscosidad cinemática (Cs)

$\rho$ =Densidad (gr/cc)

**2.1.1.4.1.3 Viscosidad Relativa**

Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua @ 20 °C la viscosidad del agua pura es 1,002 centipoise.

#### **2.1.1.4.1.4 Viscosidad aparente**

El cociente del esfuerzo de corte a la velocidad de corte de un fluido no newtoniano, tal como la grasa lubricante, calculado de la ecuación de Poiseuille y medido en poises. La viscosidad aparente cambia con diferentes razones de corte y temperatura y, por lo tanto, debe ser reportada como el valor a una razón de corte y temperatura dadas.

#### **2.1.1.5 Cambios de la viscosidad de un fluido hidrocarburo.<sup>[1]</sup>**

La viscosidad del crudo se ve afectada primordialmente por dos parámetros: temperatura y contenido de gas en solución. La temperatura se puede considerar como constante a través de la historia de producción del campo, pero el segundo cambia constantemente a medida que se libera el gas que está disuelto. Por consiguiente, es necesario determinar la viscosidad del petróleo a la temperatura y presión de fondo del pozo con una solubilidad variable del gas, que es determinada a través de análisis PVT sobre muestras de crudo representativas del yacimiento.

A presiones inferiores de la presión de saturación, la liberación del gas aumenta la viscosidad del petróleo residual en mayor grado que si es reducido por expansión volumétrica; el resultado es un aumento neto en la viscosidad.

#### **2.1.1.6 Factores que afectan la viscosidad.<sup>[3]</sup>**

##### **2.1.1.6.1 Temperatura**

La viscosidad es la resistencia que opone un fluido a ser deformado. Esta propiedad se origina por la atracción de las moléculas entre sí, mediante fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo, si aplicamos temperatura a un fluido viscoso, se favorece la agitación térmica de las moléculas, ya que se disminuye la fuerza de cohesión entre ellas, por lo que se induce a una disminución de la viscosidad para el caso de líquidos. Para los gases es análogo el comportamiento, ya que en gases las fuerzas de cohesión son prácticamente inexistentes, en ellos la agitación térmica de las moléculas genera un aumento de la viscosidad ya que se aumenta la interacción entre las moléculas.

La medida de qué tanto cambia la viscosidad de un fluido con la temperatura está dada por el índice de viscosidad. Un fluido común con alto índice de viscosidad muestra un cambio pequeño de viscosidad con respecto a la temperatura; un fluido con un bajo índice de viscosidad exhibe un cambio grande en su viscosidad con respecto a la temperatura. El índice de viscosidad se establece mediante la medición de la viscosidad de un fluido a 40° C y a 100 °C; y se comparan estos valores con los fluidos de referencia.

#### 2.1.1.6.2 Presión

La presión en los líquidos afecta muy poco la viscosidad, ya que éstos pueden ser considerados incompresibles. En el caso de los gases el aumento de la presión es proporcional al aumento de viscosidad.

En la figura 1 se muestra la relación entre la viscosidad y los °API para crudos de determinados campos:

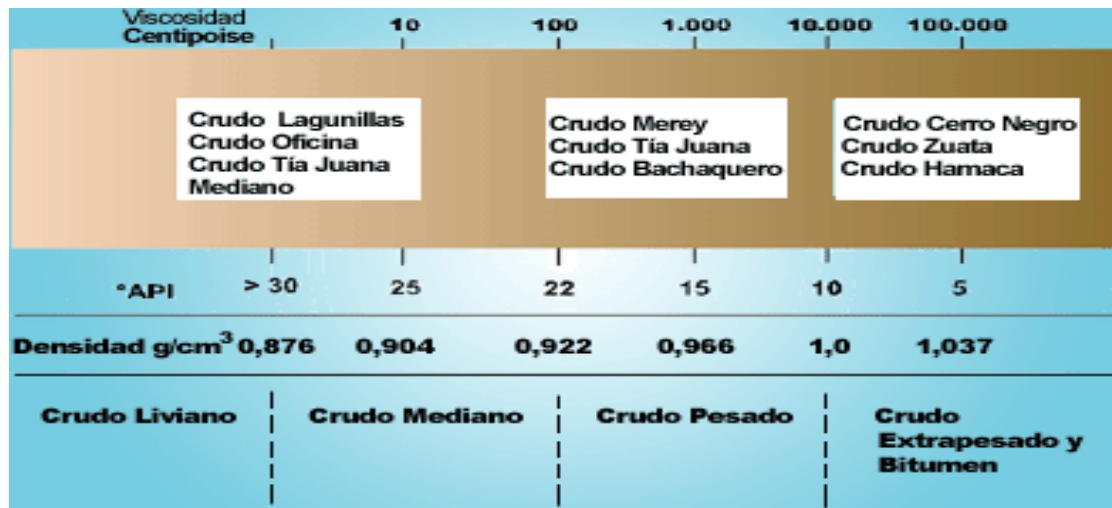


Fig. 1 Relación entre °API y viscosidad. <sup>[4]</sup>

#### 2.1.1.7 Tensión Superficial<sup>[1]</sup>

Cuando se está tratando con un sistema de flujo multifásico es necesario considerar el efecto de las fuerzas que estén actuando en la interfase entre dos fluidos que son inmiscibles.

En un fluido cada molécula interacciona con las que le rodean. El radio de acción de las fuerzas moleculares es relativamente pequeño, abarca a las moléculas vecinas más cercanas. Se determina de forma cualitativa, la resultante de las fuerzas de interacción sobre una molécula que se encuentra en:

A, el interior del líquido

B, en las proximidades de la superficie

C, en la superficie

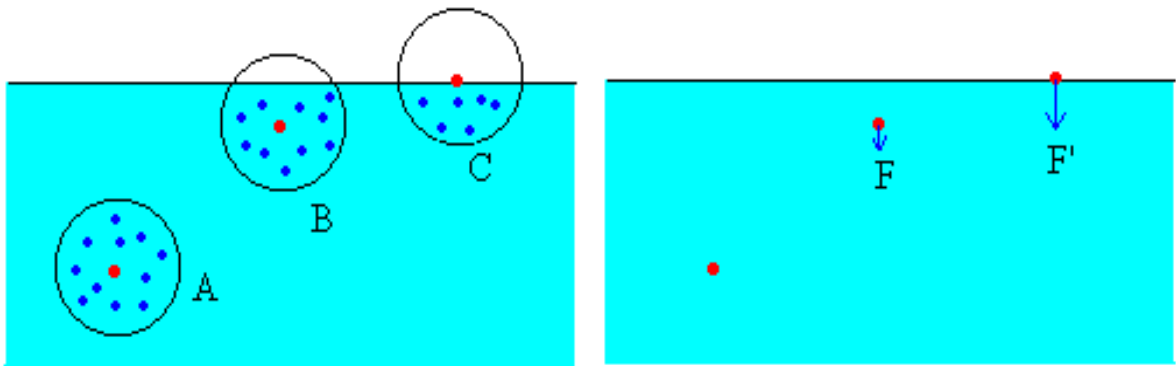


Fig. 2 Tensión interfacial <sup>[5]</sup>

Consideremos en la Fig 2, una molécula en color rojo en el seno de un líquido en equilibrio, alejada de la superficie libre, tal como en la posición A. Por simetría, la resultante de todas las fuerzas atractivas procedentes de las moléculas en color azul que la rodean, será nula. En cambio, si la molécula se encuentra en la posición B, por existir en valor medio menos moléculas arriba que abajo, la molécula en cuestión estará sometida a una fuerza resultante dirigida hacia el interior del líquido. Si la molécula se encuentra en la posición C, la resultante de las fuerzas de interacción es mayor que en el caso B.

Las fuerzas de interacción, hacen que las moléculas situadas en las proximidades de la superficie libre de un fluido experimenten una fuerza dirigida hacia el interior del líquido.

En las regiones limítrofes entre dos fases siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares, el resultado neto de este esfuerzo es una tendencia a reducir el área de contacto.

La tensión superficial se puede definir como la tendencia a contraerse que posee la superficie líquida expuesta a gases. La tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto. La tensión superficial entre la fase líquida y su vapor en equilibrio, depende fundamentalmente de presión, temperatura y composición de las fases. En el caso de las sustancias puras, dicha tensión se puede definir únicamente especificando la presión y la temperatura. En el caso de mezclas puede especificarse una de las dos variables, determinando la otra en las curvas de presión de vapor. En general, la tensión superficial disminuye con la temperatura, ya que las fuerzas de cohesión disminuyen al aumentar la agitación térmica. La influencia del medio exterior se comprende ya que las moléculas del medio ejercen acciones atractivas sobre las moléculas situadas en la superficie del líquido, contrarrestando las acciones de las moléculas del líquido.

## **2.2 Tipos de fluidos de yacimiento** <sup>[6, 7]</sup>

En general el Petróleo y el Gas son mezclas de hidrocarburos de una composición química compleja, que se encuentra a determinadas condiciones de presión y temperatura en el yacimiento. Estas condiciones pueden variar ampliamente; se puede hablar de presiones desde 100psia hasta 10000psia y, aún más, las temperaturas pueden variar desde 80°F (26.6°C) hasta 400°F (204.4°C).

El estado de una mezcla de hidrocarburos a condiciones de superficie depende de la composición de la misma en el yacimiento y a su vez a la composición del fluido que permanece en el yacimiento. Este sufre cambios debido a los hidrocarburos producidos. La reducción de presión en el yacimiento, trae como consecuencia la variación en las proporciones de gas y líquido existentes en el mismo. El conocimiento de las propiedades físicas de tales mezclas de hidrocarburos, es indispensable para evaluar la cantidad de líquido y gas a condiciones normales, que produce el yacimiento.

La meta en el estudio de fases es llegar a predecir, cuando se conoce la composición de un sistema, las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio de tal sistema a cualquier presión y temperatura.

El estudio del comportamiento de las fases se divide en dos partes: estudio cualitativo y estudio cuantitativo de las fases.

En el primer caso se estudian los diferentes diagramas de presión-temperatura, p-T, presión-volumen, p-V, composición, etc. En el segundo caso se desarrollan fórmulas y métodos para calcular la composición y cantidades de las fases de un sistema, a una presión y temperatura dada.

### **2.2.1 Clasificación de los tipos de fluidos de yacimientos**

Los diversos tipos de fluidos de yacimientos son:

Petróleo Negro

Petróleo Volátil

Gas Retrogrado

Gas Húmedo

Gas seco

Para determinar cualquiera de los cinco tipos de fluidos de yacimiento es necesario un análisis de laboratorio que confirme el tipo de fluido; conocer la RGP (relación Gas-Petróleo) del pozo, la gravedad del fluido y el color del fluido, a pesar de que no es un buen indicador de forma independiente, los datos PVT; conocer las condiciones iniciales de presión y temperatura.

### 2.2.1.1 Petróleo Negro (black oil) Crudo:

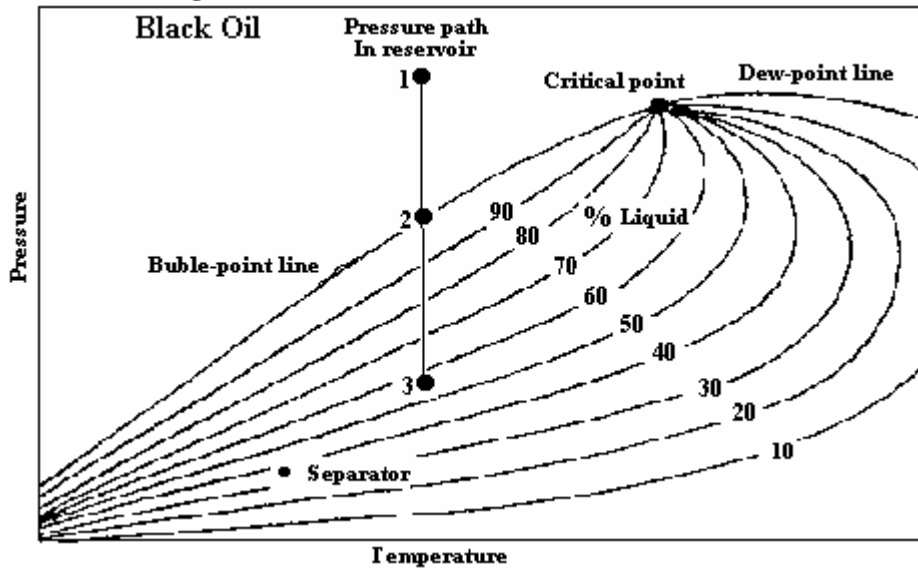


Fig. 3 Diagrama de fase (petróleo negro). [6]

Consiste en una mezcla con amplia variedad de especies químicas caracterizadas por tener en promedio moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El diagrama de fases cubre un amplio rango de temperatura; el punto crítico se sitúa bien arriba de la pendiente de la envolvente de fases y las curvas de isovolumen están espaciadas más o menos en forma constante (Fig. 3).

La línea 1\_2\_3 es una reducción isotérmica de presión, obsérvese que el punto que representa el separador se encuentra a condiciones de presión (p) y temperatura (T) de superficies. Cuando la presión del yacimiento cae entre los puntos 1 y 2 se dice que el crudo es subsaturado, es decir, se encuentra por encima de la presión de burbujeo y es capaz de disolver más gas si estuviera presente. Cuando la presión del yacimiento se encuentra en el punto 2, el crudo está en el punto de burbuja y se denomina crudo saturado, el crudo contiene en solución la cantidad máxima de gas que le es posible disolver.

Estando en el punto 2, una reducción de presión hará que el gas se libere del líquido formando una capa de gas en el yacimiento. Reduciendo la presión entre los puntos 2 y 3, se continúa liberando gas, las curvas de iso-volumen líquido van reduciéndose

desde 100% hasta cerca de 55% en el punto 3, lo que corresponde a un aumento de gas desde 0% a 45%.

Entre los puntos 2 y 3 el crudo también se denomina saturado; en la medida que se reduce la presión y la temperatura hasta que el fluido llega al separador, más gas se sigue liberando del crudo ocasionando una reducción en el volumen del líquido. Sin embargo una cantidad relativamente grande de líquido llega a la superficie.

#### **2.2.1.1.1 Identificación de campo:**

- Relación gas/petróleo  $\leq$  a 2000 PCN/Bbl.
- La historia de producción de la relación gas/petróleo incrementará mientras la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja.
- La gravedad del crudo de tanque será menor a 45° API y decrecerá un poco con el tiempo.
- El crudo de tanque es muy oscuro indicando la presencia de hidrocarburos pesados, frecuentemente es negro pero algunas veces tiene tonalidades verdosas o es marrón.

#### **2.2.1.1.2 Análisis de laboratorio:**

- El factor de formación volumétrico es menor o igual a 2.0 BY/BN.
- Composición de la fracción de heptanos plus ( $C_7^+$ ) será mayor al 20%.
- El diagrama de fases cumple cubre un amplio rango de temperatura, el punto crítico se ubica hacia la derecha.
- Imposible condensación retrograda a condiciones de yacimiento, poca diferencia entre la temperatura crítica ( $T_c$ ) y la temperatura cricondetérmica ( $T_{ct}$ ).

### 2.2.1.2 Petróleo Volátil

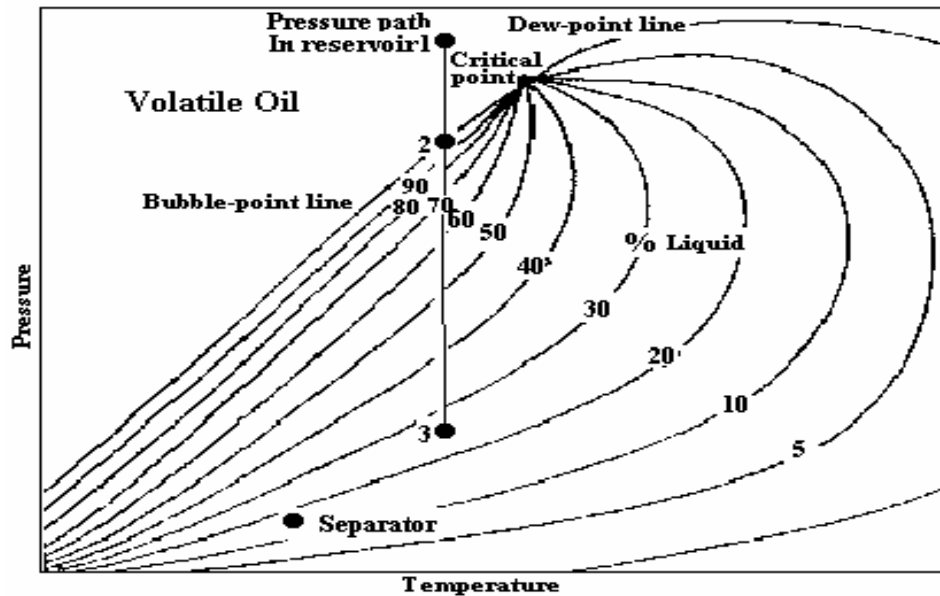


Fig. 4 Diagrama de fase (petróleo volátil).<sup>[6]</sup>

En comparación con el petróleo negro posee menor cantidad de componentes pesados y más compuestos intermedios (etano-hexano), el diagrama de fases cubre menor rango de temperatura, la temperatura crítica es menor y es cercana a la temperatura del yacimiento, las curvas de isovolumen están espaciadas menos regularmente y tienden a pegarse hacia la línea de los puntos de burbuja (fig. 4).

La línea 1\_2\_3 es una reducción isotérmica de presión, obsérvese que el punto que representa el separador se encuentra a condiciones de presión (p) y temperatura (T) de superficies, una pequeña reducción de presión por debajo de la presión de burbuja ( $p_b$ ) punto 2, causa la liberación de una gran cantidad de gas en el yacimiento. Un crudo volátil puede llegar a ser 50% gas en el yacimiento al reducirse la presión solo unas pocas libras por debajo de la  $p_b$ , la curva de iso-volumen que cruza las condiciones del separador muestra un menor porcentaje de líquidos.

Las ecuaciones de balance de materiales desarrolladas para crudo negro, no funcionan para crudos volátiles, ya que el gas asociado a un crudo negro, se considera gas seco (cierto a presiones relativamente altas), mientras que el gas asociado a un crudo volátil es muy rico y se considera gas retrogrado. Este gas libera una gran cantidad de

líquidos en su viaje hasta la superficie, lo que invalida el uso de las ecuaciones para crudo negro.

#### **2.2.1.2.1 Identificación en Campo:**

- La línea divisoria entre petróleo negro y petróleo volátil es casi arbitraria, la diferencia depende del punto en el cual las ecuaciones de balance de materiales comienzan a tener una precisión intolerable.
- La línea divisoria entre crudo volátil y gas retrogrado es clara, ya que un crudo volátil debe tener la temperatura crítica mayor que la temperatura del yacimiento.
- La relación gas/petróleo de producción inicial está en el rango entre 2000 y 3300 PCN/Bbl.
- La relación gas/petróleo de producción incrementará con la producción mientras la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja.
- La gravedad del crudo en tanque es alrededor de 40° API o mayor y se incrementará cuando la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de burbujeo.
- El crudo en tanque es de color marrón, naranja y algunas veces verde.

#### **2.2.1.2.2 Análisis de laboratorio:**

- El factor de formación inicial del crudo será mayor que 2.0 BY/BN.
- La composición de la fracción de  $C_7^+$  estará en el rango entre 12.5% y 20% molar, el valor de 12.5% de la fracción plus es una buena línea divisoria entre crudo volátil y el gas retrogrado.
- Si la concentración de los  $C_7^+$  es mayor que 12.5%, el fluido de yacimiento es por lo general líquido y exhibe un punto de burbuja.
- Si la concentración de los  $C_7^+$  es menor que 12.5%, el fluido de yacimiento es casi siempre gas y exhibe un punto de rocío.

### 2.2.1.3 Gas Retrogrado

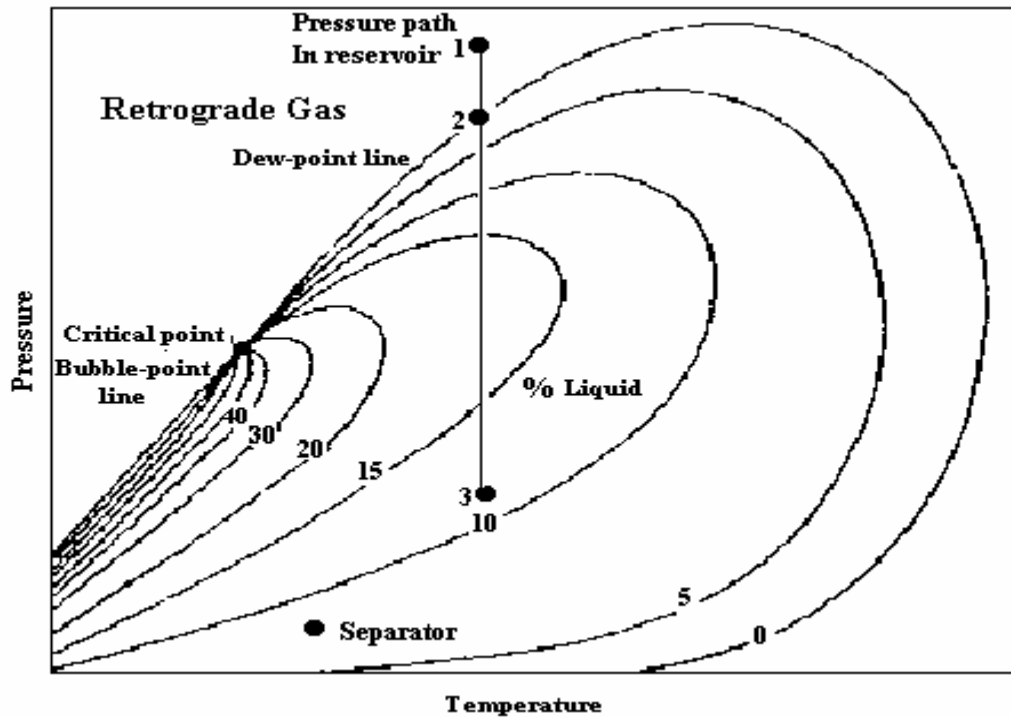


Fig. 5 Diagrama de fase (gas retrógrado).<sup>[6]</sup>

El diagrama de fases de un gas retrógrado es más pequeño que el de los crudos, el punto crítico está mucho más abajo en el lado izquierdo de la envolvente. Estas dos características se deben al hecho de que los gases retrógrados contienen menor cantidad de componentes pesados que los crudos (fig. 5).

La temperatura crítica del gas retrógrado es menor que la temperatura del yacimiento, la cricondeterma es mayor que la temperatura del yacimiento. Este tipo de gas algunas veces es llamado gas condensado, sin embargo se debe evitar utilizar esta denominación que suele traer confusión y utilizar el nombre correcto de gas retrógrado. El líquido producido en el separador proveniente del gas es llamado condensado y el líquido producido directamente del yacimiento también es llamado condensado. Un mejor nombre es líquido retrógrado.

En la línea 1\_2\_3, inicialmente el punto 1 es gas retrógrado, totalmente en el yacimiento. Cuando la presión decrece en el yacimiento hasta el punto 2, el gas retrógrado exhibe un punto de rocío. Conforme la presión continua disminuyendo en

el yacimiento, líquido condensa desde el gas, formando una capa de líquido en el yacimiento; normalmente este líquido no fluirá y no podrá ser producido. En el laboratorio se ha observado que conforme se continúa bajando la presión (línea 2\_3), el líquido comienza a revaporizarse. Sin embargo no se espera repetir este comportamiento en el yacimiento ya que las composiciones cambian.

#### **2.2.1.3.1 Identificación de campo:**

- El límite menor de la relación gas/petróleo de producción inicial es alrededor de 330 PCN/Bbl; el límite superior no está bien definido, valores sobre 150000 PCN/Bbl.
- Ha sido observada una relación gas/petróleo inicial de producción en el rango de 3300 a 5000 PCN/Bbl, lo que indica un gas retrogrado muy rico, que condensara suficiente líquido para llenar 35% o más del volumen del yacimiento. Generalmente, este líquido no fluirá y no podrá ser producido.
- En términos prácticos, si la relación gas/petróleo inicial de producción es mayor que 50000 PCN/Bbl, la cantidad de líquidos retrógrados en el yacimiento es muy pequeña y el fluido del yacimiento puede ser tratado como un gas húmedo.
- La relación gas/petróleo de producción incrementará con la producción y mientras la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío.
- La gravedad del crudo en tanque está entre 40° y 60° API y se incrementará cuando la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de rocío.
- Los líquidos son de colores muy claros marrón, naranja, tonos verdosos o lechosos.

#### **2.2.1.3.2 Análisis de laboratorio:**

- Gases retrógrados exhiben un punto de rocío cuando la presión decrece a temperatura de yacimiento.
- La fracción de los  $C_7^+$  es menor del 12.5% molar.

- Para gases con menos de 1% de concentración de los  $C_7^+$ , también ocurrirá comportamiento retrógrado a condiciones de yacimiento; sin embargo, para estos gases la cantidad de líquido retrógrado es despreciable.

#### 2.2.1.4 Gas Húmedo

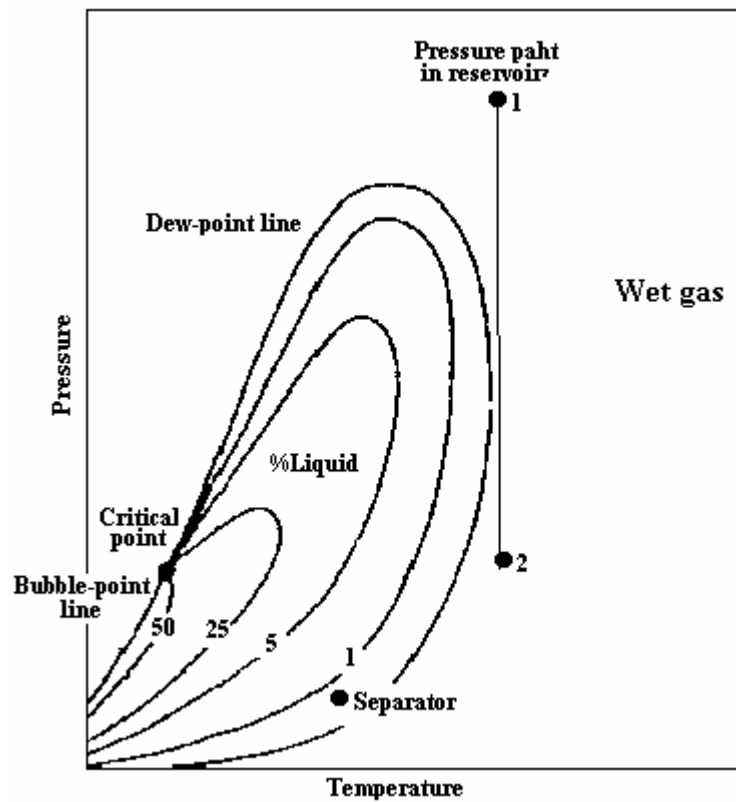


Fig. 6 Diagrama de fase (gas húmedo).<sup>[6]</sup>

El gas húmedo está compuesto en general de hidrocarburos con moléculas pequeñas. El rango de temperatura que cubre el diagrama de fases será menor que la temperatura del yacimiento, la línea 1\_2 durante el proceso de agotamiento a temperatura constante, no se tocará la región de dos fases. El fluido siempre estará a

condiciones de yacimiento; las condiciones del separador caen en la región de dos fases, por lo que algo de líquido se forma a condiciones de superficie.

El líquido en superficie algunas veces se llama condensado y al yacimiento de gas frecuentemente se le llama yacimiento de gas condensado, lo que aumenta la confusión con el yacimiento de gas retrógrado. El término húmedo no se refiere a la presencia de agua con el gas, sino a los hidrocarburos líquidos que condensan del gas en superficie, sin embargo, el gas del yacimiento siempre está saturado con agua (fig.6)

#### **2.2.1.4.1 Identificación en campo:**

- La relación gas/petróleo de producción es siempre muy alta y se mantiene a lo largo de la vida productiva del yacimiento.
- En términos prácticos, si la relación gas/petróleo de producción es mayor que 50000 PCN/Bbl. Puede ser tratado como si fuera un yacimiento de gas húmedo.
- La gravedad del crudo de tanque está en el mismo rango que la de gases retrógrados, sin embargo, la gravedad API se mantiene constante a lo largo de la vida productiva del yacimiento.
- Los líquidos son generalmente de colores muy claros con tonos lechosos.

### 2.2.1.5 Gas Seco

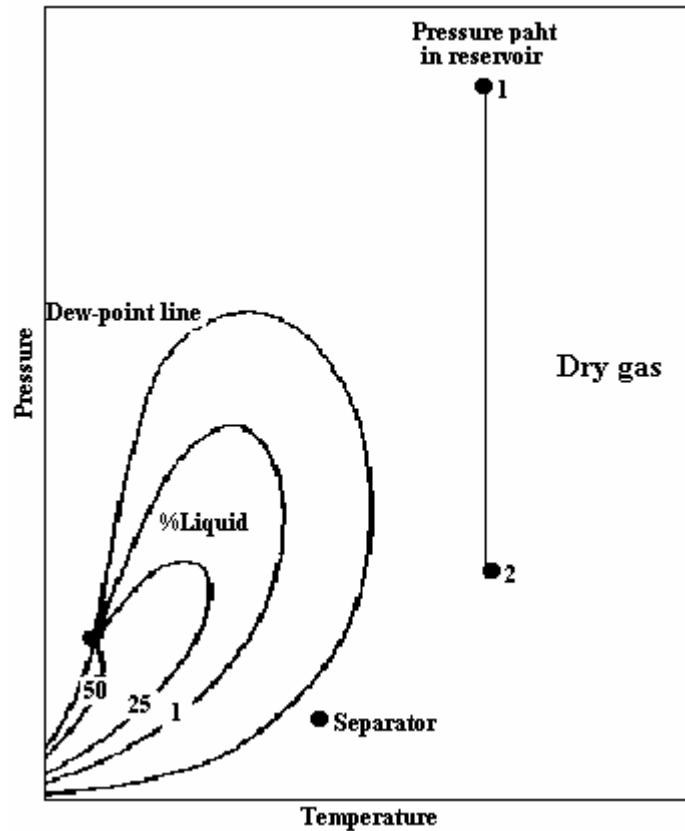


Fig. 7 Diagrama de fase (gas seco).<sup>[6]</sup>

La composición del gas seco es principalmente metano con algunos intermedios. Todo el diagrama de fases está a una temperatura menor que la temperatura de yacimiento, la mezcla de hidrocarburos que componen el gas natural se mantiene como gas durante toda la vida del yacimiento, inclusive a las condiciones del separador en la superficie, algunas veces se condensa algo de agua en la superficie. Estos yacimientos normalmente se conocen como yacimientos de gas. Esto trae confusión si a los yacimientos de gas húmedo o gas retrógrado también solo se le llaman yacimientos de gas. Las ecuaciones de balance de materiales desarrolladas para gas seco, pueden ser usadas para gas húmedo si se tiene cuidado al definir las propiedades del gas húmedo. Son aplicables para yacimientos de gas retrógrado solo si la presión del yacimiento está por encima de la presión de rocío (fig. 7).

Es necesario conocer las propiedades de los fluidos y las características del tipo de fluido de yacimiento, al momento de seleccionar o diseñar el separador, para optimizar tamaño, características, diseño del mismo. De esta manera, el conocer estos datos permite un diseño eficaz y eficiente.

### **2.3 Principios de separación <sup>[8]</sup>**

En el diseño de separadores es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan tener las diferentes fuerzas o principios físicos.

Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación física de vapor, líquidos o sólidos son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación.

#### **2.3.1 Separación por gravedad <sup>[3,9]</sup>**

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador, por gravedad, de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo, en los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad. Si el flujo es vertical hacia arriba como en los separadores verticales, las partículas de líquido que se van a separar caen a contraflujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad final. La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir que gotas de este diámetro o mayor se separen.

La velocidad de asentamiento viene dada por el balance de fuerza de las siguientes ecuaciones:

$$F_D = C_D * A * \rho * \left[ \frac{V_t^2}{2g} \right] \dots\dots\dots \text{Ec. 7}$$

Donde:

$F_D$ = Fuerza de arrastre (lb)

$C_D$ = Coeficiente de arrastre (adimensional)

$A$ = Área de la gota (pie<sup>2</sup>)

$\rho$ = Densidad de la fase continua (lb/pie<sup>3</sup>)

$V_t$ = Velocidad de asentamiento de la gota (pie/seg)

$g$ = Constante de gravedad 32.2 pie/seg<sup>2</sup>

Si el flujo de las gotas es laminar por la ley de Stokes, se dice que:

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}} \dots\dots\dots \text{Ec. 8}$$

Donde:

$\text{Re}$ = Número de Reynolds.

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas inerciales y viscosas. Se expresa de forma general por la siguiente ecuación:

$$\text{Re} = \frac{\rho * D_t * V_t}{\mu'} \dots\dots\dots \text{Ec. 9}$$

Donde:

$D_t$ = diámetro interno de la tubería (pie)

$\mu'$ = Viscosidad (lb/pie-seg<sup>2</sup>)

Considerando las gotas de líquido como, partículas esféricas y rígidas su volumen es:

$$V_{esfera} = \frac{\pi * D^3}{6} \dots\dots\dots Ec. 10$$

Donde:

D= diámetro de las esfera (pie)

$\pi$ = Constante adimensional 3.1416

El área viene dada por:

$$A_{esfera} = \frac{\pi * D^2}{4} \dots\dots\dots Ec. 11$$

$$F_D = \frac{24}{\frac{\rho * D * V_t}{g * \mu'}} * \left( \pi * \frac{D^2}{4} \right) * \rho * \frac{V_t^2}{2 * g} \dots\dots\dots Ec. 12$$

**Sustituyendo las ecuaciones. 8, 11 y 12 en la ecuación 7 nos queda:**

$$F_D = 3 * \pi * \mu' * D * V_t \quad Ley de Stokes \quad \dots\dots\dots Ec. 13$$

La fuerza de flotabilidad sobre una esfera por el principio de Arquímedes es:

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) * \frac{\pi * D^3}{6} \dots\dots\dots Ec. 14$$

Donde:

$\rho_l$  = densidad de líquido (gr/cc)

$\rho_g$  = Densidad del gas (gr/cc)

Cuando la fuerza de arrastre es igual a la fuerza de flotabilidad, la aceleración de las gotas es cero, debido a que la velocidad es constante, por lo tanto:

$$F_B = F_D$$

Donde:

$F_B$  = fuerza de flotabilidad

**Igualando las ecuaciones 13 y 14 nos queda:**

$$3 * \pi * \mu' * D * V_t = (\rho_l - \rho_g) * \frac{\pi * D^3}{6}$$

$$V_t = \frac{(\rho_l - \rho_g)}{18 * \mu'} * D^2 \dots\dots\dots \text{Ec. 15}$$

Donde:

$$\mu' = \mu * 2.088 * 10^{-5}.$$

$\mu$  = Viscosidad (cp)

$$D = (d_m) * (3.281 * 10^{-6})$$

$D_m$  = Relación entre el diámetro de la tubería y el diámetro de las gotas (micras).

$$\rho_l = 62.4 * G_e$$

$$PM_g = 28.97 * G_e$$

$G_e$  = Gravedad específica, relativa al agua

**Por lo tanto la ecuación 15 nos queda:**

$$V_t = \frac{62.4 * (\Delta G_e) * (3.281 * 10^{-6} * d_m)^2}{18 * \mu * 2.088 * 10^{-5}}$$

Finalmente:

$$V_t = \frac{1.78 * 10^{-6} * (\Delta G_e) * d_m^2}{\mu} \dots\dots\dots \text{Ec. 16}$$

Cuando el flujo de gas que entra en esa sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación. Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la

corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido sean arrastradas en el flujo de gas.

#### **2.3.1.1 Numero de Reynolds<sup>[10]</sup>**

Permite identificar la naturaleza del flujo, es decir, si es laminar o turbulento, y su posición relativa en una escala que muestra la importancia relativa de las tendencias turbulentas a laminares.

#### **2.3.2 Fuerza centrífuga<sup>[3]</sup>**

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

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico. Se recomienda que la velocidad del gas no sea mayor de un cierto valor crítico (Fig. 8).

#### **2.3.3 Choque de partículas o coalescencia<sup>[3, 9]</sup>**

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas chocan con obstrucciones donde quedan depositadas. La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta (Fig. 9) y en los de malla de alambre entretejido (Fig. 10), se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas.

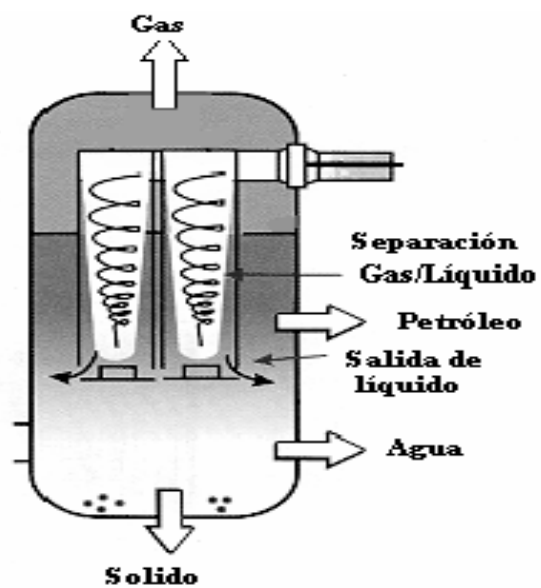
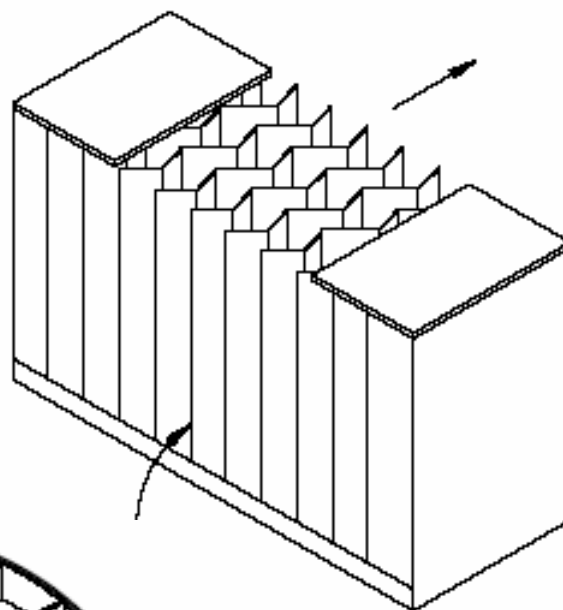


Fig. 8 Separación Centrífuga.<sup>[11]</sup>



.Fig. 9 Extractor tipo veleta.<sup>[9]</sup>

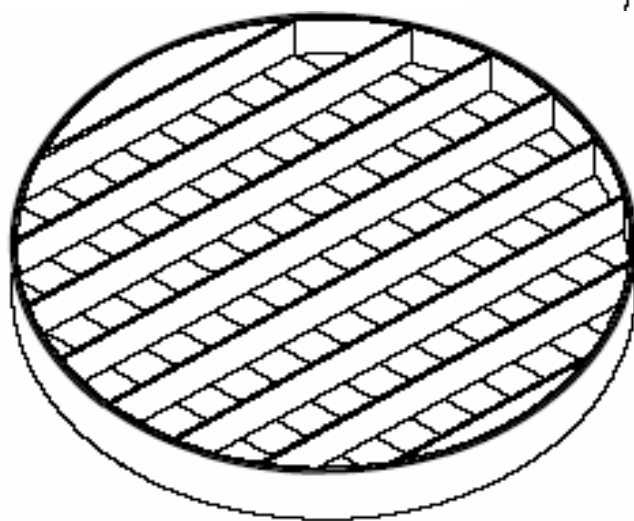


Fig. 10. Extractor de alambre.<sup>[9]</sup>

El choque de partículas en un proceso de separación de mezcla depende del tiempo de separación de dos fluidos inmiscibles, el proceso ocurre cuando dos gotas de fluidos diferentes chocan entre sí. Si el par de gotas está expuestas a un ambiente de presión y turbulencia determinada la energía cinética de este par de gotas induce a que las mismas se agrupen de tal manera que se convierta en una sola, es decir, existe una energía de adhesión. Por lo tanto, cuando este contacto se rompe el proceso es finalizado y llamado coalescencia.

Experimentos donde esta presente la fuerza gravedad, indica que el tiempo de que estas gotas se separen viene dado por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\pi}{6} * \left( \frac{d^j - (d_o)^j}{\phi * K_s} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 17}$$

Donde:

t= Tiempo de separación (seg)

d= Tamaño final de la gota (micrón)

d<sub>o</sub>= Tamaño inicial de la gota (micrón)

φ= Fracción del volumen de la fase dispersada (adimensional)

K<sub>s</sub>= Parámetro empírico particular del sistema

j= Parámetro empírico que siempre debe ser mayor que tres (3) y dependiente de la probabilidad de que exista un rebote entre el par de gotas antes de ocurrir la coalescencia

Cuando la energía de oscilación es muy baja las gotas están rebotando entre sí y el parámetro empírico “j” es cero. Como este valor debe ser estrictamente mayor que tres, asumimos el valor de cuatro (4) tomando en cuenta así el mínimo tiempo requerido, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$t = \frac{\pi}{6} * \left( \frac{d^4 - (d_o)^4}{\phi * K_s} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 18}$$

Asumiendo que  $d_o$  es pequeña en relación con el tamaño de las gotas en el rebote, la ecuación puede ser aproximada:

$$t = \frac{d^4}{2 * \phi * K_s} \dots\dots\dots \text{Ec. 19}$$

## 2.4 Función de un separador <sup>[12]</sup>

Los separadores de mezcla gas/líquidos forman parte de un gran grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: Sólidas, líquidas y gaseosas.

Se diseñan equipos para separar las diferentes fases: gas-líquido, sólido-sólido, sólido-líquido-gas.

El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada tan completamente de la(s) otra(s), como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado.

### 2.4.1 Separador Gas-Líquido <sup>[13, 14]</sup>

El término “Separador Gas-Líquido”, en terminología de campo, designa a un recipiente presurizado utilizado para separar los fluidos provenientes de un pozo productor de petróleo y gas, en componentes gaseosos y líquidos a una determinada presión y temperatura. Cuando se trata de una mezcla de hidrocarburos que se deposita en el fondo del recipiente, el fluido tiene una presión de vapor igual a la presión de operación, a la temperatura a la cual se produjo la separación.

### 2.4.2 Separador gas-petróleo –agua <sup>[3, 12, 13]</sup>

Se refiere a la separación de gas, petróleo y agua en un solo separador, todos los separadores básicos (vertical y horizontal) pueden ser usados para la separación trifásica, independientemente de la forma. En este caso el agua es la impureza que prevalece en la mezcla y debe ser retirada antes de liberar los productos finales. Se

debe evitar la emulsión de agua con alguno de los otros fluidos. Si éste se emulsifica será necesario el uso de químicos, calor u otro método para romperla.

## **2.5 Proceso de separación** <sup>[12]</sup>

En el caso de mezclas gas-líquido, la mezcla de fases entra al separador y, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momentum de la mezcla, provocando así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulación de líquido). Esta sección provee del tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas.

## **2.6 Etapas de separación** <sup>[12, 15, 16]</sup>

- Sección Primaria
- Sección Secundaria
- Sección de Extracción de Neblina
- Segregación Final

### **2.6.1 Sección Primaria** <sup>[16]</sup>

La corriente de fluidos que entra al separador proviene a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida. Debido a esto, se debe disipar el gran impulso que posee la corriente de fluidos a la entrada del separador. Para reducir el impulso y disminuir la turbulencia se puede utilizar una placa desviadora o cualquier otra técnica la cual induzca una fuerza centrífuga al flujo con la cual se separen volúmenes de líquido del gas.

### **2.6.2 Sección Secundaria** <sup>[12, 15, 16]</sup>

El principio más importante de la separación en esta sección es la decantación del líquido por gravedad desde la corriente de gas, una vez reducida su velocidad. La eficiencia en esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, del tamaño de las partículas y del grado de turbulencia del gas. El grado de turbulencia debe ser reducido al mínimo, éste se mide por medio del número de Reynolds, algunos diseños incluyen desviadores internos para reducir la turbulencia y disipar la espuma. Los desviadores pueden actuar también como colectores de gotas.

### **2.6.3 Sección de Extracción de Neblina** <sup>[12, 15]</sup>

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

### **2.6.4 Segregación Final** <sup>[12,15,16]</sup>

En esta etapa se procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma. Para que esto ocurra es necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación. Puede colocarse un rompe vórtices sobre la(s) boquilla(s) de salida del líquido para prevenir el arrastre de gas o petróleo por el líquido residual.

## **2.7 Factores que afectan la eficiencia de separación** <sup>[9]</sup>

Existen muchos factores que pueden afectar la separación eficaz y eficiente en un proceso de separación. Es necesario conocer cuáles son los que se consideran más importantes y relevantes al momento de realizar un diseño eficaz del separador.

Los factores son los siguientes:

### 2.7.1 Viscosidad del gas <sup>[9, 3]</sup>

El efecto de la viscosidad del gas en la separación, se puede observar de las fórmulas para determinar la velocidad de 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 aumente la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y, por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

### 2.7.2 Temperatura <sup>[9, 3]</sup>

Adicionar un calentamiento al flujo entrante petróleo/agua es el método tradicional de separación. El aumento de la temperatura reduce la viscosidad de la fase de petróleo se debe tener presente cómo afecta la variación de la misma a la ecuación velocidad de asentamiento (ecuación 3.9). También posee el efecto de disolver pequeños cristales de parafina y asfáltenos y, por lo tanto, neutralizan su efecto como posible emulsificante. La temperatura normalmente se encuentra en el rango de 100-160 °F. En el tratamiento de crudos pesados puede ser más alta de los 300 °F. Adicionar temperatura puede causar una pérdida significativa de hidrocarburos liviano si se alcanza el punto de ebullición de la mezcla. Este resultado es conocido como “encogimiento” del petróleo. Las moléculas que salen de la fase de petróleo pueden ser ventiladas o comprimidas y vendidas con el gas. Incluso si son vendidos con el gas, existe la probabilidad de tener una pérdida neta en las ganancias debido al proceso de introducir el volumen de líquido dentro del gas. En la figura 11, se muestra la cantidad de encogimiento que se puede esperar.

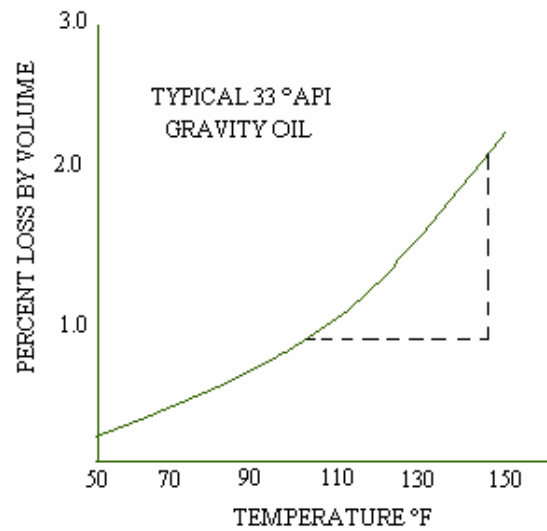


Fig. 11 Porcentaje de pérdida de volumen vs temperatura. <sup>[9]</sup>

Al incrementar la temperatura a la cual ocurre el proceso, se presenta la desventaja de hacer que el petróleo crudo que se recupera en los tanques de almacenamiento se vuelva más pesado, y pierda valor comercial. Los compuestos livianos salieron de la mezcla debido que se alcanzó el punto de ebullición de la misma y el líquido remanente tiene una gravedad API mas baja (Fig. 12).

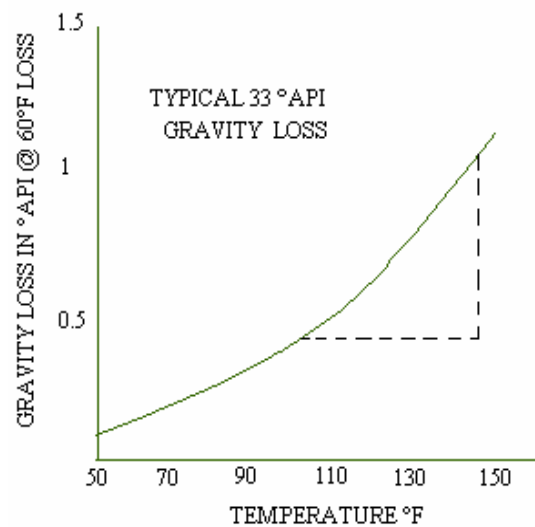


Fig. 12. Pérdida de °API vs temperatura. <sup>[9]</sup>

Incrementando la temperatura puede bajar la gravedad específica y la presión de operación a la cual se está separando el crudo del agua, por lo tanto, depende de las propiedades del crudo, ya que podría aumentar o disminuir la gravedad específica. Solo si la temperatura es menos que 200 °F el cambio de la gravedad específica puede ser obviada.

El gas liberado cuando el crudo es sometido a temperaturas puede ocasionar daños a los equipos de separación si los mismos no están bien diseñados, ya que aumenta la presencia de gas en la sección de coalescencia. Si mucho gas es liberado, puede crear suficiente turbulencia y puede impedir la coalescencia, es decir la separación del gas de la mezcla.

### **2.7.3 Densidad del líquido y gas <sup>[3]</sup>**

La densidad del líquido y el gas afectan la capacidad 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 a la densidad del gas.

### **2.7.4 Tamaño de las partículas de líquido <sup>[3]</sup>**

El tamaño de las partículas 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, cuando la separación es por choque.

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

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.

### **2.7.5 Velocidad del gas <sup>[3]</sup>**

Generalmente los separadores se diseñan de forma que las partículas de líquidos tengan un tamaño determinado, las partículas con dicho tamaño 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 incrementa el volumen de gas manejado, no se separan totalmente las partículas de líquido mayores al tamaño establecido en la sección secundaria. Esto ocasiona que se inunde el extractor de niebla y como consecuencia, que haya arrastres repentinos de cantidades de líquido en el flujo de gas que sale del separador.

### **2.7.6 Presión de separación <sup>[3]</sup>**

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 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.

## **2.8 Consideraciones iniciales en el diseño de un separador gas-líquido <sup>[8]</sup>**

Para el diseño adecuado de un separador gas-líquido, es necesario tomar en cuenta los puntos siguientes:

- La energía que posee el fluido al entrar al recipiente debe ser controlada.
- Los flujos de las fases líquida y gaseosa deben estar comprendidos dentro de los límites adecuados que permitan su separación a través de las fuerzas gravitacionales que actúan sobre esos fluidos y que establezcan el equilibrio entre las fases gas-líquido.
- La turbulencia que ocurre en la sección ocupada principalmente por el vapor debe ser minimizada.
- La acumulación de espuma y partículas contaminantes deben ser controladas.
- Las fases líquidas y vapor no deben ponerse en contacto una vez separadas.
- Las regiones del separador donde se puedan acumular sólidos deben, en lo posible, estar provistos de facilidades adecuadas para su remoción.
- El equipo será provisto de la instrumentación adecuada para su funcionamiento adecuado y seguro en el marco de la unidad/planta a la que pertenece.

## **2.9 Fases (en operaciones de Producción y Refinación de Petróleo) líquido<sup>[8]</sup>**

En operaciones de separación de fases en Producción y/o Refinación de Petróleo, normalmente se hablará de las siguientes:

### **2.9.1 Vapor-Líquido**

El vapor o gas es la fase liviana continua, y el líquido es la fase pesada discontinua.

### **2.9.2 Hidrocarburo líquido-Agua**

El hidrocarburo líquido (HC líq) es la fase liviana continua y el agua es la fase pesada discontinua (Decantación de Agua en aceite).

### **2.9.3 Agua-hidrocarburo líquido.**

El agua es la fase pesada continua y el hidrocarburo o aceite es la fase liviana discontinua (Flotación de Aceite en agua).

## **2.10 Parámetros que intervienen en el diseño de separadores** <sup>[8, 15]</sup>

Al iniciar el diseño de un separador, sólo la experiencia anuncia la posibilidad de que se trate de uno horizontal o uno vertical. La secuencia del cálculo y el costo comparativo de los recipientes son los que van a señalar la factibilidad de usar un determinado recipiente.

Los principales parámetros que entran en juego para la decisión son los siguientes:

### **2.10.1 Composición del fluido que se va a separar**

Es cierto que la mayoría de los ingenieros no analizan con antelación la composición de la alimentación, sino que parten de un determinado volumen y tipo de fluido supuestamente conocido al hacer la selección. Pese a esto, es conveniente que el diseñador esté familiarizado con el concepto de equilibrio de fases y separación instantánea, con el fin de predecir cuál será la cantidad y calidad del gas y de líquido que se formarían en el separador, en las condiciones de presión y temperatura de diseño.

### **2.10.2 Flujo normal de vapor**

El flujo normal de vapor (o gas) es la cantidad máxima de vapor alimentada a un separador a condiciones típicas de operación (es decir, en ausencia de perturbaciones tales como las que aparecen a consecuencia de inestabilidades del proceso o a pérdidas de la capacidad de condensación aguas arriba del mismo). Los separadores son altamente efectivos para flujos de vapor del orden de 150% del flujo normal y, por lo tanto, no es necesario considerar un sobrediseño en el dimensionamiento de tales separadores. Si se predicen flujos mayores al 150%, el diseño del separador debe considerar dicho aumento.

### **2.10.3 Presión y temperatura de operación**

El estudio previo de las variaciones de presión y temperatura en el sitio donde se instalará la unidad afectará, de manera determinante, la selección del equipo. La mayoría de los operadores no se detienen a pensar cómo se afectan las condiciones de

operación al bajar la presión. Existe la seguridad de que al elevar la presión podría fallar el material; pero no se analiza el incremento de la velocidad dentro del sistema al bajarla; un descenso abrupto, manteniendo constante el caudal, eleva la velocidad interna del equipo, produce espuma, arrastre de los fluidos y puede volar el extractor de niebla.

#### **2.10.4 Factor de compresibilidad del gas ( $z$ ) en condiciones de trabajo**

El valor de  $z$  determina el volumen del gas en las condiciones de operación. El diseñador deberá seleccionar el modelo más conveniente para que los resultados coincidan con los valores de campo.

#### **2.10.5 Densidad de los fluidos en las condiciones de operación**

La densidad de los fluidos dentro del separador interviene de modo directo. Es fácil calcular la densidad del gas en las condiciones de operación. En el caso de los líquidos, muchas personas trabajan en condiciones normales, bajo el supuesto del efecto de los cambios de presión y temperatura afectan muy poco los resultados finales.

#### **2.10.6 Velocidad crítica**

La velocidad crítica es una velocidad de vapor calculada empíricamente que se utiliza para asegurar que la velocidad superficial de vapor, a través del separador, sea lo suficientemente baja para prevenir un arrastre excesivo de líquido. Tal velocidad no está relacionada con la velocidad sónica.

#### **2.10.7 Constante de K (Souders & Brown)**

Es uno de los parámetros que mayor relevancia tiene en el momento de predecir el comportamiento de los fluidos dentro de un recipiente. En cierto modo, es el valor que se acerca o aleja las predicciones del funcionamiento real del sistema.

A pesar de que, al comienzo, el valor de  $K$  atendía a la deducción matemática de la fórmula, es la experiencia de campo y mejoras tecnológicas que se le introducen a los

diseños lo que ha venido adaptando este parámetro al comportamiento real de los recipientes. En la práctica, lo que suelen hacer los fabricantes es diseñar el extractor de niebla y ajustar en el campo el valor correspondiente, para predecir los resultados reales. Por esa razón, se suelen encontrar unidades pequeñas garantizadas para manejar cantidades de gas mucho mayores de lo esperado. Al utilizar velocidades críticas más altas que las resultantes del uso directo de las fórmulas, los separadores serán de diámetros más pequeños.

### 2.10.8 Tiempo de retención <sup>[12, 15]</sup>

La capacidad líquido de un separador depende principalmente del tiempo de retención del líquido en el recipiente, una buena separación requiere de un tiempo suficiente para lograr el equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa a la temperatura y presión de separación.

Tabla 2. Tiempos de retención. <sup>[15]</sup>

Gravedades del petróleo	Minutos (Típicos)
Por encima de 40 °API	1 a 2
25-40 °API	1 a 3
< 25°API y/o espumoso	3 a 12

### 2.10.9 Relación longitud/diámetro <sup>[9]</sup>

Existe una constante adimensional llamada R, que permite determinar la relación entre la longitud de costura a costura ( $L_{ss}$ ) con el diámetro del separador. Este parámetro permite determinar el diseño más eficiente y económico, se toma el valor de R entre valores de 3 y 4.

Aunque para algunos casos específicos en diseño de separadores verticales la altura de líquido ocasiona restricciones y permite que existan valores de relación longitud/diámetro muy bajos.

### 2.10.10 Dimensionamiento del separador

Al contemplar los cálculos que sirven de soporte para seleccionar la unidad, el diseñador tiene la obligación de indicar las dimensiones mínimas del recipiente que desea adquirir.

## 2.11 Dispositivos internos del separador <sup>[9, 17]</sup>

### 2.11.1 Desviadores de Entrada <sup>[9]</sup>

Existen muchos tipos de desviadores pero los más utilizados son dos tipos. El primero es el deflector de regulación (Fig 13); éste puede ser un plato esférico, placa plana, plancha de ángulo o algún otro dispositivo que genere un cambio rápido en la dirección y velocidad de los fluidos. El diseño de este regulador se basa principalmente en la capacidad que tengan de disminuir el impulso (momentum) de impacto.

El segundo dispositivo se conoce como ciclón de entrada el cual usa la fuerza centrífuga en lugar de la agitación mecánica para separar el petróleo del gas (Fig 14). Esta entrada puede tener una chimenea ciclónica o usar una carrera de fluido tangencial a través de las paredes.

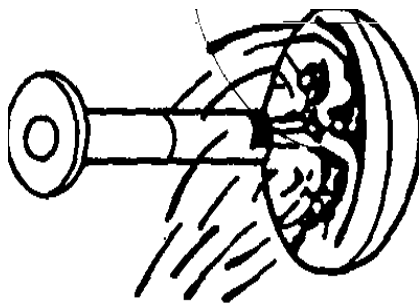


Fig. 13 Deflector de Regulación. <sup>[9]</sup>

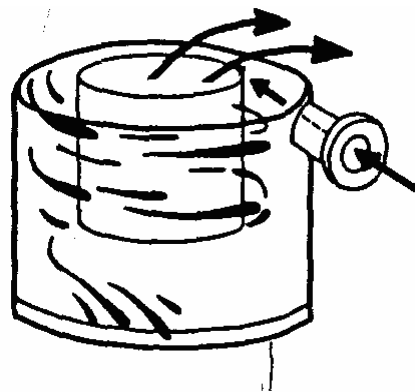


Fig. 14 Entrada Ciclónica. <sup>[9]</sup>

### 2.11.2 Placas antiespuma <sup>[9]</sup>

La espuma se forma cuando las burbujas de gas se liberan del líquido. La espuma es la principal causa para un rendimiento pobre en los separadores. La separación de espuma limita la separación de gas-líquido en el separador. Para lograr la separación de espuma éstas partículas deben ser descompuestas. Los parámetros controladores de espuma son: una adecuada área de superficie, un tiempo de retención y un estabilizador de espuma como silicón u otras sustancias químicas que sean compatibles con el crudo. Estos parámetros establecerán una tasa adecuada de espuma que permitirá una descarga de fluidos eficiente y evitará una mezcla entre ella y el gas seco.

### 2.11.3 Rompedores de Vórtices <sup>[9]</sup>

Se utiliza para disminuir la presencia de un vórtice o remolino cuando la válvula de control de líquido está abierta, debido a que éste absorbe gas del vapor y lo remezcla en la salida de líquido (Fig 15).

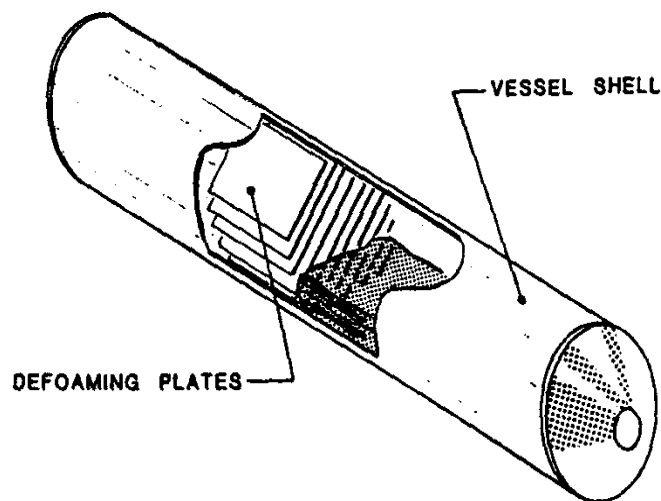


Fig. 15 Rompedor de Remolinos. <sup>[11]</sup>

**2.11.4 Extractor de Neblina <sup>[9]</sup>**

Hay dos dispositivos que son los más utilizados: cojines de mallas de alambres (Fig. 16) y extractores de veleta (Fig. 17).

Cojines de mallas de alambres: las gotas de líquido pasan a través de la malla de alambre produciendo un choque entre ellas y generando la coalescencia, lo que permite que éstas cambien de dirección y regresen a la fase líquida. Estos cojines con el tamaño apropiado pueden llegar a remover el 99% de las gotas de 10 micrones.

Extractor tipo Veleta: éste obliga al flujo de gas a ser laminar entre las placas paralelas que contienen el cambio direccional. Las gotas chocan con la placa de superficie donde la coalescencia hace que las gotas caigan a la parte líquida.



Fig. 16. Cojines de Mayas de Alambres.<sup>[9]</sup>

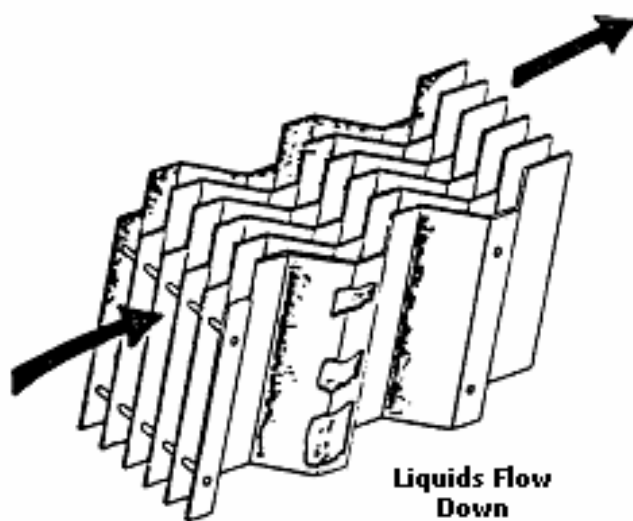


Fig. 17. Extractor Tipo Veleta.<sup>[9]</sup>

### 2.11.5 Rompedores de Olas <sup>[9]</sup>

Es utilizado en los separadores horizontales. Este dispositivo no es más que un regulador vertical por donde atraviesa el flujo gas-líquido en forma perpendicular.

### 2.12 Funciones internas de los equipos del separador <sup>[8]</sup>

Los dispositivos internos de un separador prestan una gran variedad de funciones, todas con el objetivo de mejorar la separación de las fases y/o garantizar una operación confiable y segura de los equipos aguas abajo. Entre tales funciones están:

- **Separación primaria de las fases:** Reducción del momentum de las fases o cambio en la dirección del flujo de las mismas (deflectores, distribuidores de entrada).
- **Reducción en oleaje o salpicaduras:** evita o reduce el “re-arrastre” de gotas de líquido por la corriente de vapor o reduce la turbulencia en separaciones líquido-líquido (planchas rompe olas).
- **Coalescencia de gotas muy pequeñas:** Para separaciones vapor-líquido, los eliminadores de niebla (mallas de alambre, laberinto de aletas, etc). Para separación líquido-líquido, los platos o esponjas coalescedoras (no cubiertos por el MDP de tambores).
- **Reducción del arrastre de burbujas de vapor/gas en la salida de líquido:** rompe vórtices.
- **Reducción mecánica de formación de espuma:** placas rompe espuma.
- **Limpieza interna de recipientes:** cuando se espera una deposición continúa de sólidos que no pueden ser fácilmente removibles (tuberías internas: No cubierto por el MDP de tambores).
- **Reducción del tiempo de decantación:** en el caso de separaciones líquido-líquido, se busca reducir el tiempo en que una gota de la fase pesada discontinua alcance la interfase pesada-liviana (placas de decantación).

### **2.13 Accesorios externos <sup>[12]</sup>**

#### **2.13.1 Válvula de seguridad y alivio**

Son válvulas que se calibran a la máxima presión de operación y sirven para proteger la integridad física del equipo contra presiones excesivas, en el caso de existir alguna obstrucción en las salidas o un aumento anormal en la entrada.

#### **2.13.2 Válvulas de control de contra-presión**

Van colocadas en la tubería de salida de gas del separador y controlan la presión del separador.

#### **2.13.3 Válvulas de control de líquido**

Van en las descargas de líquidos y son reguladoras mediante un controlador de nivel de líquidos.

#### **2.13.4 Controles de procesos**

La presión de operación puede ser controlada mediante una válvula de contrapresión operada por contrapeso, resorte o piloto de gas. Cuando el gas es enviado a una tubería, la presión mínima del separador normalmente es fijada por la presión de transmisión o por la presión del sistema de recolección. Los separadores deberán estar equipados con uno o más controles de nivel de líquido. Normalmente un control de nivel de líquido para la sección de acumulación de un separador bifásica, activa una válvula de vaciado para mantener el nivel de líquido requerido. Para los separadores trifásicos se utilizan normalmente dos sistemas de control de nivel de líquido, conjuntamente con estos controles de nivel se utilizan compuertas y desviadores internos, los separadores se equipan con medidores de vidrio o ventanillas de vidrio para indicar uno o dos niveles, normalmente se instalan en los separadores un manómetro y un termómetro.

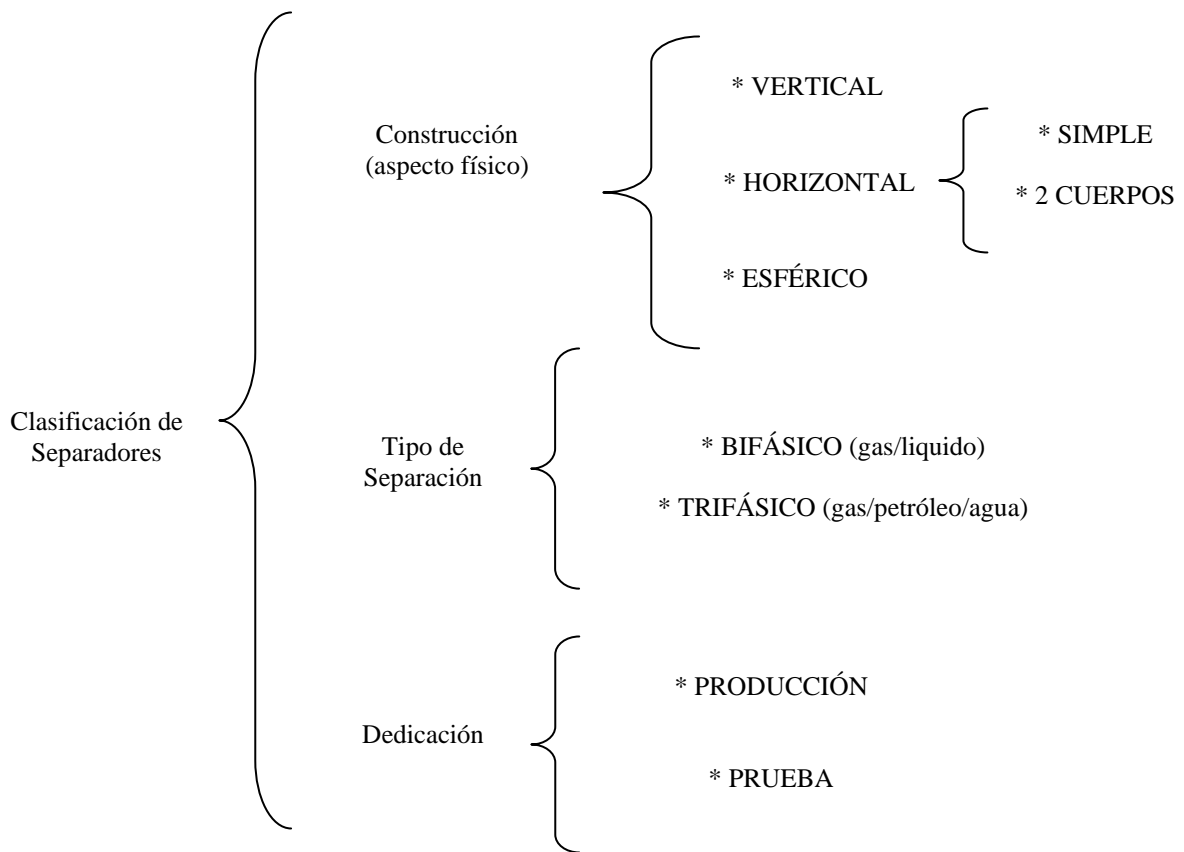
**2.13.5 Dispositivos de alivio**

Todos los separadores independientemente del tamaño o la presión, deberán estar provistos de dispositivos de protección de presión fijados de acuerdo con los requerimientos del código ASME. Para suministrar la capacidad necesaria de alivio pueden utilizarse múltiples dispositivos de alivio de presión, como una válvula de alivio de presión conjuntamente con un disco de ruptura. La válvula de alivio normalmente se fija a la máxima presión de trabajo permisible, el disco de ruptura normalmente se selecciona para aliviar presiones mayores a la presión de ajuste de la válvula de alivio. Los dispositivos de alivio de presión no necesitan ser suministrados por el fabricante del separador, pero la protección de sobrepresión deberá ser provista antes de poner en servicio el separador. El comprador determinará sobre quién recaerá la responsabilidad de proveer los dispositivos de alivio.

**2.13.6 Líneas de descarga**

Las líneas de descarga de los dispositivos de alivio de presión deberán considerarse de manera individual, una discusión detallada sobre el particular va más allá del alcance de esta especificación.

## 2.14 Clasificación de los separadores <sup>[17]</sup>



### 2.14.1 Separadores bifásicos <sup>[12]</sup>

Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmiscible. Se emplean para dejar lo mas libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas.

### 2.14.2 Separadores trifásicos <sup>[15]</sup>

Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, aguas) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del

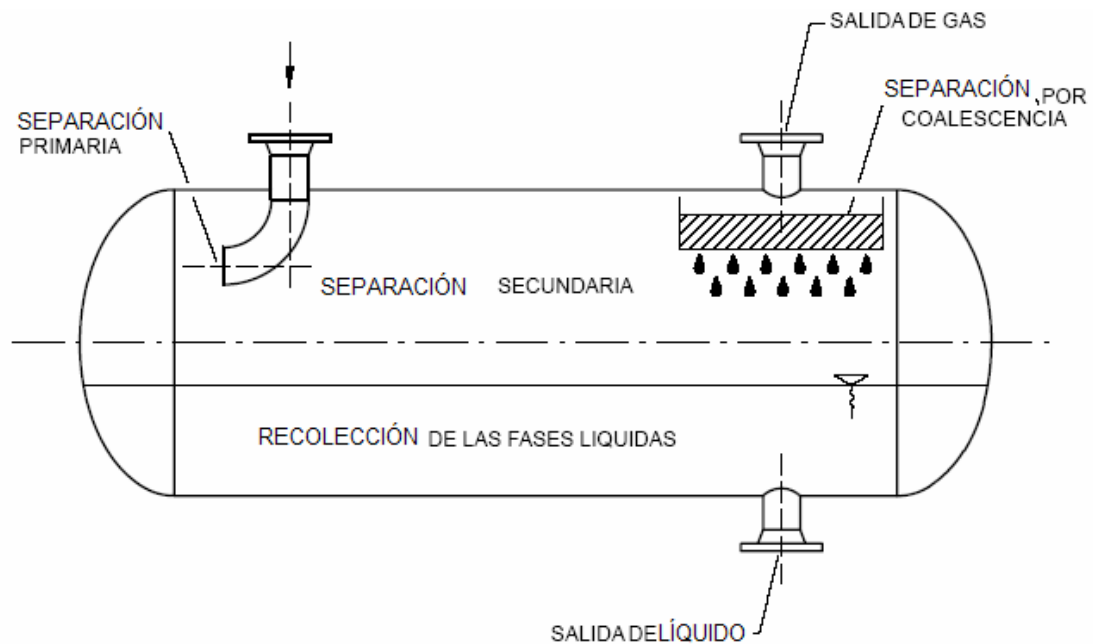
petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

### **2.14.3 Separadores Horizontales** <sup>[9, 18]</sup>

El fluido entra en el separador (Fig. 18) y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas - líquidos. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas.

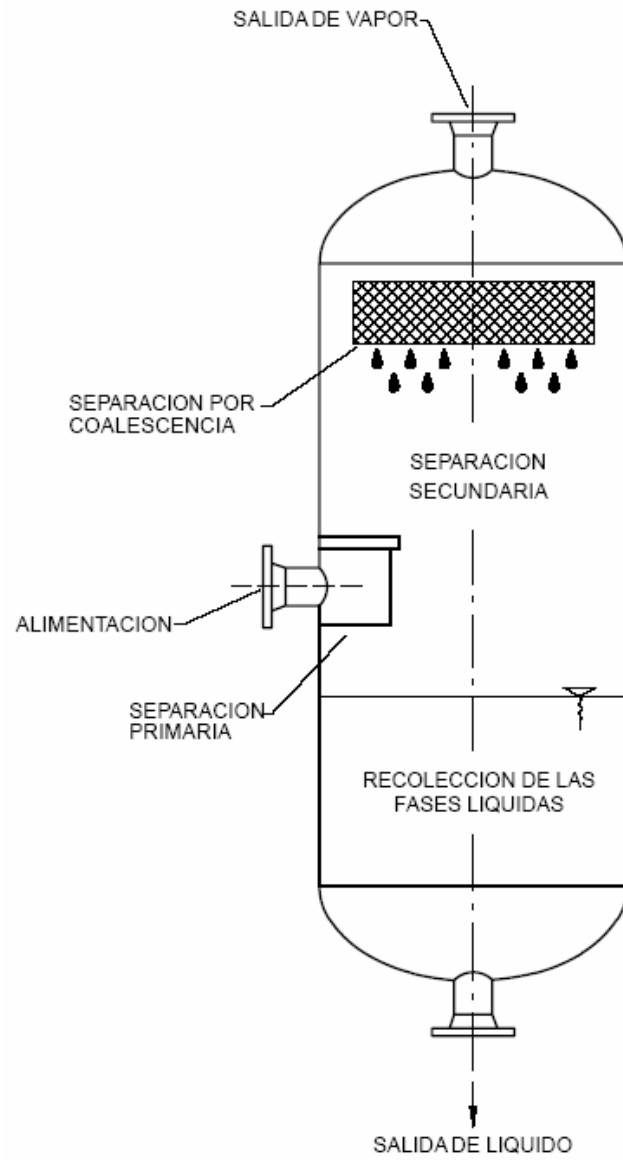
Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas - líquidos.

Fig. 18. Separador horizontal.<sup>[8]</sup>

#### 2.14.4 Separadores verticales <sup>[9, 18]</sup>

La figura 19 es un esquema de un separador vertical. En esta configuración el flujo de entrada entra al recipiente por un lado. A igual que con el separador horizontal, el desviador de ingreso hace la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego arriba hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de fundición/extractor de neblina antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.

Fig. 19. Separador vertical.<sup>[8]</sup>

### 2.14.5 Separadores Esféricos <sup>[11]</sup>

La figura 20 muestra un separador esférico típico. Las mismas cuatro secciones previamente descritas también están en este recipiente. Los separadores esféricos pueden ser considerados como un caso especial de separadores verticales sin un casco cilíndrico entre los dos cabezales. Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleada líquido y dificultades con la fabricación, los separadores esféricos ya no son especificados para aplicaciones para campos petrolíferos y no proveeremos ninguna discusión adicional sobre ellos.

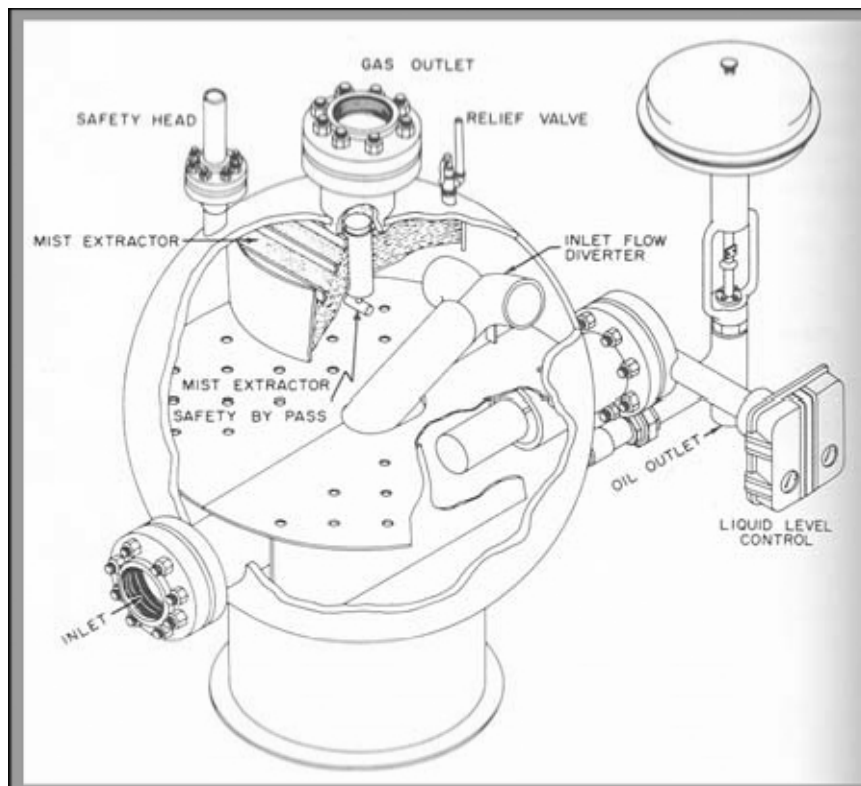


Fig. 20. Separador esférico. <sup>[19]</sup>

### 2.14.6 Otras configuraciones <sup>[16, 20]</sup>

Algunos separadores operan con fuerza centrífuga. Aunque los separadores centrífugos (fig. 21) ocupan un espacio eficiente, no son comúnmente utilizados en las operaciones de producción porque son sensibles a la tasa de flujo y requieren de caídas en presión mayores a las de las configuraciones standard.

Otro tipo de separador utilizado en ciertas aplicaciones de flujo alto de gas / bajo de líquidos es el separador de filtro (Fig. 22). Éstos pueden ser horizontales o verticales en configuración. Los tubos de filtración en la sección de separación inicial funde la neblina líquida en gotas más grandes mientras el gas pasa por los tubos. Una sección secundaria, que consiste de aletas u otros elementos de extracción de neblina, remueve estas gotas fundidas. Este recipiente puede remover el 100% de todas las partículas mayores a 2 micras y el 99% de aquellas hasta un mínimo de 0,5 micras. Los separadores de filtro comúnmente son utilizados en las entradas de compresores en estaciones de compresión en el campo, como depuradoras finales corriente arriba de las torres de contacto de glicol y en aplicaciones de instrumento / gas de campo. El diseño es dependiente del tipo de elemento de filtro utilizado.

Los separadores de dos barriles antes eran comunes. En estos diseños las cámaras de gas y de líquidos están separadas. El flujo entra al recipiente por el barril superior y se choca con el desviador de ingreso. Los líquidos libres caen al barril inferior mediante un tubo de flujo. El gas fluye a través de la sección de asentamiento de gravedad y se encuentra con el extractor de neblina en ruta a la salida de gas. Los líquidos se drenan mediante un tubo de flujo al barril inferior. Cantidades pequeñas de gas arrastrado en el líquido son liberadas en el barril de recolección de líquidos y fluyen hacia arriba por la tubería de flujo. De esta manera, la acumulación de líquidos es separada de la corriente de gas para que no haya oportunidad que oleadas de gas se derramen y vuelvan a arrastrar al líquido. Ya no se utilizan mucho las unidades de dos barriles debido a su costo adicional y porque existen pocos problemas con los separadores de un solo barril. Para aplicaciones en las cuales hay poco flujo de líquido, un separador horizontal frecuentemente incluye un líquido de sumidero en el extremo de salida

para proveer el tiempo de retención de líquidos necesario. Por lo general, esto resulta en un diámetro menor de recipiente.

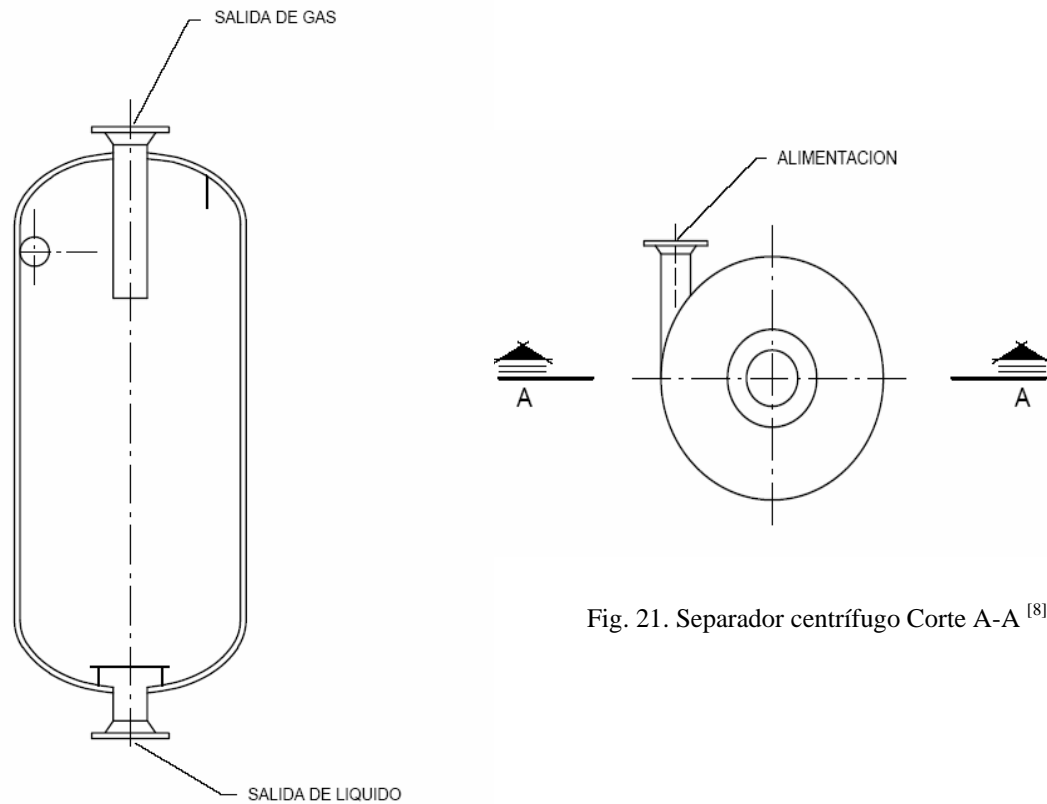


Fig. 21. Separador centrífugo Corte A-A <sup>[8]</sup>

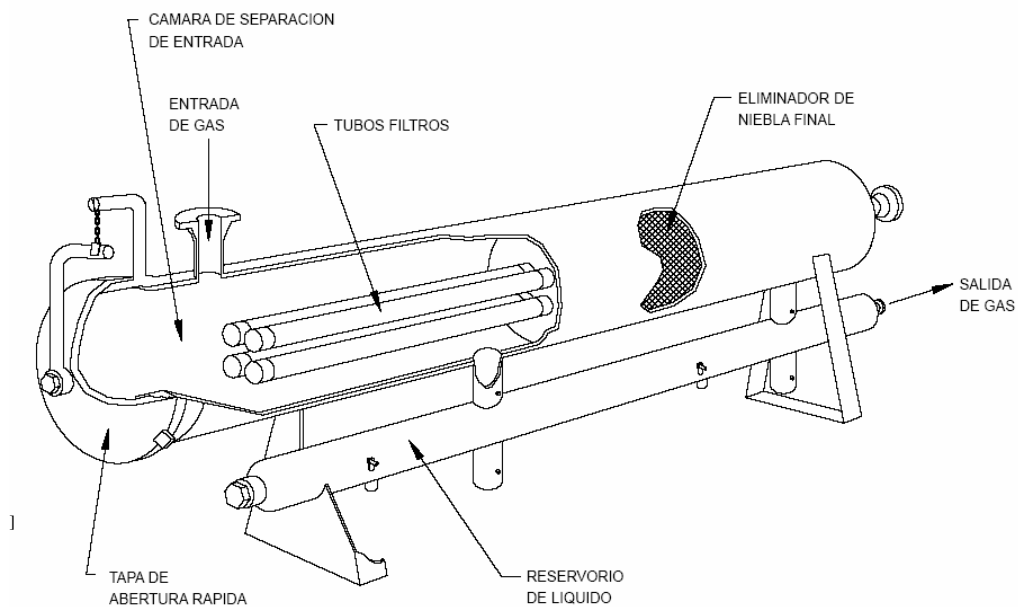


Fig. 22 Separador de filtro. <sup>[8]</sup>

## 2.15 Ventajas y desventajas de los separadores <sup>[12, 16]</sup>

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los separadores

Horizontal	Vertical
<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La dirección del flujo no se opone al drenado en la extracción de neblina.</li> <li>• Gran control de turbulencia.</li> <li>• Mejor manejo para la retención de volumen.</li> <li>• Mayor área de superficie líquida.</li> <li>• Fácil mantenimiento y servicio.</li> <li>• Mejor para el manejo de espuma.</li> <li>• Mayor capacidad de líquido con un alto RGP.</li> </ul>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede manejar grandes cantidades de sedimentos o lodo.</li> <li>• Buena capacidad de oleada.</li> <li>• No requiere de mucho espacio físico.</li> <li>• Puede ser limpiado fácilmente.</li> </ul>
<p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere mayor espacio físico.</li> <li>• Los extractores de neblina a veces se tapan y explotan.</li> <li>• No es bueno para el manejo de sedimentos o lodo.</li> </ul>	<p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Más costoso para procesar iguales cantidades de gas.</li> <li>• Menor capacidad para el drenado de neblina.</li> <li>• No es bueno para la espuma.</li> <li>• Dificultad para revisar equipos en la parte superior.</li> <li>• Baja capacidad de líquido con un alto RGP.</li> </ul>

Tabla 4. Recomendación de tipo de separador <sup>[8]</sup>

<b>Situación</b>	<b>Vertical sin malla</b>	<b>Vertical con malla</b>	<b>Horizontal sin malla</b>	<b>Horizontal con malla</b>
Alta retención vapor/líquido	Muy recomendable	Muy recomendable	Moderado	Moderado
Alto flujo de gas	Muy recomendable	Muy recomendable	Moderado	Moderado
Baja relación vapor/líquido	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable
Alto flujo de líquido	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable
Presencia de sólidos materiales pegajosos	Recomendable	Moderado: considerar internos especiales	Moderado: considerar internos especiales consideración	Moderado: considerar internos especiales consideración
Separación líquido-líquido solamente	No recomendable	No recomendable	Recomendable	No aplica
Separación líquido-líquido-vapor	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable
Limitaciones en área de planta	Recomendable	Recomendable	No recomendable	No recomendable
Limitaciones en espacio vertical o altura	No recomendable	No recomendable	Recomendable	Recomendable

## **2.16 Problemas operacionales típicos a tomar en cuenta en el diseño <sup>[8]</sup>**

### **2.16.1 Formación de espuma**

La tendencia a formar espuma de una mezcla vapor-líquido o vapor-líquido-líquido afectará severamente el desempeño del separador. Generalmente, si se sabe que la espuma es un problema antes de instalar el recipiente, pueden incorporarse deflectores de espuma como el método más económico de eliminar el problema. Sin embargo en algunos casos puede ser necesario resolver un problema en particular, usando soluciones más efectivas como agregar longitud extra al recipiente o usar aditivos químicos. Cualquier información que pueda obtenerse sobre la dispersión de espuma por análisis de laboratorio, antes del diseño del separador es de mucha ayuda. Un caso específico de esta situación son los separadores de Producción (gas-petróleo o gas-petróleo-agua).

### **2.16.2 Flujo de avance**

Algunas líneas de flujo bifásico muestran la tendencia a un tipo de flujo inestable, de oleaje, que se denomina flujo de avance. Obviamente la presencia del flujo avance requiere incluir placas rompe olas en el separador.

### **2.16.3 Materiales pegajosos**

Alimentaciones con materiales pegajosos, como es el caso de crudos parafinosos, pueden presentar problemas operativos, debido al ensuciamiento o incrustación de los elementos internos.

### **2.16.4 Presencia y acumulación de sólidos**

Cuando se conoce que un servicio tendrá arrastre de sólidos, deberán tomarse las prevenciones correspondientes: tuberías de lavado (si aplica), boquillas de limpieza por inyección de líquidos, boquillas de remoción de sólidos, inclinación de recipientes horizontales. Para separadores de producción, considerables cantidades de arena pueden ser producidas con el crudo. En los separadores en servicio de petróleo arenoso deben proveerse aberturas para la limpieza.

### 2.16.5 Bajas temperaturas

Aun cuando esta condición no se encuentra a menudo, la temperatura baja y la presión alta presentan la posibilidad de formación de hidratos de gas. Es correcto suponer que cualquier gas natural o gas asociado contiene vapor de agua al producirlo y que esta agua puede condensarse y causar formación de hidratos. Este renglón debe ser verificado ya que puede ser necesario el calentamiento para resolver el problema.

### 2.16.6 Crudos viscosos

La presencia de crudos viscosos en los procesos de separación presentan inconvenientes a los cuales se necesita incrementar el tiempo de retención durante el proceso de separación del mismo, es recomendable 4 veces el tiempo normal.

## 2.17 Consideraciones generales para estimar las dimensiones en separadores horizontales <sup>[12]</sup>

- El máximo nivel de líquido debe dejar una altura mínima de 15 pulgadas para el espacio de vapor, pero nunca este nivel deberá estar por encima de la línea media del separador.
- El volumen de los cabezales no se toma en cuenta en los cálculos de las dimensiones del separador.
- Las boquillas de entrada y salida deberán ubicarse tan cerca, como sea práctico, de las líneas tangentes del separador.
- Las salidas de líquido llevarán accesorios antivórtices.
- Se especifican valores de L/D entre 2.5 hasta 6 pero ciertas empresas fabricantes utilizan 3,4 y 5 como valores económicos de esta relación.
- Volumen de operación, o sea el volumen comprendido entre el nivel máximo (NAL) y el nivel mínimo (NBL) (Fig 23).
- Bajo nivel de líquido 1.31pie.
- La distancia entre la parte baja de la malla y el NAAL debería ser de 12 pulgadas.

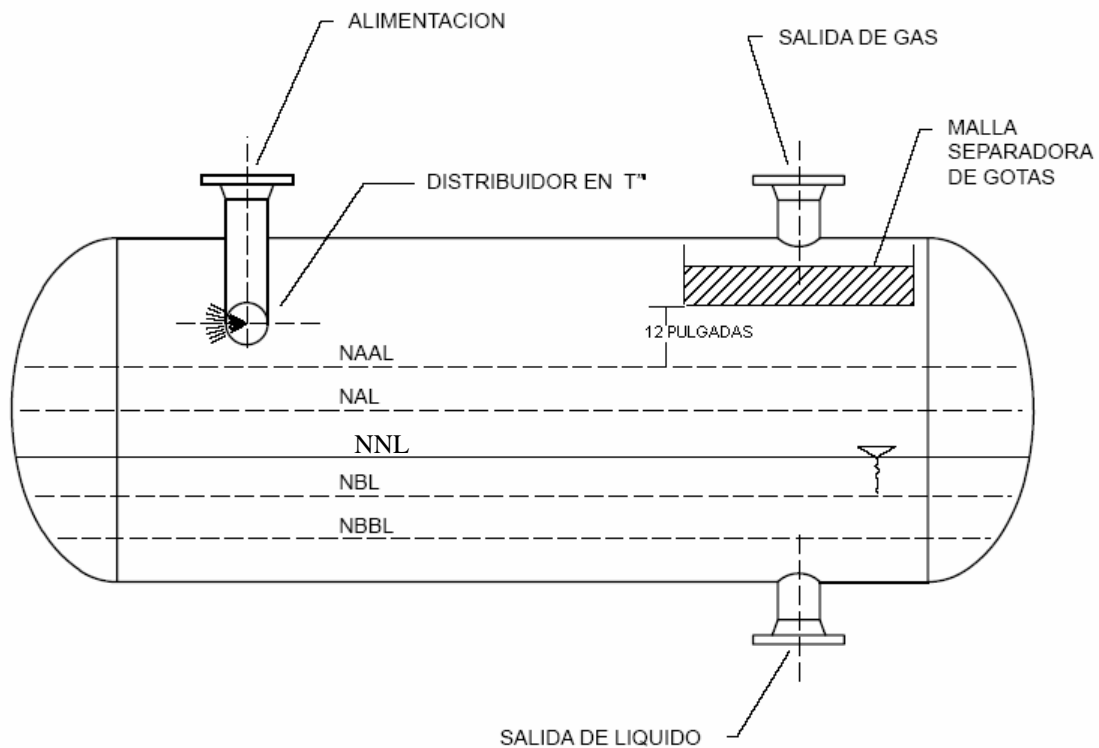


Fig. 23. Niveles de líquido (separador horizontal) <sup>[8]</sup>

## 2.18 Consideraciones generales para estimar las dimensiones en separadores verticales <sup>[12]</sup>

- La altura del nivel de líquido en un separador vertical depende esencialmente del tiempo de retención, el cual a su vez se fija sobre la base de consideraciones del proceso.
- La máxima velocidad permisible del vapor en un separador será igual a la velocidad límite y el diámetro calculado en base a ésta será redondeado en 6 pulgadas, Sin embargo, en caso de no instalar dicho eliminador,  $V_p$  no será mayor que el 80% de la velocidad límite
- El espacio para el desprendimiento y sedimentación de las gotas, es decir, la distancia entre la parte superior del tubo de entrada y la parte inferior del eliminador de neblina, deberá ser igual al diámetro del separador. Sin

embargo, cuando el diámetro del separador es menor a 3 pie, el espacio de sedimentación será como mínimo 3 pie.

- La distancia entre la boquilla de entrada y el máximo nivel de líquido será igual a la mitad del diámetro o por lo menos 2 pie.
- La distancia entre la línea tangente superior del separador y el fondo del eliminador de neblina será por lo menos de 3 pie.
- Los diámetros de los recipientes de 3 pie y mayores deberán especificarse en incrementos de 6 pulgadas. En los separadores cuya carcasa se fabrique con plancha, se especificarán sus diámetros internos, sus longitudes serán especificadas en incrementos de 3 pulgadas.
- Los separadores de 30 pulgadas de diámetro y menores deberán fabricarse con tubería, se especificarán sus diámetros externos; los cabezales superiores serán bridas del mismo diámetro que el tubo, provistas con tapas o bridas ciegas; el fondo podrá fabricarse con cabezales estándar o casquetes de tuberías.
- Las entradas deberán tener un accesorio interno para desviar el flujo hacia el fondo del separador, los recipientes de 3 pie de diámetro y mayores tendrán como accesorio de entrada una caja abierta por el fondo, soldada a la boca de entrada, por la parte interior del equipo (Fig. 24), para los recipientes hechos con tubo, el accesorio se fabricará con un codo de 90°.
- Las salidas deberán tener dispositivos antivórtices.
- Los eliminadores de neblina tipo malla, deberán tener 4 pulgadas de espesor, 9lb/pie<sup>3</sup> de densidad y ser hechos de acero inoxidable. No deben aceptarse las mallas fabricadas con alambre de acero inoxidable en espiral.
- La figura 25 indica todos los parámetros de diseño, incluyendo las alturas para los espacios de líquidos y vapor.
- Los criterios para estimar las alturas se resumen en la tabla 5.

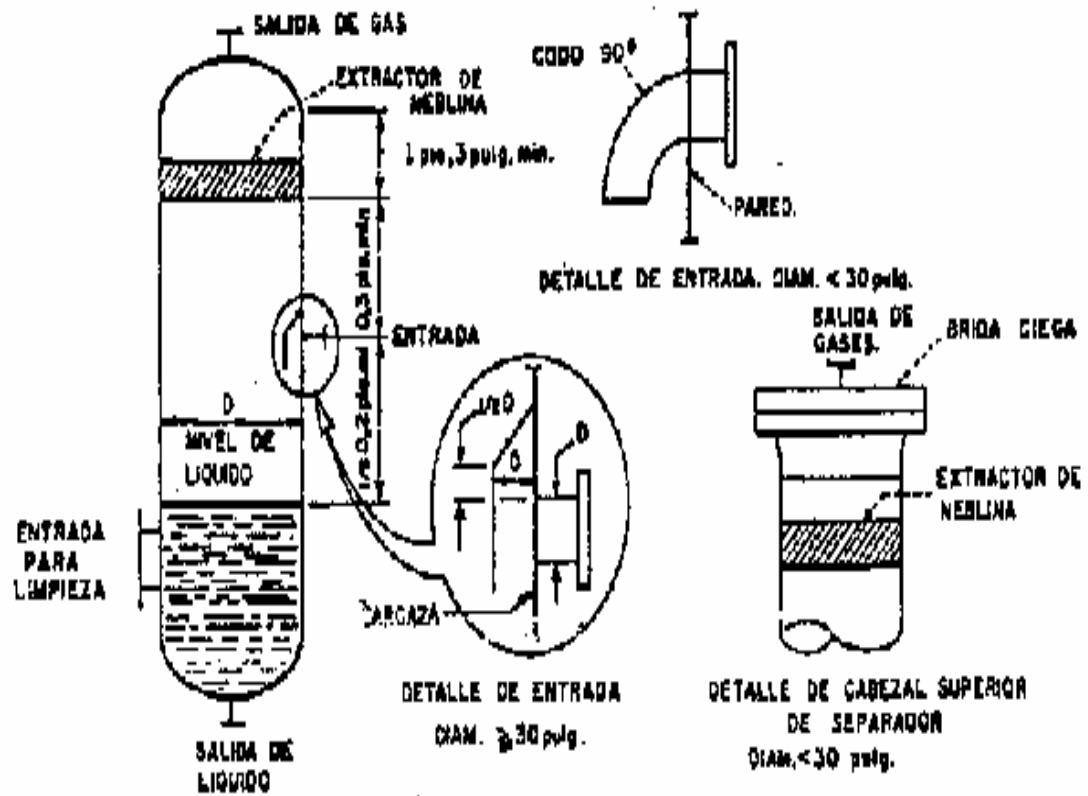


Fig. 24. Accesorio a la entrada de los fluidos <sup>[12]</sup>

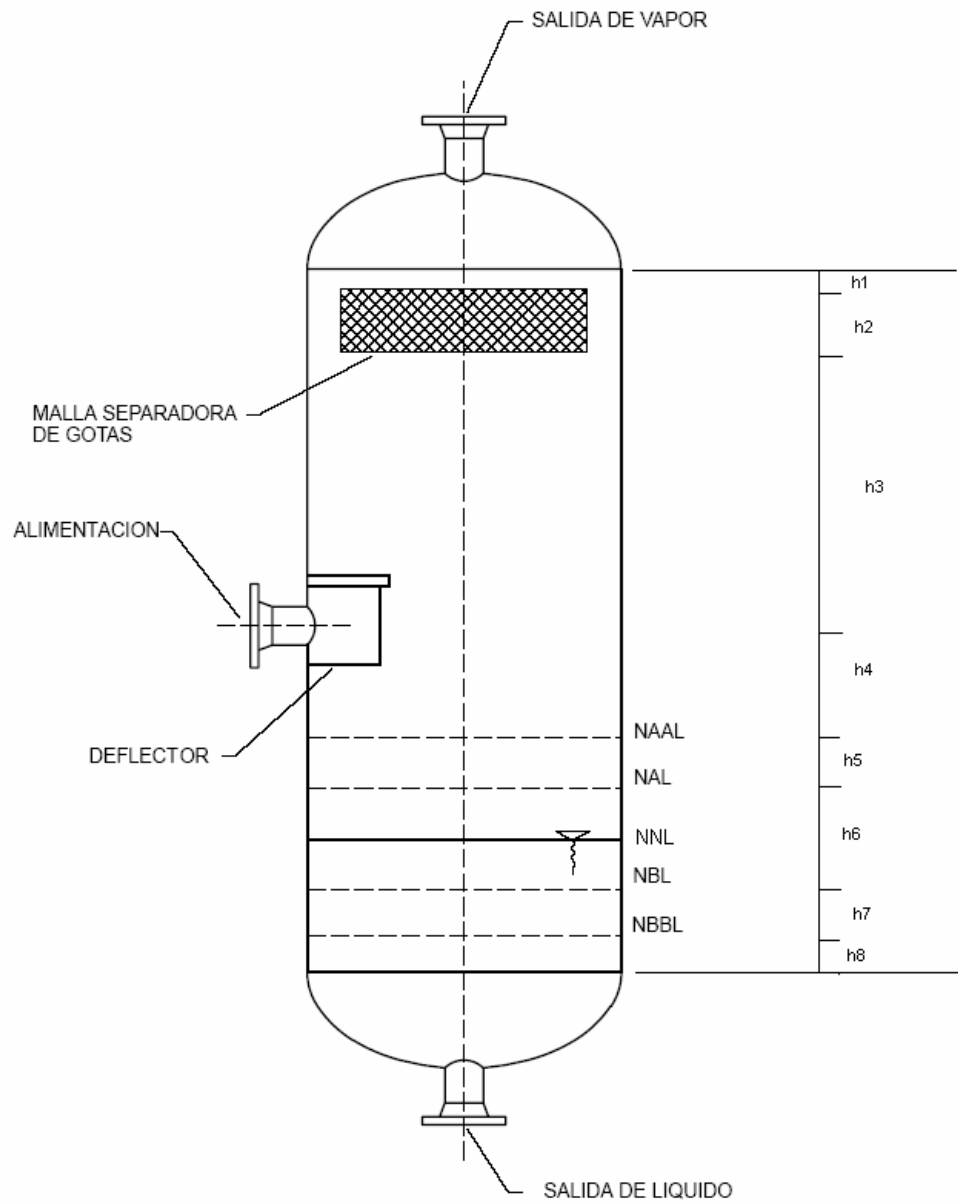


Fig. 25. Niveles de líquido (separadores verticales) <sup>[8]</sup>

Tabla 5. Nomenclatura para niveles de líquido. <sup>[21]</sup>

Siglas típicas en español	Descripción típica	Siglas típica en inglés
NAAL	Nivel alto-alto de líquido	HHLL
NAL	Nivel alto de líquido	HLL
NNL	Nivel normal de líquido	NLL
NBL	Nivel bajo de líquido	LLL
NBBL	Nivel bajo-bajo de líquido	LLLL

Tabla 6. Relación de niveles (separador vertical). <sup>[12]</sup>

Altura	Símbolo	Criterios
Espacio para evitar arrastre	h1*	1.3pie o 15% de D (use el mayor valor)
Espacio para remoción de neblina	h2*	Depende de las características
Espacio para remoción por gravedad	h3*	2pie o 50% de D (use el mayor valor)
Alarma alto nivel	h4	1.3pie + ½ (diámetro de la boquilla de entrada)
Alto nivel líquido	h5	Q <sub>i</sub> /t de respuesta del operador (1-2min) o controlador. Mínimo 0.7pie
Bajo nivel líquido	h6	Q <sub>i</sub> /tiempo de retención
Alarma bajo nivel	h7	Q <sub>i</sub> /t de respuesta del operador (1-2min) o controlador. Mínimo 0.5pie
Altura	h8	Controlador de nivel, conexión por el fondo=0.5pie Controlador de nivel conectado lateralmente=0.98pie

## **2.19 Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de separadores** <sup>[21]</sup>

### **2.19.1 Volumen de operación**

Es el volumen de líquido existente entre NAL y NBL. Este volumen, también conocido como volumen retenido de líquido, y en inglés como “surge volume” o “liquid holdup”, se fija de acuerdo a los requerimientos del proceso, para asegurar un control adecuado, continuidad de las operaciones durante perturbaciones operacionales, y para proveer suficiente volumen de líquido para una parada ordenada y segura cuando se suceden perturbaciones mayores de operación.

### **2.19.2 Tiempo de retención**

Es el tiempo correspondiente en el cual el flujo de líquido puede llenar el volumen de operación en el recipiente bajo estudio. La mayoría de las veces, cuando se quiere especificar el volumen de operación, lo que realmente se indica es cuántos minutos deben transcurrir entre NAL y NBL. También es conocido en inglés como “surge time”.

### **2.19.3 Nivel bajo-bajo de líquido (o bajo, cuando aplique)**

La distancia mínima desde el nivel bajo-bajo de líquido, si se tiene un Interruptor y/o alarma de nivel bajo-bajo de líquido, (o nivel bajo, si no se tiene un interruptor y/o alarma de nivel bajo-bajo), hasta la boquilla de salida del líquido es 230 mm mínimo (9 pulg). Este criterio aplicará tanto para separadores verticales como horizontales.

### **2.19.4 Longitud efectiva de operación ( $L_{eff}$ )**

Es la longitud (altura) de tambor requerida para que se suceda la separación vapor/gas-líquido, y se puedan tener los volúmenes requeridos de líquido, tanto de operación como de emergencia. Esta es la longitud que normalmente se obtiene por puros cálculos de proceso.

En el caso de tambores horizontales de una sola boquilla de alimentación, corresponde a la distancia entre la boquilla de entrada y la de salida de gas, la cual es la distancia horizontal que viaja una gota de líquido desde la boquilla de entrada,

hasta que se decanta totalmente y se une al líquido retenido en el recipiente, sin ser arrastrada por la fase vapor que sale por la boquilla de salida de gas.

## 2.20 Dimensionamiento de separadores bifásicos <sup>[6, 8, 9, 12, 15, 18, 22]</sup>

Se deben de tomar en consideración los siguientes parametros para diseñar un separador bifásico, bien sea horizontal o vertical.

### 2.20.1 Separadores horizontales bifásicos

Para el dimensionamiento de los separadores horizontales es necesario seleccionar una longitud de costura a costura y un diámetro. Esta selección debe satisfacer las características para la capacidad de gas que permitirá a las gotas de líquido caer desde el gas hasta la zona de volumen de líquido, mientras que el gas atraviesa la longitud efectiva del separador. Ésta debe proveer un tiempo de retención suficiente para que el líquido se separe del gas.

#### 2.20.1.1 Factor de compresibilidad (z) <sup>[6]</sup>

Determina el volumen del gas a condiciones de operación, este método selecciona el modelo más conveniente para que los resultados posean gran similitud con los valores de campo (Apéndice A, McCain).

La selección de la presión pseudoreducida viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{pr} = \frac{p}{756.8 - 131 * GE_g - 3.6 * GE_g^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 20}$$

Donde:

Z= factor de compresibilidad (adimensional)

P<sub>pr</sub>= presión pseudoreducida (adimensional)

GE<sub>g</sub>= Gravedad Especifica del gas (adimensional)

p= Presión (lpca)

La temperatura Pseudoreducida viene dada por la siguiente ecuación:

$$T_{pr} = \frac{T}{169.2 + 349.5 * GE_g - 74 * GE_g^2} \dots\dots\dots Ec. 21$$

Donde:

$T_{pr}$ = Temperatura pseudoreducida (adimensional)

Parámetro que interviene en el cálculo de Z

$$M = 0.27 * \frac{P_{pr}}{z * T_{pr}} \dots\dots\dots Ec. 22$$

Donde.

M= variable de calculo (adimensional)

El factor de compresibilidad (Z) se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$Z = 1 + \left( 0.3265 - \frac{1.07}{T_{pr}} - \frac{0.5339}{T_{pr}} + \frac{0.01569}{T_{pr}^2} - \frac{0.05165}{T_{pr}^5} \right) * M + \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^2 - 0.1056 * \left( -\frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^5 + 0.6134 * (1 + 0.721 * M^2) * \left( \frac{M^2}{T_{pr}^3} \right) * \text{Exp}(-0.721 * M^2) \dots\dots\dots Ec. 23$$

### 2.20.1.2 Calculo de la viscosidad del gas

La viscosidad del gas viene dado por un conjunto de ecuaciones, extraídas de regresiones de graficas quedando el siguiente procedimiento

Se debe determinar la gravedad específica del gas por la siguiente ecuación:

$$PM_g = GE_g * 28.97 \text{ lb/lb-mol} \dots\dots\dots Ec. 24$$

Luego se determina la densidad del gas a condiciones de operación por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{PM_g * p}{10.73 * T * z} \dots\dots\dots Ec. 25$$

Donde:

$PM_g$ = Peso molecular del gas (lb/lb-mol)

p= presión (lpca)

T=temperatura (R)

$\rho_g$ =densidad del gas (lb/pie<sup>3</sup>)

Dicho valor de densidad debe estar en el sistema de unidades internacionales, es decir, en gr/cc, por lo tanto se debe hacer la siguiente conversión.

$$\rho_{gl} = \rho_g * 0.19197 \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 26}$$

Donde:

$\rho_{gl}$ =densidad del gas (gr/cc)

Se deben de calcular el valor de las siguientes variables A, B y C por medio de las siguientes ecuaciones:

Calculo de la variable A

$$A = \frac{(9.379 + 0.0167 * PM_g) * T^{1.5}}{209.2 + 19.26 * PM_g + T} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 27}$$

Calculo de la variable B

$$B = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009 * PM_g \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 28}$$

Calculo de la variable C

$$C = 2.447 - 0.2224 * B \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 29}$$

Con estos valores definidos se calcula la viscosidad del gas ( $\mu$ ), en la siguiente ecuación:

$$\mu_g = A * \text{Exp}(B * \rho_g^C) * 1E-4 \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 30}$$

Donde:

$\mu_g$ : viscosidad del gas, (cp)

$\rho_g$ : densidad del gas, (gr/cc)

### 2.20.1.3 Calculo la velocidad de asentamiento

Define la velocidad con la que el petróleo se desprenda de la fase continua en este caso el gas y viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 31}$$

Donde:

$\rho_l$ : densidad del líquido, (lb/pie<sup>3</sup>)

$d_m$ : diámetro de la gota, (micrón)

$V_t$ : velocidad de asentamiento, (pie/seg)

$C_D$ = Coeficiente de arrastre (adimensional)

En esta ecuación no se conoce el valor de  $C_D$

#### 2.20.1.3.1 Calculo del coeficiente de arrastre ( $C_D$ )

El coeficiente de arrastre ( $C_D$ ), variable adimensional se obtiene por medio de un proceso iterativo, que viene dado de la siguiente manera:

Se supone un valor de  $C_D$  de 0.34.

$C_D=0.34$

**Este valor se sustituye en la ecuación 31 y nos queda:**

$$V_t = 0.0204 \left( \frac{(\rho_l - \rho_g) * d_m}{\rho_g} \right)^{1/2}$$

Luego se debe calcular el número de Reynolds por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Re} = 0.0049 * \frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g} \dots\dots\dots \text{Ec. 32}$$

Donde:

Re= Numero de Reynolds

$V_t$ = El valor calculado anteriormente para  $C_D=0.34$

Con este valor ya calculado se calcula el valor de  $C_D$  usando la siguiente ecuación:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34 \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 33}$$

Luego con este valor se recalcula el valor de  $V_t$  con este nuevo valor de  $C_D$ , se debe realizar este paso hasta que coincidan los de  $V_t$ , introduciendo en la Ec.22 el nuevo valor de  $v_t$ , por medio de un proceso iterativo. Cuando los valores de  $v_t$  coincidan ese es el verdadero valor de  $C_D$ .

#### 2.20.1.4 Calculo de la constante K (Souders & Brown)

Este parámetro posee gran relevancia al momento de predecir el comportamiento de los fluidos dentro del recipiente. De cierto modo, K es una constante que depende de las propiedades del gas y el líquido y el tamaño de la gota de líquido a ser separada del gas. Viene dada por la siguiente ecuación:

$$K \cong \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 34}$$

Donde:

K= constante de Souders & Brown (adimensional)

$d_m$ = Diámetro de la gota (micrón)

$\rho_g$ = densidad del gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_l$ = densidad de líquido (lb/pie<sup>3</sup>)

#### 2.20.1.5 Capacidad de Gas

$$d L_{eff} = 420 \left[ \frac{T Z Q_g}{P} \right] K \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 35}$$

Donde:

d= diámetro interno del separador (pulgadas)

$L_{eff}$ = longitud efectiva (pie)

T= temperatura de operación (°R)

$Q_g$ = tasa de gas (MMpcsd)

$p$ = presión de operación (lpca)

$Z$ = Compresibilidad del gas (adimensional)

Asumiendo que el separador se llena de líquido hasta la mitad, se determina la velocidad del gas ( $V_g$ ).

$$V_g = \frac{Q}{A_g} \dots\dots\dots \text{Ec. 36}$$

Donde:

$V_g$  = velocidad del gas (pie/seg)

$A_g$ = área del gas (ft<sup>2</sup>)

$Q$ = tasa de gas (pie<sup>3</sup> / seg)

$$A_g = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi}{4} D_{sp}^2 \right) = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi}{4} \frac{d_{sf}^2}{144} \right) = \frac{d^2}{367} \dots\dots\dots \text{Ec. 37}$$

Donde:

$D_{sp}$ = diámetro del separador (pie)

$D_{sf}$  = diámetro del separador (pulgadas)

$$Q = Q_g * 10^6 \frac{scf}{MMscf} * \frac{dia}{24h} * \frac{h}{3600s} * \frac{14,7}{P} * \frac{T Z}{520} = 0,327 \frac{T Z}{P} Q_g \dots\dots\dots \text{Ec. 38}$$

Donde;

$Q_g$ = tasa de gas (MMpcsd)

Sustituyendo 37 y 38 en la ecuación 36 se obtiene

$$V_g = \frac{\left( 0,327 \frac{T Z}{P} Q_g \right) 367}{d^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 39}$$

$$V_g = 120 \frac{T Z Q_g}{P d^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 40}$$

Fijar el tiempo de retención del gas igual al tiempo requerido para que la gota caiga desde la interfase gas-líquido.

$$t_g = \frac{L_{eff}}{V_g} \dots\dots\dots \text{Ec. 41}$$

Donde:

$t_{rg}$ = tiempo de retención de gas (min)

**Sustituyendo 40 en 41, se obtiene:**

$$t_{rg} = \frac{L_{eff}}{120 \frac{T Z Q_g}{P d^2}} \dots\dots\dots \text{Ec. 42}$$

Recordando que:

$$V_t = 0,0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 43}$$

$$t_d = \frac{D}{2V_t} = \frac{d}{24V_t}$$

Donde:

$t_d$ = tiempo de caída de la gota (min).

$$t_d = \frac{d}{24 * 0.0119} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 44}$$

**Estableciendo  $t_g = t_d$**

$$\frac{L_{eff}}{120 \frac{T Z Q_g}{P d^2}} = \frac{d \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}}{24 * 0.0119} \quad \text{se obtiene:}$$

$$L_{eff} d = 420 \frac{T Z Q_g}{P} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \dots \text{Ec. 45}$$

### 2.20.1.6 Capacidad de Líquido

La capacidad de líquido está relacionada con el tiempo retención, ya que éste es el que va establecer la separación óptima de la fase líquida de la gaseosa

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_{rl} Q_l}{0.7} \dots \text{Ec. 46}$$

Donde:

$t_{rl}$  = tiempo de retención de líquido (min)

$Q_l$  = tasa de líquido (bpd)

#### Derivación de la ecuación 46

$t_{rl}$  = tiempo en [seg]

Vol = volumen en [ $\text{pie}^3$ ]

$Q$  = tasa en [ $\text{pie}^3 / \text{seg}$ ]

$$t = \frac{Vol}{Q} \dots \text{Ec. 47}$$

$$Vol = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} \right) = \frac{\pi d^2 L_{eff}}{2 * 4 * 144} = 2.73 * 10^{-3} d^2 L_{eff} \dots \text{Ec. 48}$$

$Q_l$  en bpd

$$Q = Q_l * 5.61 \frac{ft^3}{bbl} * \frac{dia}{24h} * \frac{h}{3600s} = 6.49 * 10^{-5} Q_l \dots \text{Ec. 49}$$

Sustituyendo 48 y 49 en 47 nos queda.

$$t = 42.0 \frac{d^2 L_{eff}}{Q_l} \dots \text{Ec. 50}$$

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_l}{0.7} \dots \text{Ec. 51}$$

### 2.20.1.7 Longitud de costura a costura y relación longitud-diámetro.

Esta longitud debería ser determinada una vez establecida la longitud efectiva. Para propósitos de cálculos se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Capacidad de gas} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 52}$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Capacidad de líquido} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 53}$$

Donde:

$L_{ss}$  = longitud costura-costura (pie)

La relación longitud-diámetro viene dada por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{12 * L_{ss}}{d} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 54}$$

Donde:

R = relación longitud-diámetro (adimensional)

La relación longitud-diámetro permitirá seleccionar el separador que garantice su óptimo funcionamiento, de menor tamaño y por ende el más bajo costo. La relación longitud-diámetro (R) es comúnmente usada para el diseño entre los rangos de 3 y 4.

### 2.20.1.8 Calculo el diámetro de la boquilla de entrada

Se debe llevar la  $Q_g$  a condiciones de operación por medio de la siguiente formula.

$$Q_{gop} = \frac{Q_g * PM_g * GE_g}{379 * 86400 * \rho_g} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 55}$$

Donde:

$Q_g$  = tasa de gas, (pcsd)

$\rho_g$  = densidad de gas, (lb/pie<sup>3</sup>)

$Q_{gop}$  = tasa de gas a cond. Operación, (pie<sup>3</sup>/seg)

Se debe tener una densidad ponderada de la mezcla proveniente del pozo por medio de la siguiente ecuación:

Densidad de la mezcla

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$\rho_o = GE_o * 62.4$$

$$\rho_m = \frac{Q_o * \rho_o + Q_{gop} * \rho_g}{Q_o + Q_{gop}} \dots\dots\dots \text{Ec. 56}$$

Donde:

$Q_{gop}$ = tasa de gas a cond. Operación, (pie<sup>3</sup>/seg)

$Q_o$ = tasa de petróleo, (pie<sup>3</sup>/seg)

$\rho_g$ =densidad de gas, (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_o$ = densidad del petróleo, (lb/pie<sup>3</sup>)

Velocidad de la boquilla

$$V_{boq} = \frac{80}{(\rho_{mezcla})^{1/2}} \dots\dots\dots \text{Ec. 57}$$

Donde:

$\rho_{mezcla}$ = densidad de gas, (lb/pie<sup>3</sup>)

$V_{boq}$ : velocidad de la boquilla, (pie/seg)

La máxima permitida es de 30 pie/seg, si es mayor se trabaja con 30 pie/seg.

Diámetro de la boquilla

$$\phi_{boq} = \left( \frac{4 * (Q_o + Q_g)}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 58}$$

$\phi_{boq}$ = diámetro de la boquilla, (pie)

### 2.20.1.9 Calculo el diámetro de la boquilla de salida de gas

Velocidad de la boquilla de gas

$$V_{bg} = \frac{80}{(\rho_g)^{1/2}} \dots\dots\dots \text{Ec. 59}$$

Donde:

$\rho_g$ =densidad de gas, (lb/pie<sup>3</sup>)

$V_{bg}$ =velocidad del gas, (pie/seg)

Diámetro de la boquilla de salida de gas

$$\phi_{bsg} = \left( \frac{4 * Q_g}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 60}$$

$\phi_{bsg}$ =diámetro de la boquilla de salida de gas, (pie), llevar a pulgadas.

$Q_g$ =tasa de gas a condiciones de operación, (pie<sup>3</sup>/seg)

### 2.20.1.10 Calculo el diámetro de la boquilla de salida de líquido

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de líquido

$$\phi_{bo} = \left( \frac{4 * Q_o}{\pi * V_{bo}} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 61}$$

La velocidad para la salida de petróleo debe estar entre 1 y 3 pie/seg,

Donde:

$Q_o$ = tasa de petróleo, (pie<sup>3</sup>/seg)

$\phi_{bo}$  = diámetro de la boquilla de salida de petróleo, (pie)

Las boquillas se colocan tan práctico como sea posible de las líneas tangentes del separador.

## 2.20.2 Separadores verticales bifásicos

En los separadores verticales se debe mantener un diámetro mínimo que permita a las gotas de líquido separarse del gas en movimiento. El tiempo de retención de líquido requiere una combinación específica de diámetro y altura para el volumen de líquido. Cualquier diámetro mayor al mínimo requerido para la capacidad de gas puede ser utilizado.

### 2.20.2.1 Parámetros semejantes entre separadores verticales y horizontales bifásicos.

En el dimensionamiento de los separadores bifásicos existen cinco (5) pasos que se repiten tanto para los horizontales como para los verticales los cuales son:

- **Factor de compresibilidad (z)**
- **Calculo de la viscosidad del gas**
- **Calculo la velocidad de asentamiento**
- **Calculo del coeficiente de arrastre ( $C_D$ )**
- **Calculo de la constante K (Souders & Brown)**

Luego de determinar los parámetros anteriores respectivamente con las formulas descritas en dimensionamiento de separadores horizontales bifásicos se determinan los siguientes parámetros.

### 2.20.2.2 Capacidad de Gas

$$d^2 = 5040 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] K \dots\dots\dots \text{Ec. 62}$$

Para las gotas que caen, la velocidad del gas debe ser menor que la velocidad terminal de las gotas. Recordando que :

$$V_t = 0,0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Determinar la velocidad del gas

$$A_g = \left( \frac{\pi D^2}{4} \right) = \left( \frac{\pi d^2}{4 \cdot 144} \right) = \frac{d^2}{183} \dots\dots\dots \text{Ec. 63}$$

$Q_g$  = tasa de gas [MMpcsd]

Sustituyendo la ecuación 40 y 64 en 38, se obtiene:

$$V_g = \frac{\left( 0,327 \frac{TZ}{P} Q_g \right) 183}{d^2}$$

$$V_g = 60 \frac{TZQ_g}{Pd^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 64}$$

$$V_t = V_g$$

$$\frac{\left( 0,327 \frac{TZ}{P} Q_g \right) 183}{d^2} = 60 \frac{TZQ_g}{Pd^2}$$

$$d^2 = 5040 \frac{TZQ_g}{P} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 65}$$

### 2.20.2.3 Capacidad de Líquido

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \dots\dots\dots \text{Ec. 66}$$

h= altura de volumen de líquido

$$Vol = \frac{\pi D^2 h}{4 * 12} = \frac{\pi d^2 h}{4 * 144 * 12} = 4.55 * 10^{-4} d^2 h \dots\dots\dots \text{Ec. 67}$$

$Q_l$  = tasa de liquido [bpd]

Sustituyendo las ecuaciones 49 y 68 en 48, se obtiene:

$$t = 7.00 \frac{d^2 h}{Q_l}$$

$t_r$  en min

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \dots\dots\dots \text{Ec. 68}$$

### 2.20.2.4 Longitud de costura-costura y relación longitud-diámetro.

Esta longitud debería ser determinada una vez conocidos el diámetro y la altura del volumen de líquido. Para propósitos de cálculos, las siguientes ecuaciones:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad o \quad L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12} \dots\dots\dots \text{Ec. 69}$$

En separadores verticales es común escoger la relación longitud-diámetro no mayor a 4 para mantener la altura de la sección de recolección de líquido en un nivel razonable. Por lo general se escoge entre 3 ò 4; sin embargo, las restricciones de altura pueden forzar a escoger una relación menor.

### 2.20.2.5 Calculo de los diámetros de las diferentes boquillas

Las siguientes boquillas:

- **Boquilla de entrada.**
- **Boquilla de salida de gas.**
- **Boquilla de salida de líquido.**

Se calculan con las formulas descritas para los separadores horizontales bifásicos respectivamente, es decir, el dimensionamiento de las boquillas es igual tanto para separadores horizontales bifásicos como para separadores verticales bifásicos.

## **2.21 Dimensionamiento de separadores trifásicos** [6, 8, 9, 12, 15, 18, 22]

Se deben determinar los siguientes parámetros para el dimensionamiento de un separador trifásico, bien sea horizontal o vertical.

### **2.21.1 Separadores horizontales trifásico**

Para el dimensionamiento de los separadores horizontales trifásicos se necesita seleccionar una longitud de costura a costura y un diámetro. Esta selección debe satisfacer las características para la capacidad de gas que permitirá a las gotas de líquido caer desde el gas hasta la zona de volumen de líquido, mientras que el gas atraviesa la longitud efectiva del separador. Ésta debe proveer un tiempo de retención suficiente para que el líquido se separe del gas.

#### **2.21.1.1 Parámetros semejantes entre separadores horizontales trifásicos y horizontales bifásicos.**

En el dimensionamiento de los separadores horizontales trifásicos existen cinco (5) pasos iguales al de los separadores horizontales bifásicos los cuales son:

- **Factor de compresibilidad (z)**
- **Calculo de la viscosidad del gas**
- **Calculo la velocidad de asentamiento**
- **Calculo del coeficiente de arrastre ( $C_D$ )**
- **Calculo de la constante K (Souders & Brown)**

Luego de determinar los parámetros anteriores respectivamente con las formulas descritas en dimemensionamiento de separadores horizontales bifásicos se determinan los siguientes parámetros.

**2.21.1.2 Capacidad de gas**

$$d L_{eff} = 420 \left[ \frac{T Z Q_g}{P} \right] K$$

**2.21.1.3 Tiempo de retención**

$$d^2 L_{eff} = 1.42 [Q_w (t_r)_w + Q_o (t_r)_o] \dots\dots\dots \text{Ec. 70}$$

$Q_w$ = tasa de agua (bpd)

$Q_o$ = tasa de petróleo (bpd)

$t_{rw}$ = tiempo de retención del agua (min)

$t_{ro}$ = tiempo de retención del petróleo (min)

**De la ecuación 47**

$$t = \frac{Vol}{Q}$$

**De la ecuación 48**

$$Vol = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} \right) = \frac{\pi d^2 L_{eff}}{2 * 4 * 144} = 2.73 * 10^{-3} d^2 L_{eff}$$

Se obtiene:

$$(Vol)_o = 2.73 * 10^{-3} d^2 L_{eff} \left( \frac{A_o}{A_l} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 71}$$

Donde;

$A_o$ = área de petróleo (pie<sup>2</sup>)

$A_l$ = área de líquido (pie<sup>2</sup>)

$Vol_o$ = volumen de petróleo (pie<sup>3</sup>)

Se obtiene.

$$(Vol)_w = 2.73 * 10^{-3} d^2 L_{eff} \left( \frac{A_w}{A_l} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 72}$$

Donde:

$A_w$ = área de agua (pie<sup>2</sup>)

$Vol_w$ = volumen de agua (pie<sup>3</sup>)

$Q_o$ = tasa de petróleo (BPD).

$Q_w$ = tasa de agua (BPD).

**Ecuación 49 en función de  $Q_o$  y  $Q_w$**

$$Q = Q_o * 5.61 \frac{ft^3}{bbl} * \frac{dia}{24h} * \frac{h}{3600s} = 6.49 * 10^{-5} Q_o \quad \dots\dots\dots Ec. 73$$

$$Q = 6.49 * 10^{-5} Q_w \quad \dots\dots\dots Ec. 74$$

**Sustituyendo las ecuaciones 71, 73 y 72, 74 en 47 respectivamente se obtiene:**

$$42 \left( \frac{A_o}{A_l} \right) = \frac{t_o Q_o}{d^2 L_{eff}} \quad \dots\dots\dots Ec. 75$$

$$42 \left( \frac{A_w}{A_l} \right) = \frac{t_w Q_w}{d^2 L_{eff}} \quad \dots\dots\dots Ec. 76$$

$(t_r)_o$  y  $(t_r)_w$  en min.

Sustituyendo  $t_{ro}$  y  $t_{rw}$  en ecuación 53 y 54, respectivamente e igualando se obtiene:

$$0.7 \left( \frac{A_o}{A_l} \right) = \frac{(t_r)_o Q_o}{d^2 L_{eff}} \quad 0.7 \left( \frac{A_w}{A_l} \right) = \frac{(t_r)_w Q_w}{d^2 L_{eff}}$$

$$0.7 \left( \frac{A_o + A_w}{A_l} \right) = \frac{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w}{d^2 L_{eff}}$$

$$d^2 L_{eff} = 1.42 [(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w] \quad \dots\dots\dots Ec. 77$$

Esta ecuación se establece para obtener el colchón de petróleo más delgado posible

$$h_o = \frac{0.00128 (t_r)_o (\Delta S.G) d_m^2}{\mu} \quad \dots\dots\dots Ec. 78$$

Donde:

$h_o$ = Altura de petróleo (pulgadas)

Derivación de ecuación 71

$$t_w = t_o$$

$$t_w = \frac{h_o/12}{V_t}, \quad V_t = \frac{1.78 * 10^{-6} (\Delta S.G.) d_m^2}{\mu}$$

$$t_w = 46800 \frac{\mu h_o}{(\Delta S.G.) d_m^2}$$

$t_r$  en min.

$$t_o = 60(t_r)_o$$

$$46800 \frac{\mu h_o}{(\Delta S.G.) d_m^2} = 60(t_r)_o$$

#### 2.21.1.4 Longitud de costura-costura y relación longitud-diámetro.

La longitud costura-costura puede ser determinada desde la longitud efectiva usando las ecuaciones de separadores horizontales bifásicos.

La relación longitud-diámetro se establece comúnmente entre valores de 3-5.

#### 2.21.1.5 Calculo el diámetro de la boquilla de entrada

Se debe llevar la  $Q_g$  a condiciones de operación por medio de la siguiente formula.

$$Q_{gop} = \frac{Q_g * PM_g * GE_g}{379 * 86400 * \rho_g}$$

Densidad de la mezcla

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$\rho_o = GE_o * 62.4$$

$$\rho_m = \frac{Q_o * \rho_o + Q_{gop} * \rho_g + Q_w * \rho_w}{Q_o + Q_{gop} + Q_w} \dots\dots\dots Ec. 79$$

$$V_{boq} = \frac{80}{(\rho_{mezcla})^{1/2}}$$

La máxima permitida es de 30 pie/seg, si es mayor se trabaja con 30 pie/seg.

Diámetro de la boquilla

$$\phi_{boq} = \left( \frac{4 * (Q_o + Q_g)}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

#### 2.21.1.6 Calculo el diámetro de la boquilla de salida de gas

Velocidad de la boquilla de gas

$$V_{bg} = \frac{80}{(\rho_g)^{1/2}}$$

$$\phi_{bsg} = \left( \frac{4 * Q_g}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

#### 2.21.1.7 Calculo el diámetro de la boquilla de salida de líquido

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de petróleo

$$\phi_{bso} = \left( \frac{4 * Q_o}{\pi * V_{bo}} \right)^{1/2}$$

$$\phi_{bso} = \left( \frac{4 * Q_w}{\pi * V_{bo}} \right)^{1/2} \dots\dots\dots \text{Ec. 80}$$

La velocidad para la salida de petróleo debe estar entre 1 y 3 pie/seg,

### 2.21.2 Separadores verticales trifásicos

#### 2.21.2.1 Parámetros semejantes entre separadores horizontales trifásicos y horizontales bifásicos.

En el dimensionamiento de los separadores verticales trifásicos cinco (5) pasos son iguales al de los separadores horizontales triifásicos los cuales son:

- **Factor de compresibilidad (z)**
- **Calculo de la viscosidad del gas**
- **Calculo la velocidad de asentamiento**

- **Calculo del coeficiente de arrastre ( $C_D$ )**
- **Calculo de la constante K (Souders & Brown)**

Luego de determinar los parámetros anteriores respectivamente con las formulas descritas en dimencionamiento de separadores horizontales bifásicos se determinan los siguientes parámetros.

### 2.21.2.2 Capacidad de Gas

$$d^2 = 5040 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] K$$

El requerimiento para el ajuste del tamaño de las gotas de agua que vienen del petróleo debe seguir la siguiente ecuación:

$$d^2 = 6690 \frac{Q_o \mu}{(\Delta S.G.) d_m^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 81}$$

### Derivación de la ecuación 81

$V_t$  en  $ft/s$ ,  $V_o$  en  $ft/s$ ,  $d_m$  en micrón,  $\mu$  en cp.

$$V_t = V_o$$

$$V_t = \frac{1.78 * 10^{-6} (\Delta S.G.) d_m^2}{\mu}$$

$Q$  en  $ft^3/s$ ,  $A$  en  $ft^2$ .

$$V_o = \frac{Q}{A}$$

$Q_o$  en bpd.

$$Q = Q_o * 5.61 \frac{ft^3}{bbl} * \frac{dia}{24h} * \frac{h}{3600s} = 6.49 * 10^{-5} Q_o$$

$D$  en  $ft$ ,  $d$  en pulgadas.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi d^2}{4 * 144}$$

$$V_o = 0.0119 \frac{Q_o}{d^2} \Rightarrow \frac{1.78 * 10^{-6} (\Delta S.G.) d_m^2}{\mu} = 0.0119 \frac{Q_o}{d^2}$$

$$d^2 = 6690 \frac{Q_o \mu}{(\Delta S.G.) d_m^2}$$

### 2.21.2.3 Tiempo de Retención

$$h_o + h_w = \frac{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w}{0.12 d^2} \dots\dots\dots \text{Ec. 82}$$

Donde:

$h_o$  = Altura del colchón de petróleo [pulgadas]

$h_w$  = Altura del colchón de agua [pulgadas]

Derivación de la ecuación 63

Del diseño de separadores bifásicos:

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12}$$

Por lo tanto:

$$d^2 h_o = \frac{(t_r)_o Q_o}{0.12}$$

$$d^2 h_w = \frac{(t_r)_w Q_w}{0.12}$$

$$h_o + h_w = \frac{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w}{0.12 d^2}$$

### 2.21.2.4 Longitud costura a costura y relación longitud-diámetro.

Como en el caso de los separadores bifásicos verticales, esta longitud ( $L_{ss}$ ) puede ser aproximada desde la geometría una vez conocidos  $h_o$  y  $h_w$ . Para propósitos de cálculos se puede asumir:

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + 76}{12} \quad \text{ó} \quad \frac{h_o + h_w + d + 40}{12} \dots\dots\dots \text{Ec. 83}$$

Donde  $d$  es el diámetro mínimo para la capacidad de gas.

La relación longitud-diámetro para separadores verticales trifásicos se encuentra dentro del rango 1.5-3

#### **2.21.2.5 Calculo de los diámetros de las diferentes boquillas**

Las siguientes boquillas:

- **Boquilla de entrada.**
- **Boquilla de salida de gas.**
- **Boquilla de salida de líquido (petróleo y agua).**

Se calculan con las formulas descritas para los separadores horizontales trifásicos respectivamente, es decir, el dimensionamiento de las boquillas es igual tanto para separadores horizontales trifásicos como para separadores verticales trifásicos.

## **CAPITULO III**

### **MARCO METODOLOGICO**

#### **3.1 Revisión Bibliográfica**

La primera fase de este proyecto consistió en la recopilación de información bibliográfica relacionada con el diseño de separadores bifásicos y trifásicos.

Se describen las propiedades de los fluidos, tipos de yacimientos, principios de separación, las funciones, procesos y etapas que comprenden los separadores, estableciendo así, los factores y consideraciones para la clasificación y el dimensionamiento de los mismos.

Para ello se realizó la investigación en cada una de las áreas mencionadas anteriormente consultando: libros de texto, trabajos de grado, publicaciones de la SPE, publicaciones y cursos de PDVSA, material suministrado por profesores, informes técnicos, además de la consulta en Internet de algunas paginas Web relacionadas con las áreas especificadas en este trabajo.

#### **3.2 Selección de parámetros que intervienen en el diseño del separador**

A los efectos de diseño de un separador se deben considerar los parámetros que afectan el comportamiento del sistema. Se analizará las propiedades de los fluidos, las cuales derivan el comportamiento de las fases que se separan cuando la mezcla de hidrocarburo entra al recipiente. Las características del gas y del líquido dentro de la unidad intervienen de manera directa en el dimensionamiento. Dentro de estos parámetros tenemos:

##### **3.2.1 Parámetros de Operación**

- Presión.
- Temperatura.
- Tasa de Gas.
- Tasa de Petróleo.
- Tasa de Agua (de ser requerida).

### 3.2.2 Propiedades de los Fluidos

- Viscosidad.
- Gravedad específica.
- Densidad.
- Gravedad API.
- Factor de compresibilidad ( $z$ ).

### 3.3 Parámetros a determinar para el dimensionamiento de separadores

Es fundamental determinar ciertas características geométricas para obtener una separación eficiente de los fluidos provenientes del pozo, por lo tanto se necesita definir:

- Capacidad de gas.
- Capacidad de líquido.
- Diámetro del separador.
- Longitud del separador.
- Dimensión y ubicación de las distintas boquillas del separador y el dispositivo extractor de neblina.

Las características de dimensionamiento deben satisfacer las necesidades de producción tomando en cuenta el menor costo posible, para tal fin es recomendable aumentar la longitud que el diámetro.

### 3.4 Secuencia para el diseño de separadores

En el diseño de separadores intervienen muchos parámetros, se requiere unos datos de entrada, los cuales permiten el desarrollo de una serie de cálculos, que nos llevan a obtener el separador o varios de separadores que cumplen con las exigencias de operación (dependiendo el caso), el operador debe estar en la capacidad de elegir el mas adecuado

### 3.4.1 Secuencia para el diseño de separadores bifásicos

La secuencia permite determinar el separador bifásico gas-líquido mas adecuado, dependiente de los datos de entrada.

#### 3.4.1.1 Dimensionamiento separador gas-líquido horizontal

Se establece la secuencia paso a paso, que permite diseñar el separador horizontal gas-líquido mas adecuado a partir de datos de entradas específicos.

##### Datos de entrada:

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Tasa de petróleo =  $Q_o$  (bpd)
- Tasa de gas =  $Q_g$  (MMpcsd)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad API
- Tamaño de gota =  $d_m$  (micrón). Si no es dato se asumen 100 micrones.

##### Paso 1

Calcular el Factor de compresibilidad ( $z$ )

Presión Pseudoreducida

$$P_{pr} = \frac{p}{756.8 - 131 * GE_g - 3.6 * GE_g^2}$$

Temperatura Pseudoreducida

$$T_{pr} = \frac{T}{169.2 + 349.5 * GE_g - 74 * GE_g^2}$$

Secuencia para obtener  $z$

$$z = 1$$

$$z_{old} = 0$$

$$\left| \frac{z - z_{old}}{z + 1 * 10^{-9}} \right|$$

$$Z_{old} = Z$$

Luego con este z se calcula M

$$M = 0.27 * \frac{P_{pr}}{z * T_{pr}}$$

Una vez obtenido M se procede a calcular el factor de compresibilidad z para realizar el estudio.

$$z = 1 + \left( 0.3265 - \frac{1.07}{T_{pr}} - \frac{0.5339}{T_{pr}} + \frac{0.01569}{T_{pr}^2} - \frac{0.05165}{T_{pr}^5} \right) * M + \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^2 - 0.1056 * \left( -\frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^5 + 0.6134 * (1 + 0.721 * M^2) * \left( \frac{M^2}{T_{pr}^3} \right) * \text{Exp}(-0.721 * M^2)$$

Realizar la secuencia iterativa por medio de la formula anterior hasta que  $Z_{old}$  sea menor o igual a z con un error de 0.001.

## Paso 2

Calcular la Viscosidad del gas.

Se determina el peso molecular del gas

$$PM_g = GE_g * 28.97 \text{ lb/lb-mol}$$

Luego la densidad del gas

$$\rho_g = \frac{PM_g * p}{10.73 * T * z}$$

Donde:

P = presión (lpca)

T = temperatura (R)

$\rho_g$  = densidad del gas (lb/pie<sup>3</sup>)

Transformar la densidad a gr/cc

$$\rho_g = \frac{\rho_g}{62.492} \Rightarrow (\text{gr/cc})$$

Luego se calculan los parámetros A, B, C.

$$A = \frac{(9.379 + 0.0167 * PM_g) * T^{1.5}}{209.2 + 19.26 * PM_g + T}$$

$$B = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009 * PM_g$$

$$C = 2.447 - 0.2224 * B$$

Luego

$$\mu_g = A * \exp(B * \rho_g^C) * 1E-4$$

Donde:

$\mu_g$  = viscosidad del gas (cp)

$\rho_g$  = densidad del gas (gr/cc)

### Paso 3

Calcular el coeficiente de arrastre y la velocidad de asentamiento, mediante el siguiente método iterativo.

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$\rho_o = GE_o * 62.4$$

$$V_t = 0.0204 \left( \frac{(\rho_l - \rho_g) * d_m}{\rho_g} \right)^{1/2}$$

Donde:

$\rho_l$  = densidad del líquido (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$d_m$  = diámetro de la gota (micrón). **Si el diámetro de la gota no es dato suponer 100 micrones.**

$V_t$  = velocidad de asentamiento (pie/seg)

Luego calcular el Número de Reynolds (Re)

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}$$

Calcular el coeficiente de arrastre ( $C_D$ )

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

Se recalcula  $V_t$

$$V_t = 0.0119 * \left( \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right)^{1/2}$$

Se repite el cálculo a partir del número de Número de Reynolds, hasta obtener convergencia.

#### Paso 4

Calcular la constante de Souders y Brown ( $K$ )

$$K = \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde:

$\rho_l$  = densidad del líquido (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$d_m$  = diámetro de la gota (micrón)

$C_D$  = coeficiente de arrastre.

#### Paso 5

Calcular la capacidad de gas

$$d * L_{eff} = 420 \frac{T * z * Q_g}{p} * K$$

$T$  = temperatura (R)

$p$  = presión (lpca)

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

$z$  = factor de compresibilidad

$d$  = diámetro (pulgadas)

$L_{eff}$  = longitud efectiva (pie)

Calcular el diámetro base

$$d = \frac{\sqrt{12 * ctte}}{R - 1}$$

Donde R igual a 3 y la ctte es igual a  $d * L_{eff}$ .

Luego se calcula  $L_{eff}$  y  $L_{ss}$  para generar la tabla de capacidad de gas.

$$L_{eff} = \frac{ctte}{d_{base}}, \quad L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

### Paso 6

Calcular la capacidad de líquido

$$d^2 * L_{eff} = \frac{t_r * Q_l}{0.7}$$

$Q_o$  = tasa de petróleo (MMpcsd)

d = diámetro (pulgadas)

$L_{eff}$  = longitud efectiva (pie)

$t_r$  = tiempo de retención (min)

Determinar  $L_{eff}$ ,  $L_{ss}$  y R para generar la tabla de capacidad de líquido.

$$L_{eff} = \frac{t_r * Q_l}{0.7 * d_{base}^2}, \quad L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff}, \quad R = 12 * \frac{L_{ss}}{d}, \quad 1.5 < R < 3$$

Comparar las longitudes obtenidas por la capacidad de gas y la capacidad de líquido, va predominar en el diseño la longitud mayor, debido a que tomando esta longitud se garantiza que la fase que tiene una longitud menor, se separe ya que el separador posee mayor longitud.

### Paso 7

Se procede a iterar el diámetro base para R igual 3 hasta obtener el diámetro mínimo.

Luego se genera la tabla partiendo del diámetro mínimo aproximadamente 18 pies con un salto de 6 en 6 aproximando al número entero mayor siguiente.

**Paso 8**

Calcular el diámetro de la boquilla de entrada

Tasa de gas a condiciones de operación

$$Q_{gop} = \frac{Q_g * PM_g * GE_g}{379 * 86400 * \rho_g}$$

Donde:

$Q_g$  = tasa de gas (pcsd)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$Q_{gop}$  = tasa de gas a cond. Operación (pie<sup>3</sup>/seg)

Densidad de la mezcla

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$\rho_o = GE_o * 62.4$$

$$\rho_m = \frac{Q_o * \rho_o + Q_{gop} * \rho_g}{Q_o + Q_{gop}}$$

$Q_{gop}$  = tasa de gas a cond. Operación (pie<sup>3</sup>/seg)

$Q_o$  = tasa de petróleo (pie<sup>3</sup>/seg)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_o$  = densidad del petróleo (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_{mezcla}$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

Velocidad de la boquilla

$$V_{boq} = \frac{80}{(\rho_{mezcla})^{1/2}}$$

$V_{boq}$  = velocidad de la boquilla (pie/seg)

La máxima permitida es de 30 pie/seg, si es mayor se trabaja con 30 pie/seg.

Diámetro de la boquilla

$$\phi_{boq} = \left( \frac{4 * (Q_o + Q_g)}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

$\phi_{boq}$  = diámetro de la boquilla (pie), llevar a pulgadas.

### Paso 9

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de gas

Velocidad de la boquilla de gas

$$V_{bg} = \frac{80}{(\rho_g)^{1/2}}$$

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$V_{bg}$  = velocidad del gas (pie/seg)

Diámetro de la boquilla de salida de gas

$$\phi_{bsg} = \left( \frac{4 * Q_g}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

$\phi_{bsg}$  = diámetro de la boquilla de salida de gas (pie), llevar a pulgadas.

$Q_g$  = tasa de gas a condiciones de operación (pie<sup>3</sup>/seg)

### Paso 10

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de líquido

$$\phi_{bso} = \left( \frac{4 * Q_o}{\pi * V_{bo}} \right)^{1/2}$$

La velocidad para la salida de petróleo esta entre 1 y 3 pie/seg, se trabaja con el valor de 2 pie/seg.

$Q_o$  = tasa de petróleo (pie<sup>3</sup>/seg)

$\phi_{bso}$  = diámetro de la boquilla de salida de petróleo (pie), llevar a pulgadas.

Las boquillas se colocan tanto como sea práctico de las líneas tangentes del separador.

### **Paso 11**

Ubicación del extractor de neblina

- El extractor de neblina se colocará para gotas mayores a 100 micrones.
- Se coloca en el extremo donde esta la boquilla de salida de gas a una distancia prudente entre la salida y el nivel de líquido.

#### **3.4.1.2 Dimensionamiento separador gas-líquido vertical**

Se establece la secuencia paso a paso, que permite diseñar el separador vertical gas-líquido mas adecuado a partir de datos de entradas específicos.

#### **Datos de entrada:**

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Tasa de petróleo =  $Q_o$  (bpd)
- Tasa de gas =  $Q_g$  (MMpcsd)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad API
- Tamaño de gota =  $d_m$  (micrón). Si no es dato se asumen 100 micrones.

En el dimensionamiento de separadores gas-líquido vertical, se repiten los siguientes pasos del dimensionamiento de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad (Z).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown (K).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

**Paso 5**

Calcular la capacidad de gas, para determinar el diámetro base

$$d^2 = 5040 * \frac{T * z * Q_g}{p} * K$$

Donde.

T = temperatura (R)

p = presión (lpca)

Q<sub>g</sub> = tasa de gas (MMpcsd)

z = factor de compresibilidad

d = diámetro (pulgadas)

**Paso 6**

Calcular la capacidad de líquido con el diámetro base

$$d^2 * h = \frac{t_r * Q_l}{0.12}$$

Donde:

t<sub>r</sub> = tiempo de retención (min)

Q<sub>l</sub> = tasa de líquido (bpd)

d = diámetro (pulgadas)

h = altura de líquido (pulgadas)

Calcular la longitud de costura a costura

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12}$$

Donde:

d = diámetro (pulgadas)

h = altura de líquido (pulgadas)

Calcular la relación de longitud

$$R = 12 \frac{L_{ss}}{d}, \quad \text{Rango} \Rightarrow 3 < R < 4$$

**Paso 7**

Si el valor obtenido de la relación de longitud es menor que tres (3), se toma como diámetro mínimo el de la capacidad de gas, ya que es el diámetro base necesario para separar la tasa de gas especificada. Si la relación de longitud es mayor que tres (3), se genera la tabla a partir de diámetros por encima y por debajo del diámetro mínimo con una variación aproximada de seis en seis.

Para determinar el tamaño de las boquillas de entrada de líquido, salida de gas y salida de líquido se repiten los siguientes pasos, del dimensionamiento separador gas-líquido horizontal y difieren del mismo en la ubicación de las boquillas especificando su ubicación de la siguiente manera:

- **Paso 8, cálculo del diámetro de la boquilla de entrada de líquido.**

La boquilla se coloca en:  $h_1$  (tabla) más  $d_{sep}/2$  (tabla), si el diámetro es menor que 2 pies se coloca a 2 pies, (de la tabla parámetros finales de “d” y “h” para  $R=3$ ).

- **Paso 9, cálculo del diámetro de la boquilla de salida de gas.**

Se coloca en la parte superior del separador.

- **Paso 10, cálculo del diámetro de la boquilla de salida de líquido**

Se coloca en la parte inferior del separador.

Se debe realizar de forma idéntica los cálculos usando la misma secuencia y fórmulas respectivamente.

**Paso 11**

Ubicación del extractor de neblina

- El extractor de neblina se colocará para gotas mayores a 100 micrones.
- Se coloca 3 pies por encima de la parte superior de la boquilla de entrada.

**3.4.2 Secuencia para el diseño de separadores trifásicos**

La secuencia permite determinar el separador trifásico gas-petróleo-agua más adecuado, dependiente de los datos de entrada.

### 3.4.2.1 Dimensionamiento separador gas-petróleo-agua horizontal

Se establece la secuencia paso a paso, que permite diseñar el separador horizontal gas-petróleo-agua mas adecuado a partir de datos de entradas específicos.

#### Datos de entrada:

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  ( $^{\circ}\text{F}$ )
- Tasa de petróleo =  $Q_o$  (bpd)
- Tasa de gas =  $Q_g$  (MMpcsd)
- Tasa de agua =  $Q_w$  (bpd)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad específica del agua =  $GE_w$
- Gravedad API
- Viscosidad del petróleo (cp)
- Tamaño de gota =  $d_m$  (micrón)
- Tiempo de retención de petróleo =  $t_{ro}$  (min)
- Tiempo de retención de agua =  $t_{rw}$  (min)

En el dimensionamiento de separadores gas-petróleo-agua horizontal, se repiten los siguientes pasos del dimensionamiento de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad ( $Z$ ).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown ( $K$ ).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

**Paso 5**

Calcular la capacidad de gas

$$d * L_{eff} = 420 \frac{T * z * Q_g}{p} * K$$

T = temperatura (R)

p = presión (lpca)

Q<sub>g</sub> = tasa de gas (MMpcsd)

z = factor de compresibilidad

d = diámetro (pulgadas)

L<sub>eff</sub> = longitud efectiva (pie)

Calcular el diámetro base

$$d = \frac{\sqrt{12 * ctte}}{R - 1}$$

Donde R igual a 3 y la ctte es igual a d\*L<sub>eff</sub>.

Luego se calcula L<sub>eff</sub> y L<sub>ss</sub> para generar la tabla de capacidad de gas.

$$L_{eff} = \frac{ctte}{d_{base}}$$

**Paso 6**

Calcular la retención líquido

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 * (Q_o(t_r)_o + Q_w(t_r)_w)$$

Donde:

Q<sub>o</sub> = tasa de petróleo (bpd)

Q<sub>w</sub> = tasa de agua (bpd)

t<sub>ro</sub> = tiempo de retención de petróleo (min)

t<sub>rw</sub> = tiempo de retención de agua (min)

Calcular L<sub>eff</sub>, L<sub>ss</sub> y R partiendo del diámetro base y generar la tabla para la retención de líquido.

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12}, \quad R = 12 \frac{L_{ss}}{d}, \quad \text{Rango} \Rightarrow 3 < R < 5$$

Comparar las longitudes obtenidas por la capacidad de gas y la capacidad de líquido, va predominar en el diseño la longitud mayor, debido a que tomando esta longitud se garantiza que la fase, que tiene una longitud menor se separe ya que el separador posee mayor longitud.

### Paso 7

Iterar el diámetro con R igual a 3 partiendo del diámetro base para obtener el diámetro mínimo y generar tabla de valores.

### Paso 8

Calcular el diámetro de la boquilla de entrada

Tasa de gas a condiciones de operación

$$Q_{gop} = \frac{Q_g * PM_g * GE_g}{379 * 86400 * \rho_g}$$

Donde:

$Q_g$  = tasa de gas (pcsd)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$Q_{gop}$  = tasa de gas a cond. Operación (pie<sup>3</sup>/seg)

Densidad de la mezcla

$$\rho_m = \frac{Q_o * \rho_o + Q_w * \rho_w + Q_{gop} * \rho_g}{Q_o + Q_w + Q_{gop}}$$

$Q_{gop}$  = tasa de gas a cond. Operación (pie<sup>3</sup>/seg)

$Q_o$  = tasa de petróleo (pie<sup>3</sup>/seg)

$Q_w$  = tasa de agua (pie<sup>3</sup>/seg)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_o$  = densidad del petróleo (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_w$  = densidad de agua (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_{mezcla}$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

Velocidad de la boquilla

$$V_{boq} = \frac{80}{(\rho_{mezcla})^{1/2}}$$

$V_{boq}$  = velocidad de la boquilla (pie/seg)

La máxima permitida es de 30 pie/seg, si es mayor se trabaja con 30 pie/seg.

Diámetro de la boquilla

$$\phi_{boq} = \left( \frac{4 * (Q_o + Q_w + Q_g)}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

$\phi_{boq}$  = diámetro de la boquilla (pie), llevar a pulgadas.

### Paso 9

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de gas

Velocidad de la boquilla de gas

$$V_{bg} = \frac{80}{(\rho_g)^{1/2}}$$

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$V_{bg}$  = velocidad del gas (pie/seg)

Diámetro de la boquilla de salida de gas

$$\phi_{bsg} = \left( \frac{4 * Q_g}{\pi * V_{boq}} \right)^{1/2}$$

$\phi_{bsg}$  = diámetro de la boquilla de salida de gas (pie), llevar a pulgadas.

$Q_g$  = tasa de gas a condiciones de operación (pie<sup>3</sup>/seg)

**Paso 10**

Calcular el diámetro de la boquilla de salida de líquido

$$\phi_{bsl} = \left( \frac{4 * (Q_o + Q_w)}{\pi * V_{bl}} \right)^{1/2}$$

La velocidad para la salida del líquido esta entre 1 y 3 pie/seg, se trabaja con el valor de 2 pie/seg.

$Q_o$  = tasa de petróleo (pie<sup>3</sup>/seg)

$\phi_{bsl}$  = diámetro de la boquilla de salida de petróleo (pie), llevar a pulgadas.

Las boquillas se colocan tan sea como sea práctico de las líneas tangentes del separador

**Paso 11**

Ubicación del extractor de neblina

- El extractor de neblina se colocará para gotas mayores a 100 micrones.
- Se coloca en el extremo donde esta la boquilla de salida de gas a una distancia prudente entre la salida y el nivel de líquido.

**3.4.2.2 Dimensionamiento separador gas-petróleo-agua vertical**

Se establece la secuencia paso a paso, que permite diseñar el separador vertical gas-petróleo-agua, mas adecuado a partir de datos de entradas específicos.

**Datos de entrada:**

- Presión = p (lpca)
- Temperatura = T (°F)
- Tasa de petróleo =  $Q_o$  (bpd)
- Tasa de gas =  $Q_g$  (MMpcsd)
- Tasa de agua =  $Q_w$  (bpd)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$

- Gravedad específica del agua =  $GE_w$
- Gravedad API
- Viscosidad del petróleo (cp)
- Tamaño de gota =  $d_m$  (micrón)
- Tiempo de retención de petróleo =  $t_{ro}$  (min)
- Tiempo de retención de agua =  $t_{rw}$  (min)

En el dimensionamiento de separadores gas-petróleo-agua vertical, se repiten los siguientes pasos del dimensionamiento de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad (Z).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown (K).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

### **Paso 5**

Calcular la capacidad de gas, para determinar el diámetro base

$$d^2 = 5040 * \frac{T * z * Q_g}{p} * K$$

Donde.

T = temperatura (R)

p = presión (lpca)

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

z = factor de compresibilidad

d = diámetro (pulgadas)

Calcular diámetro base para el agua

$$d^2 = 0.0267 \frac{Q_o * \mu}{\Delta GE}$$

Donde:

$Q_o$  = tasa de petróleo (bpd)

$d$  = diámetro (pulgadas)

$\Delta GE = GE_w - GE_o$

$\mu$  = viscosidad del petróleo (cp)

### Paso 6

Calcular la retención de líquido

$$h_o + h_w = \frac{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w}{0.12 * d^2}$$

Donde:

$Q_o$  = tasa de petróleo (bpd)

$Q_w$  = tasa de agua (bpd)

$t_{ro}$  = tiempo de retención de petróleo (min)

$t_{rw}$  = Tiempo de retención de agua (min)

$d$  = diámetro (pulgadas)

$h_o + h_w$  = altura de líquido (pulgadas)

Calcular longitud de costura a costura

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + d + 40}{12}$$

Calcular la relación de longitud

$$R = 12 \frac{L_{ss}}{d}, \quad \text{Rango} \Rightarrow 1.5 < R < 3$$

### Paso 7

Si el valor obtenido de la relación de longitud es menor que tres (3), se toma como diámetro mínimo el de la capacidad de gas, ya que es el diámetro base necesario para

separar la tasa de gas especificada. Si la relación de longitud es mayor que tres (3), se genera la tabla a partir de diámetros por encima y por debajo del diámetro mínimo con una variación aproximada de seis en seis.

Para determinar el tamaño de las boquillas de entrada de líquido, salida de gas y salida de líquido se repiten los siguientes pasos, del dimensionamiento separador gas-petróleo-agua horizontal y difieren del mismo en la ubicación de las boquillas especificando su ubicación de la siguiente manera:

- **Paso 8, calculo del diámetro de la boquilla de entrada de liquido.**

La boquilla se coloca en:  $h_1$  (tabla) más  $d_{sep}/2$  (tabla), si el diámetro es menor que 2 pies se coloca a 2 pies, (de la tabla parámetros finales de “d” y “h” para  $R=3$ ).

- **Paso 9, calculo del diámetro de la boquilla de salida de gas.**

Se coloca en la parte superior del separador.

- **Paso 10, calculo del diámetro de la boquilla de salida de líquido**

Se coloca en la parte inferior del separador.

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

### **Paso 11**

Ubicación del extractor de neblina

- El extractor de neblina se colocará para gotas mayores a 100 micrones.
- Se coloca 3 pies por encima de la parte superior de la boquilla de entrada.

### **3.5 Procedimiento utilizado para la evaluación o diagnostico de separadores.**

La evaluación o diagnostico de separadores consiste en evaluar las características de un separador, para determinar si esta en capacidad de operar bajo ciertos parámetros de presión, temperatura, gravedad especifica del gas, gravedad API y características de longitud del separador, diámetro del separador, es decir, se realiza un diagnostico del separador, se deben tener las características y parámetros antes expuestas. Se hace

el diagnóstico basándose en la tasa de fluido que se desea producir si la tasa de campo o esperada por el operador está por debajo del valor teórico o el obtenido en el procedimiento, se dice que el separador está en capacidad de operar, de lo contrario si el valor del procedimiento está por debajo del valor de campo o esperado no está en capacidad de operar, debido a que el valor teórico no satisface el valor de campo.

### 3.5.1 Secuencia para el diagnóstico de separadores bifásico.

Se realiza paso a paso la secuencia en la que se determinará el diagnóstico o la evaluación de los diferentes separadores bifásicos, bajo ciertos parámetros y características.

#### 3.5.1.1 Diagnóstico separador gas-líquido horizontal

La siguiente secuencia diagnóstica la operatividad de un separador gas-líquido horizontal bajo ciertos parámetros y características específicas.

#### Datos de entrada:

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad API
- Longitud del separador =  $L_{ss}$  (pie)
- Diámetro del separador =  $d$  (pulgadas)
- Tamaño de la gota =  $d_m$  (micrón)

#### Paso 1

Calcular el Factor de compresibilidad ( $z$ )

Presión Pseudoreducida

$$P_{pr} = \frac{P}{756.8 - 131 * GE_g - 3.6 * GE_g^2}$$

Temperatura Pseudoreducida

$$T_{pr} = \frac{T}{169.2 + 349.5 * GE_g - 74 * GE_g^2}$$

Secuencia para obtener z

$$z = 1$$

$$z_{old} = 0$$

$$\left| \frac{z - z_{old}}{z + 1 * 10^{-9}} \right|$$

$$z_{old} = z$$

Realizar la secuencia iterativa por medio de la formula anterior hasta que  $z_{old}$  sea menor o igual a z con un error de 0.001.

Luego con este z se calcula M

$$M = 0.27 * \frac{P_{pr}}{z * T_{pr}}$$

Una vez obtenido M se procede a calcular el factor de compresibilidad z para realizar el estudio.

$$z = 1 + \left( 0.3265 - \frac{1.07}{T_{pr}} - \frac{0.5339}{T_{pr}} + \frac{0.01569}{T_{pr}^2} - \frac{0.05165}{T_{pr}^5} \right) * M + \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^2 - 0.1056 * \left( -\frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^2} \right) * M^5 + 0.6134 * (1 + 0.721 * M^2) * \left( \frac{M^2}{T_{pr}^3} \right) * \text{Exp}(-0.721 * M^2)$$

## Paso 2

Calcular la Viscosidad del gas.

Se determina el peso molecular del gas

$$PM_g = GE_g * 28.97 \text{ lb/lb-mol}$$

Luego la densidad del gas

$$\rho_g = \frac{PM_g * p}{10.73 * T * z}$$

Donde:

P = presión (lpca)

T = temperatura (R)

$\rho_g$  = densidad del gas (lb/pie<sup>3</sup>)

Transformar la densidad a gr/cc

$$\rho_g = \frac{\rho_g}{62.492} \Rightarrow (\text{gr/cc})$$

Luego se calcula A, B, C.

$$A = \frac{(9.379 + 0.0167 * PM_g) * T^{1.5}}{209.2 + 19.26 * PM_g + T}$$

$$B = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009 * PM_g$$

$$C = 2.447 - 0.2224 * B$$

Luego

$$\mu_g = A * \text{Exp}(B * \rho_g^C) * 1E-4$$

Donde:

$\mu_g$  = viscosidad del gas (cp)

$\rho_g$  = densidad del gas (gr/cc)

### Paso 3

Calcular el coeficiente de arrastre, mediante el siguiente método iterativo

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$\rho_o = GE_o * 62.4$$

$$V_t = 0.0204 \left( \frac{(\rho_l - \rho_g) * d_m}{\rho_g} \right)^{1/2}$$

Donde:

$\rho_l$  = densidad del líquido (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$d_m$  = diámetro de la gota (micrón)

$V_t$  = velocidad de asentamiento (pie/seg)

Luego calcular el Número de Reynolds (Re)

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}$$

Calcular el coeficiente de arrastre ( $C_D$ )

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

Se recalcula  $V_t$

$$V_t = 0.0119 * \left( \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right)^{1/2}$$

Se repite el cálculo a partir del número de Número de Reynolds.

#### Paso 4

Calcular la constante de Souders y Brown (K)

$$K = \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde:

$\rho_l$  = densidad del líquido (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = densidad de gas (lb/pie<sup>3</sup>)

$d_m$  = diámetro de la gota (micrón)

$C_D$  = coeficiente de arrastre.

#### Paso 5

Calcular la longitud efectiva ( $L_{eff}$ )

$$L_{eff} = \frac{3}{4} * L_{ss}$$

$L_{eff}$  = longitud efectiva (pie)

$L_{ss}$  = longitud costura a costura (pie)

### Paso 6

Calcular la tasa de líquido

$$Q_l = \frac{L_{eff} * d^2 * 0.7}{t_r}$$

$Q_l$  = tasa de líquido (bpd)

$d$  = diámetro (pulgadas)

$t_r$  = tiempo de retención (min)

### Paso 7

$$Q_g = \frac{d * L_{eff} * p}{420 * T * K * z}$$

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

$p$  = presión (lpca)

$T$  = temperatura (R)

$z$  = factor de compresibilidad del gas.

Se comparan los datos de tasas de campo o la esperada por el operador, con los valores de las tasas obtenidas por la secuencia, si el valor de la tasa obtenida por la secuencia es mayor, el separador está en capacidad de operar de lo contrario no puede operar

#### 3.5.1.2 Diagnostico separador gas-líquido vertical

La siguiente secuencia diagnostica la operatividad de un separador gas-líquido vertical bajo ciertos parámetros y características específicas.

#### Datos de entrada:

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$

- Gravedad API
- Longitud del separador =  $L_{ss}$  (pie)
- Diámetro del separador =  $d$  (pulgadas)
- Tamaño de la gota =  $d_m$  (micrón)

En el diagnostico de separadores gas-líquido vertical, se repiten los siguientes pasos del diagnostico de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad (Z).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown (K).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

### **Paso 5**

Calcular la altura de líquido

$$h = 12 * L_{ss} - d - 40$$

$h$  = altura de líquido

$L_{ss}$  = longitud costura a costura (pie)

$d$  = diámetro (pulgadas)

### **Paso 6**

Calcular la tasa de líquido

$$Q_l = \frac{d^2 * h * 0.12}{t_r}$$

$Q_l$  = tasa de líquido (bpd)

$t_r$  = tiempo de retención (min)

**Paso 7**

Calcular la tasa de gas

$$Q_g = \frac{d^2 * p}{5040 * T * z * K}$$

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

$p$  = presión (lpca)

$T$  = temperatura (R)

$z$  = factor de compresibilidad del gas

Se comparan los datos de tasas de campo o la esperada por el operador, con los valores de las tasas obtenidas por la secuencia, si el valor de la tasa obtenida por la secuencia es mayor, el separador está en capacidad de operar de lo contrario no puede operar

**3.5.2 Secuencia para el diagnóstico de separadores trifásico**

Se realiza paso a paso la secuencia en la que se determinará el diagnóstico o la evaluación de los diferentes separadores trifásicos, bajo ciertos parámetros y características.

**3.5.2.1 Diagnóstico separador gas-petróleo-agua horizontal**

La siguiente secuencia diagnóstica la operatividad de un separador gas-petróleo-agua horizontal bajo ciertos parámetros y características específicas.

**Datos de entrada:**

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad específica del agua =  $GE_w$
- Gravedad API
- Longitud del separador =  $L_{ss}$  (pie)

- Diámetro del separador =  $d$  (pulgadas)
- Tiempo de retención de petróleo =  $t_{ro}$  (min)
- Tiempo de retención de agua =  $t_{rw}$  (min)
- Viscosidad del petróleo =  $\mu$  (cp)
- Tamaño de la gota =  $d_m$  (micrón)

En el diagnostico de separadores gas-petróleo-agua horizontal, se repiten los siguientes pasos del diagnostico de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad (Z).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown (K).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

### Paso 5

Calcular la longitud efectiva ( $L_{eff}$ )

$$L_{eff} = L_{ss} - \frac{12}{d}$$

$L_{eff}$  = longitud efectiva (pie)

$L_{ss}$  = longitud costura a costura (pie)

$d$  = diámetro (pulgadas)

### Paso 6

Calcular la tasa de petróleo y agua

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 * (Q_o(t_r)_o + Q_w(t_r)_w)$$

En donde:

$$t_{ro} = f t_{rw}$$

$$Q_w = e Q_o$$

f y e representan porcentajes de tiempo y tasa respectivamente.

Sustituyendo se tiene:

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 * (Q_o * f t_{rw} + b Q_o * t_{rw})$$

$$\frac{d^2 * L_{eff}}{1.42} = Q_o * (f t_{rw} + e t_{rw})$$

$$Q_o = \frac{d^2 * L_{eff}}{1.42 * (f t_{rw} + e t_{rw})}$$

Donde:

$Q_o$  = tasa de petróleo (bpd)

$t_{rw}$  = tiempo de retención de agua (min)

Luego con la tasa de petróleo obtengo la tasa de agua

$$Q_w = e Q_o$$

$Q_w$  = tasa de agua (bpd)

### Paso 7

Calcular la tasa de gas

$$Q_g = \frac{d * L_{eff} * p}{420 * T * z * K}$$

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

T = temperatura (R)

p = presión (lpca)

z = factor de compresibilidad

Se comparan los datos de tasas de campo o la esperada por el operador, con los valores de las tasas obtenidas por la secuencia, si el valor de la tasa obtenida por la secuencia es mayor, el separador esta en capacidad de operar de lo contrario no puede operar

### 3.5.2.2 Diagnostico separador gas-petróleo-agua vertical

La siguiente secuencia diagnostica la operatividad de un separador gas-petróleo-agua vertical bajo ciertos parámetros y características específicas.

#### Datos de entrada:

- Presión =  $p$  (lpca)
- Temperatura =  $T$  (°F)
- Gravedad específica del gas =  $GE_g$
- Gravedad específica del agua =  $GE_w$
- Gravedad API
- Longitud del separador =  $L_{ss}$  (pie)
- Diámetro del separador =  $d$  (pulgadas)
- Tiempo de retención de petróleo =  $t_{ro}$  (min)
- Tiempo de retención de agua =  $t_{rw}$  (min)
- Viscosidad del petróleo =  $\mu$  (cp)
- Tamaño de la gota =  $d_m$  (micrón)

En el diagnostico de separadores gas-petróleo-agua vertical, se repiten los siguientes pasos del diagnostico de separadores gas-líquido horizontal:

- **Paso 1, calculo del factor de compresibilidad (Z).**
- **Paso 2, calculo de la viscosidad del gas.**
- **Paso 3, Calculo del coeficiente de arrastre.**
- **Paso 4, calculo de la constante de Souders y Brown (K).**

Se debe realizar de forma idéntica los calculos usando la misma secuencia y formulas respectivamente.

#### Paso 5

Calcular la altura de líquido

$$h_o + h_w = 12 * L_{ss} - d - 40$$

$h_o + h_w$  = altura de líquido (pulgadas)

$d$  = diámetro (pulgadas)

$L_{ss}$  = longitud costura a costura (pie)

### Paso 6

Calcular la tasa de petróleo y agua

$$h_o + h_w = \frac{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w}{0.12 * d^2}$$

En donde:

$$t_{ro} = f t_{rw}$$

$$Q_w = e Q_o$$

e y f representan porcentajes de tiempo y tasa respectivamente.

Sustituyendo se tiene:

$$h_o + h_w = \frac{f t_{rw} * Q_o + t_{rw} * e Q_o}{0.12 * d^2}$$

$$(h_o + h_w) * 0.12 * d^2 = f t_{rw} * Q_o + t_{rw} * e Q_o$$

$$Q_o = \frac{(h_o + h_w) * 0.12 * d^2}{f t_{rw} + e t_{rw}}$$

Donde:

$Q_o$  = tasa de petróleo (bpd)

$Q_w$  = tasa de agua (bpd)

$t_{ro}$  = tiempo de retención de petróleo (min)

$t_{rw}$  = Tiempo de retención de agua (min)

Luego se obtiene la tasa de agua

$$Q_w = e Q_o$$

$Q_w$  = tasa de agua (bpd)

**Paso 7**

Calcular la tasa de gas

$$Q_g = \frac{d^2 * p}{5040 * T * z * K}$$

Donde:

$Q_g$  = tasa de gas (MMpcsd)

T = temperatura (R)

p = presión (lpca)

z = factor de compresibilidad

Se comparan los datos de tasas de campo o la esperada por el operador, con los valores de las tasas obtenidas por la secuencia, si el valor de la tasa obtenida por la secuencia es mayor, el separador está en capacidad de operar de lo contrario no puede operar

**3.6 Programa computacional**

El programa computacional consiste en generar un pseudocódigo con las ecuaciones descritas y evaluadas anteriormente, que permita de una manera eficiente, obtener los resultados de diseño y evaluación, para los separadores bifásicos (horizontales, verticales) y trifásicos (horizontales, verticales).

El programa computacional se realizó en el lenguaje de programación Visual Basic 6.0, en el mismo se necesita especificar que tipo de operación se va a ejecutar, tal como: diseño o evaluación, especificar si el separador es bifásico o trifásico y a su vez horizontal o vertical.

**3.7 Nomogramas**

Los nomogramas son una aplicación del programa computacional que permite generar graficas en donde intervienen los parámetros principales de diseño de separadores bifásicos a determinada temperatura, presión, gravedad específica del gas y gravedad API. Las graficas facilitan la elección de las principales variables que intervienen en el diseño de una manera más rápida, pero no garantizan la exactitud

debido a los posibles errores de apreciación que se puedan tener en la lectura de los mismos.

## **CAPITULO IV RESULTADOS**

La veracidad de las secuencias tanto del diseño como del diagnóstico de los separadores bifásicos y trifásicos bien sean horizontal o vertical respectivamente se determinará, por medio de la comparación de los resultados obtenidos por el programa computacional luego de haber creado el pseudocódigo de cada una de las secuencias, con datos de bibliografías, es decir, ejercicios realizados por los autores Arnold K. y Stewart M. en el libro “Surface Production Operations” y Martínez Marcías J, en el manual “Diseño Conceptual de Separadores”. De esta manera se ratificará los resultados obtenidos.

### **4.1 Validación de resultados.**

Se comparan los resultados obtenidos por el programa computacional con los de la bibliografía consultada.

#### **4.1.1 Validación de la secuencia de diseño**

Determina las diferencias que puedan existir entre el programa computacional y los resultados de diferentes bibliografías en el diseño.

##### **4.1.1.1 Validación de la secuencia de diseño de separadores bifásicos.**

Los datos de las bibliografías consultadas “Surface Production Operations” y “Diseño Conceptual de Separadores”, serán el punto de comparación, con la del programa computacional para el diseño de separadores gas-líquido.

#### 4.1.1.1.1 Validación diseño separadores gas-líquido horizontal

##### 4.1.1.1.1.1 Validación diseño 1 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 7. Datos de diseño 1 separador horizontal bifásico

Datos	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (F)	60
Tasa de petróleo (bpd)	2000
Tasa de gas (MMpcsd)	10
GE del gas	0.6
Gravedad API	40
Tamaño de la gota	100

Tabla 8. Resultado, diseño 1 separador horizontal bifásico

Resultado				
t <sub>r</sub> (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
3	26	12.6796281	14.8462947	6.85213603
	32	8.37053571	11.0372024	4.13895089
	38	5.93589236	9.10255903	2.87449232
	44	4.42739079	8.09405746	2.20747022
	50	3.42857143	7.5952381	1.82285714
2	26	8.45308538	10.619752	4.90142402
	32	5.58035714	8.24702381	3.09263393
	38	3.95726157	7.12392824	2.24966155
	44	2.95159386	6.61826053	1.80498014
	50	2.28571429	6.45238095	1.54857143
1	26	4.22654269	6.39320935	2.95071201
	32	2.79017857	5.45684524	2.04631696
	38	1.97863079	5.14529745	1.62483077
	44	1.47579693	5.1424636	1.40249007
	50	1.14285714	5.30952381	1.27428571

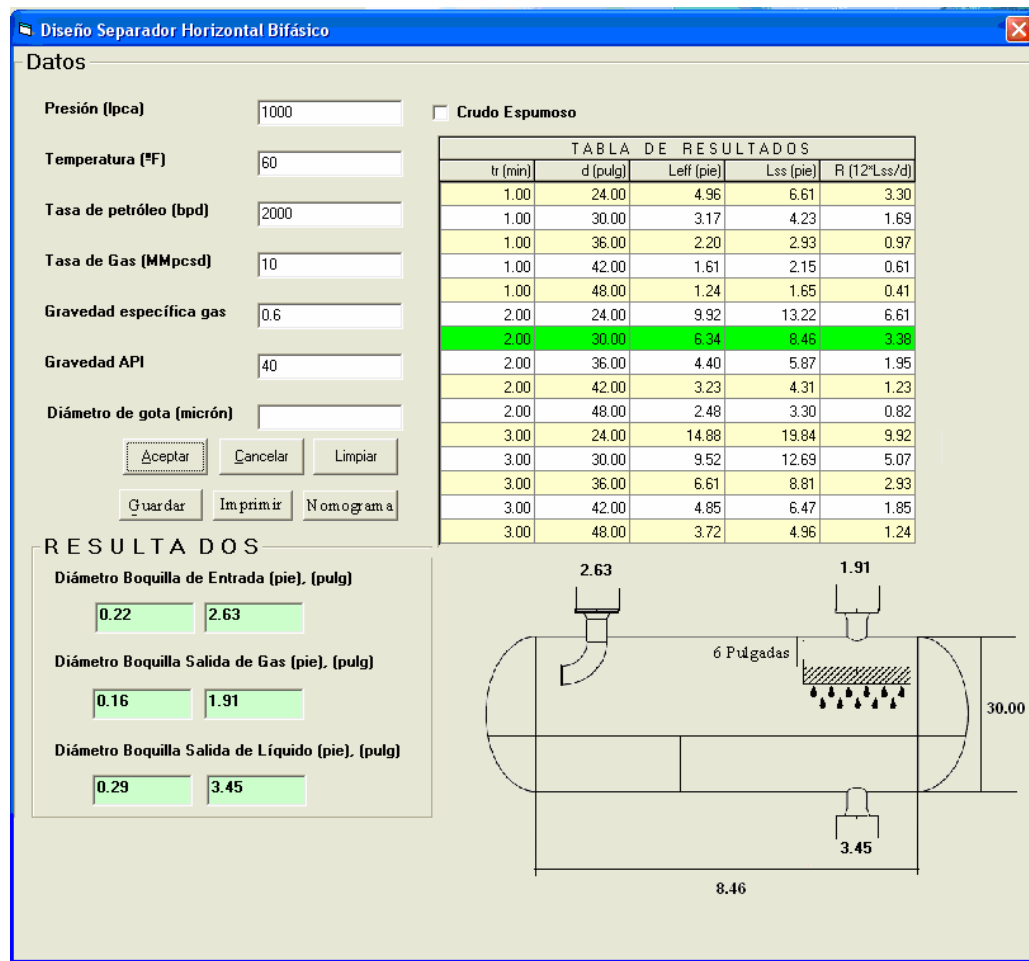


Fig. 26 Diseño 1 programa computacional

Se puede apreciar en la comparación de los resultados donde la tabla 8 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 26 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 8 se tiene un separador de 32 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 8.24 pie, con una relación de 3.09, para un tiempo de retención de 2 min.

En la Fig. 26 se tiene un separador de 30 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 9.46 pie, con una relación de 3.96, para un tiempo de retención de 2 min.

Se puede observar que existe una pequeña variación, que se deben a decimales despreciados en los cálculos realizados con los datos del libro, los cuales el programa computacional no los desprecia, ambos separadores están entre el rango de operatividad, es decir, ambos funcionan.

La casilla que se encuentra vacía, en el programa computacional referida a diámetro de la gota en micrón, el programa esta diseñado para asumir un diámetro de gota de 100 micrón si no es dato y de ser el dato 100 micrones se puede omitir y no colocarse, si es otro valor debe colocarse en la casilla indicada.

#### 4.1.1.1.2 Validación diseño 2 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 9. Datos de diseño 2 separador horizontal bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	25000
Tasa de gas (MMpcsd)	50
GE del gas	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de la gota	100

Tabla 10. Resultado, diseño 2 separador horizontal bifásico

Resultado				
$t_r$ (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
3	74	19.5658979	25.7325646	4.17284832
	80	16.7410714	23.4077381	3.51116071
	86	14.4865951	21.6532617	3.02138536
	92	12.6586551	20.3253218	2.65112893
	98	11.1560659	19.3227326	2.36604889
2	74	13.043932	19.2105986	3.11523221
	80	11.1607143	17.827381	2.67410714
	86	9.65773005	16.8243967	2.34759024
	92	8.43910343	16.1057701	2.10075262
	98	7.43737728	15.6040439	1.91069926
1	74	6.52196598	12.6886326	2.05761611
	80	5.58035714	12.2470238	1.83705357
	86	4.82886502	11.9955317	1.67379512
	92	4.21955171	11.8862184	1.55037631
	98	3.71868864	11.8853553	1.45534963

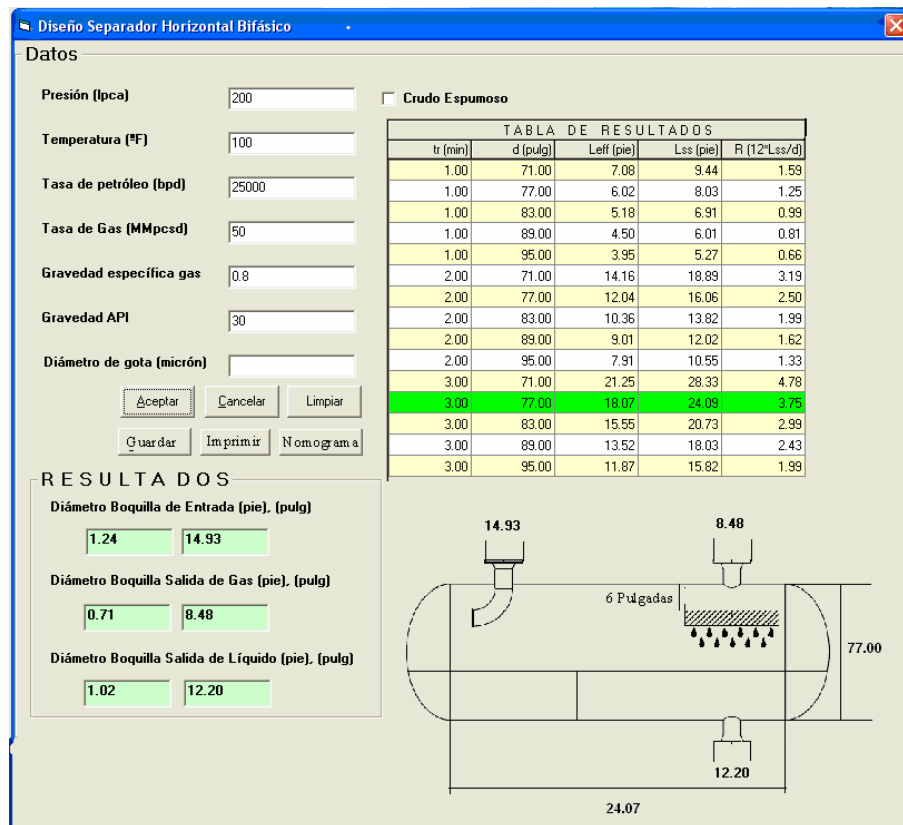


Fig. 27 Diseño 2 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 10 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 27 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 10 se tiene un separador de 80 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 23.4 pie, con una relación de 3.51, para un tiempo de retención de 3 min.

En la Fig. 27 se tiene un separador de 77 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 24.09 pie, con una relación de 3.75, para un tiempo de retención de 3 min.

Se puede observar que existe una pequeña variación, que se deben a decimales despreciados en los cálculos realizados con los datos del libro, los cuales el programa computacional no los desprecia, ambos separadores están entre el rango de operatividad, es decir, ambos funcionan.

#### **4.1.1.1.2 Validación diseño separadores gas-líquido vertical**

##### **4.1.1.1.2.1 Validación diseño 3 separadores gas-líquido vertical**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 11. Datos de diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (F)	60
Tasa de petróleo (bpd)	2000
Tasa de gas (MMpcsd)	10
GE del gas	0.6
Gravedad API	40
Tamaño de la gota	100

Tabla 12. Resultado, diseño 3 separador vertical bifásico

Resultado				
tr (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R
3	26	73.964497	11.6637081	5.38324989
3	32	48.828125	10.0690104	3.77587891
3	38	34.6260388	9.38550323	2.96384313
3	44	25.8264463	9.15220386	2.4960556
2	26	49.3096647	9.60913872	4.4349871
2	32	32.5520833	8.71267361	3.2672526
2	38	23.0840259	8.42366882	2.66010594
2	44	17.2176309	8.43480257	2.3004007
1	26	24.6548323	7.55456936	3.48672432
1	32	16.2760417	7.35633681	2.7586263
1	38	11.5420129	7.46183441	2.35636876
1	44	8.60881543	7.71740129	2.10474581

**Diseño Separador Vertical Bifásico**

**Datos**

Presión (lpsa)

Temperatura (°F)

Tasa de petróleo (bpd)

Tasa de Gas (MMpcsd)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

☐ Crudo Espumoso

**TABLA DE RESULTADOS**

tr (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R (12*Lss/d)
1.00	26.00	24.65	7.55	3.48
1.00	32.00	16.27	7.35	2.75
1.00	38.00	11.54	7.46	2.35
2.00	26.00	49.30	9.60	4.43
2.00	32.00	32.55	8.71	3.26
2.00	38.00	23.08	8.42	2.66
3.00	26.00	73.96	11.66	5.38
3.00	32.00	48.82	10.06	3.77
3.00	38.00	34.62	9.38	2.96

**RESULTADOS**

Diámetro Boquilla de Entrada (pie), (pulg)

Diámetro Boquilla Salida de Gas (pie), (pulg)

Diámetro Boquilla Salida de Líquido (pie), (pulg)

**Diagrama del Separador:**

Fig. 28 Diseño 3 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 12 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 28 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 12 se tiene un separador de 32 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 10 pie, con una relación de 3.77, para un tiempo de retención de 3 min.

En la Fig. 28 se tiene un separador de 32 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 10 pie, con una relación de 3.77, para un tiempo de retención de 3 min.

Se puede observar que no existe variación, de los resultados obtenidos con los datos del libro, con los del programa computacional, en ambos casos se tomaron los mismos valores.

#### 4.1.1.1.2.2 Validación diseño 4 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 13. Datos de diseño 4 separador vertical bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	25000
Tasa de gas (MMpcsd)	50
GE del gas	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de la gota	100

Tabla 14. Resultado, diseño 4 separador vertical bifásico

Resultado				
$t_r$ (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R
3	90	77.1604938	17.2633745	2.30178326
2	90	51.4403292	15.1200274	2.01600366
1	90	25.7201646	12.9766804	1.73022405

**Diseño Separador Vertical Bifásico**

**Datos**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Tasa de petróleo (bpd)

Tasa de Gas (MMpcsd)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

☐ Crudo Espumoso

**TABLA DE RESULTADOS**

$t_r$ (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R (12"Lss/d)
1.00	106.00	18.59	13.70	1.55
2.00	106.00	37.18	15.25	1.72
3.00	106.00	55.77	16.80	1.90

**RESULTADOS**

Diámetro Boquilla de Entrada (pie). (pulg)

Diámetro Boquilla Salida de Gas (pie). (pulg)

Diámetro Boquilla Salida de Líquido (pie). (pulg)

**Diagrama del Separador:**

14.93

8.48

16.80

2 Pie

12.20

1.02

0.71

1.24

14.93

Fig. 29 Diseño 4 programa computacional

Se puede apreciar en la comparación de los resultados donde la tabla 14 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 29 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 14 se tiene un separador de 90 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 17.26 pie, con una relación de 2.30, para un tiempo de retención de 3 min.

En la figura 29 se tiene un separador de 106pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 16.8 pie, con una relación de 1.9, para un tiempo de retención de 3 min.

La variación presente entre los diámetros es un caso particular de los separadores verticales bifásicos, debido a que predomina la capacidad de gas y el diámetro mínimo tiene que ser el valor obtenido en ese calculo, ya que si se disminuye para tratar de satisfacer la relación de longitudes no existirá una separación de la fase de gas, de la de líquido, por tal motivo en este caso no se limita a obtener un separador dentro del rango de longitudes, la diferencia radica en la relación de longitudes.

#### **4.1.1.2 Validación de la secuencia de diseño de separadores trifásicos.**

Los datos de las bibliografías consultadas “Surface Production Operations” y “Diseño Conceptual de Separadores”, sera el punto de comparación, con la del programa computacional para el diseño de separadores gas-petróleo-agua.

##### **4.1.1.2.1 Validación diseño separadores gas-petróleo-agua horizontal**

###### **4.1.1.2.1.1 Validación diseño 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 15. Datos de diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	100
Temperatura (F)	90
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	5
Tasa de agua	3000
GE del gas	0,6
Gravedad API	30
Viscosidad del petróleo	10
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 16. Resultado, diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Resultado</b>			
Capacidad de Líquido			
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
22	234.710744	237.044077	129.296769
28	144.897959	147.731293	63.3134111
34	98.2698962	101.60323	35.8599634
40	71	74.8333333	22.45
46	53.6862004	58.0195337	15.1355305
52	42.0118343	46.8451677	10.8104233
58	33.7693222	39.1026556	8.0902046
64	27.734375	33.5677083	6.29394531
70	23.1836735	29.5170068	5.06005831
76	19.66759	26.5009234	4.18435632
82	16.8947055	24.2280389	3.54556666
88	14.6694215	22.5027548	3.06855748
94	12.8564962	12.8564962	1.64125483
<b>Predomina Capacidad de Líquido</b>			

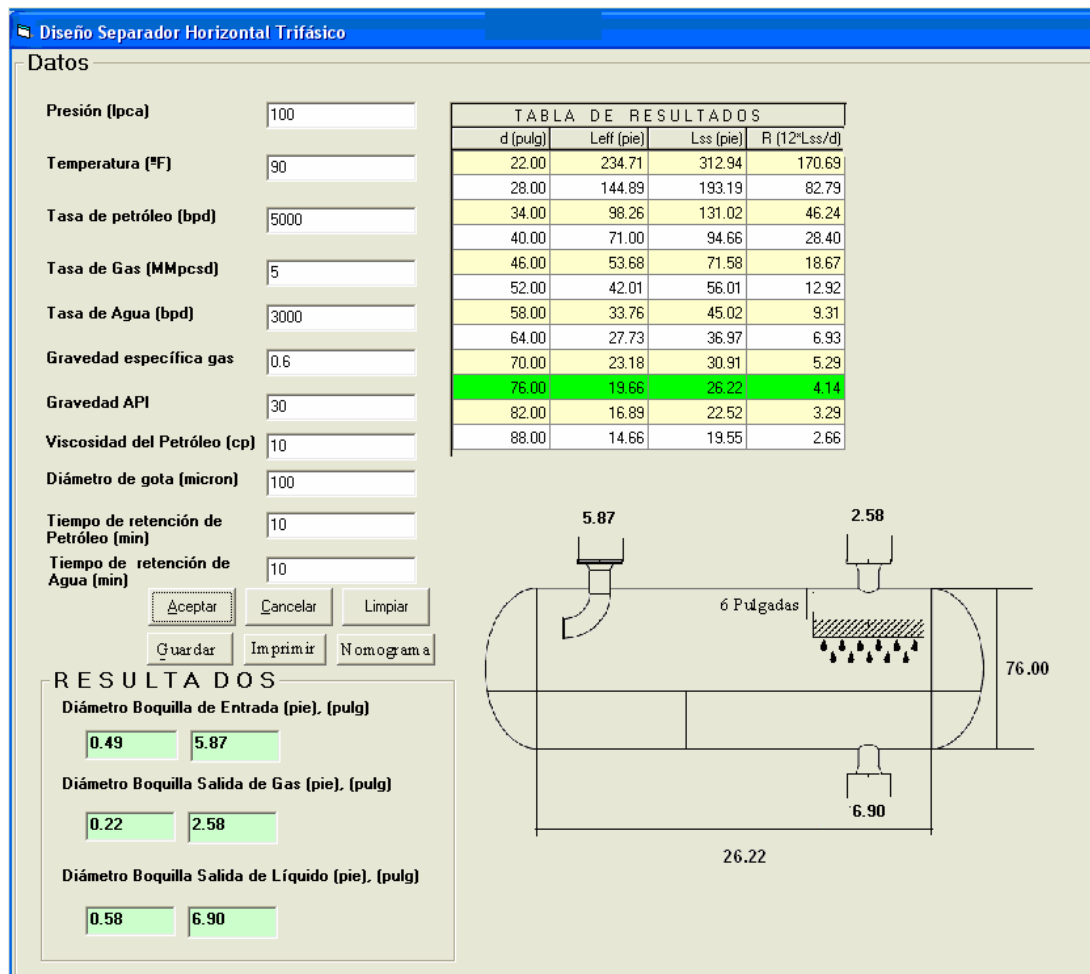


Fig. 30 Diseño 5 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 16 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 30 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 16 se tiene un separador de 76 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 26.5 pie, con una relación de 4.18

En la figura 30 se tiene un separador de 76 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 26.22 pie, con una relación de 4.74

La variación es mínima casi despreciable lo que indica que el programa se ajusta muy bien a los resultados obtenidos en la bibliografía, en los casos de separadores trifásicos horizontales predomina una de las capacidades de líquido o gas en este caso predomina la capacidad de líquido.

#### 4.1.1.2.1.2 Validación diseño 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 17. Datos de diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	500
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	20
Tasa de agua	1000
GE del gas	0,7
Gravedad API	34,8
Viscosidad del petróleo	1,5
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 18. Resultado, diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Resultado</b>			
Capacidad de Líquido			
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
24	147.916667	149.916667	74.9583333
30	94.6666667	97.1666667	38.8666667
36	65.7407407	68.7407407	22.9135802
42	48.2993197	51.7993197	14.7998056
48	36.9791667	40.9791667	10.2447917
54	29.218107	33.718107	7.49291267
60	23.6666667	28.6666667	5.73333333
66	19.5592287	25.0592287	4.55622339
72	16.4351852	22.4351852	3.73919753
78	14.0039448	20.5039448	3.15445304
84	12.0748299	19.0748299	2.7249757
<b>Predomina Capacidad de Líquido</b>			

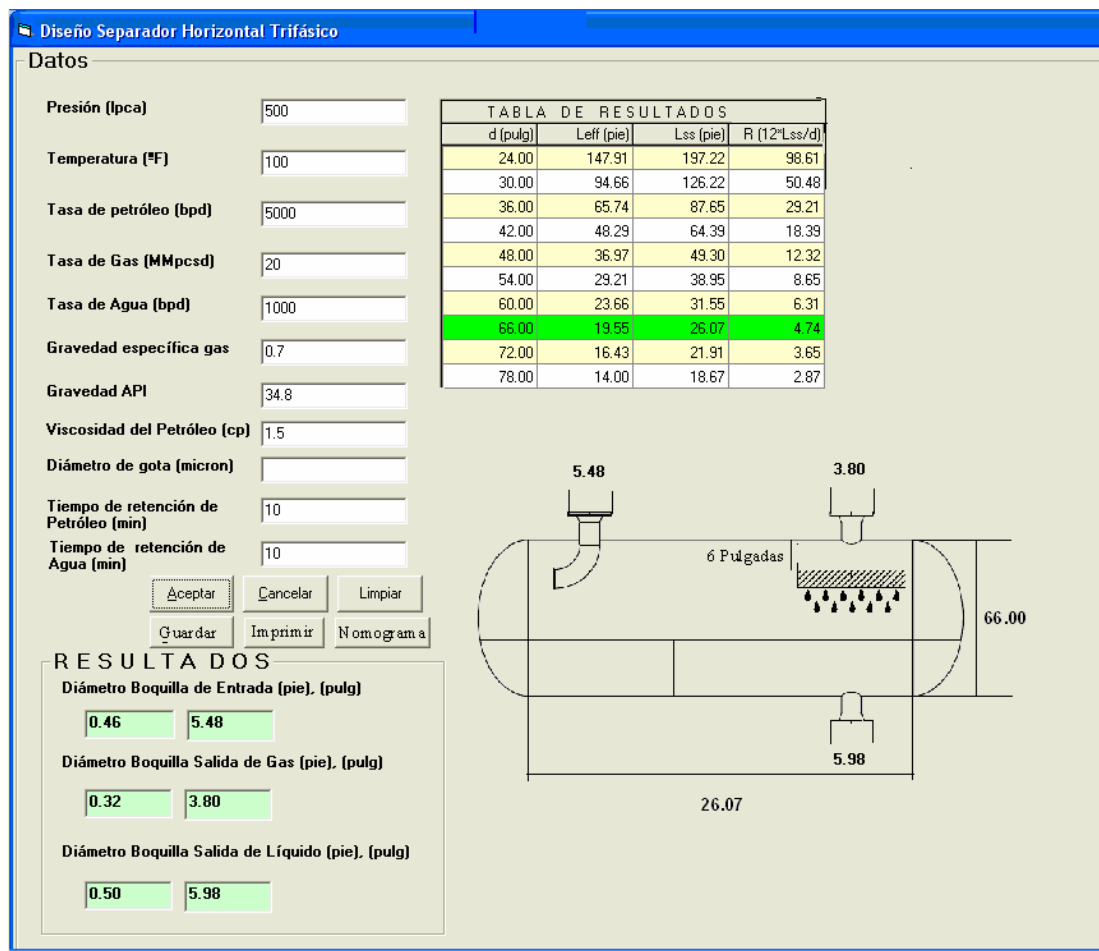


Fig. 31 Diseño 6 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 18 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 31 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 18 se tiene un separador de 66 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 25 pie, con una relación de 4.55

En la figura 31 se tiene un separador de 66 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 25 pie, con una relación de 4.74

La variación es mínima casi despreciable lo que indica que el programa se ajusta muy bien a los resultados obtenidos en la bibliografía, en los casos de separadores

trifásicos horizontales predomina una de las capacidades de líquido o gas en este caso predomina la capacidad de líquido.

#### 4.1.1.2.2 Validación diseño separadores gas-petróleo-agua vertical

##### 4.1.1.2.2.1 Validación diseño 7 separadores gas-petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 19. Datos de diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	100
Temperatura (F)	90
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	5
Tasa de agua	3000
GE del gas	0,6
Gravedad API	30
Viscosidad del petróleo	10
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 20. Resultado, diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Resultado</b>			
d (pulg)	ho+hw (pulg)	Lss (pie)	R
83	96.7726327	19.4621054	2.81379838
89	84.1644573	17.3607429	2.34077432
95	73.8688827	15.6448138	1.976187
101	65.35307	14.2255117	1.6901598
107	58.2292486	13.0382081	1.46222894

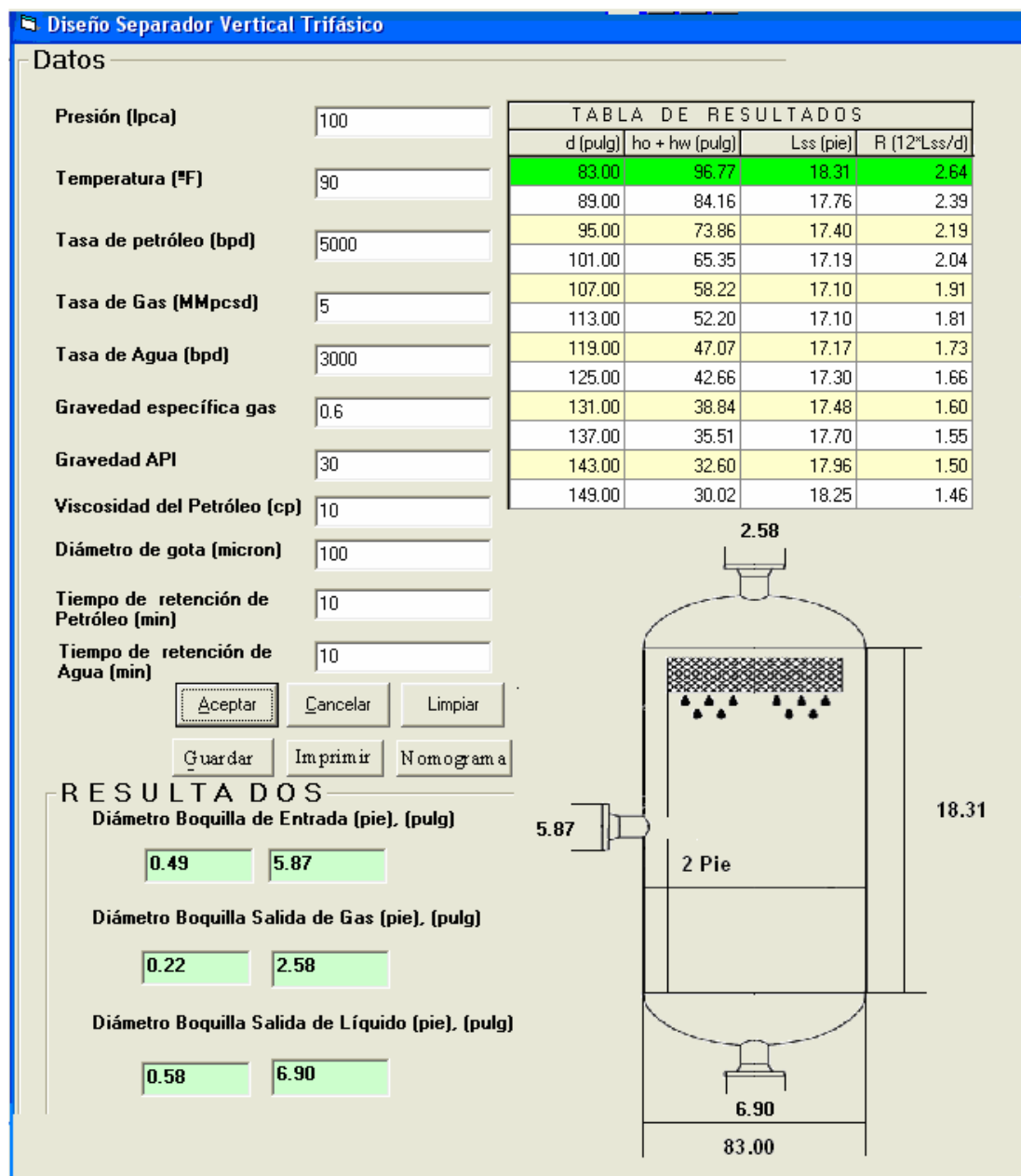


Fig. 32 Diseño 7 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 20 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 32 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resaltó en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 20 se tiene un separador de 83 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 19.46 pie, con una relación de 2.81.

En la figura 32 se tiene un separador de 83 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 18.31 pie, con una relación de 2.64

La variación es mínima casi despreciable lo que indica que el programa se ajusta muy bien a los resultados obtenidos en la bibliografía.

#### 4.1.1.2.2 Validación diseño 8 separadores gas-petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 21. Datos de diseño 8 separador vertical trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	20
Tasa de agua	1000
GE del gas	0,7
Gravedad API	34,8
Viscosidad del petróleo	1,5
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 22. Resultado, diseño 8 separador vertical trifásico

Resultado			
d (pulg)	ho+hw (pulg)	Lss (pie)	R
45	246.91358	44.4855967	11.8628258
51	192.233756	35.3722927	8.3228924
57	153.893506	28.9822509	6.10152652
63	125.976316	24.3293861	4.63416878
69	105.019954	20.836659	3.62376678
75	88.8888889	18.1481481	2.9037037
81	76.2078951	16.0346492	2.37550358
87	66.0589246	14.3431541	1.97836608
93	57.8101515	12.9683586	1.67333659
99	51.0152025	11.8358671	1.43465056

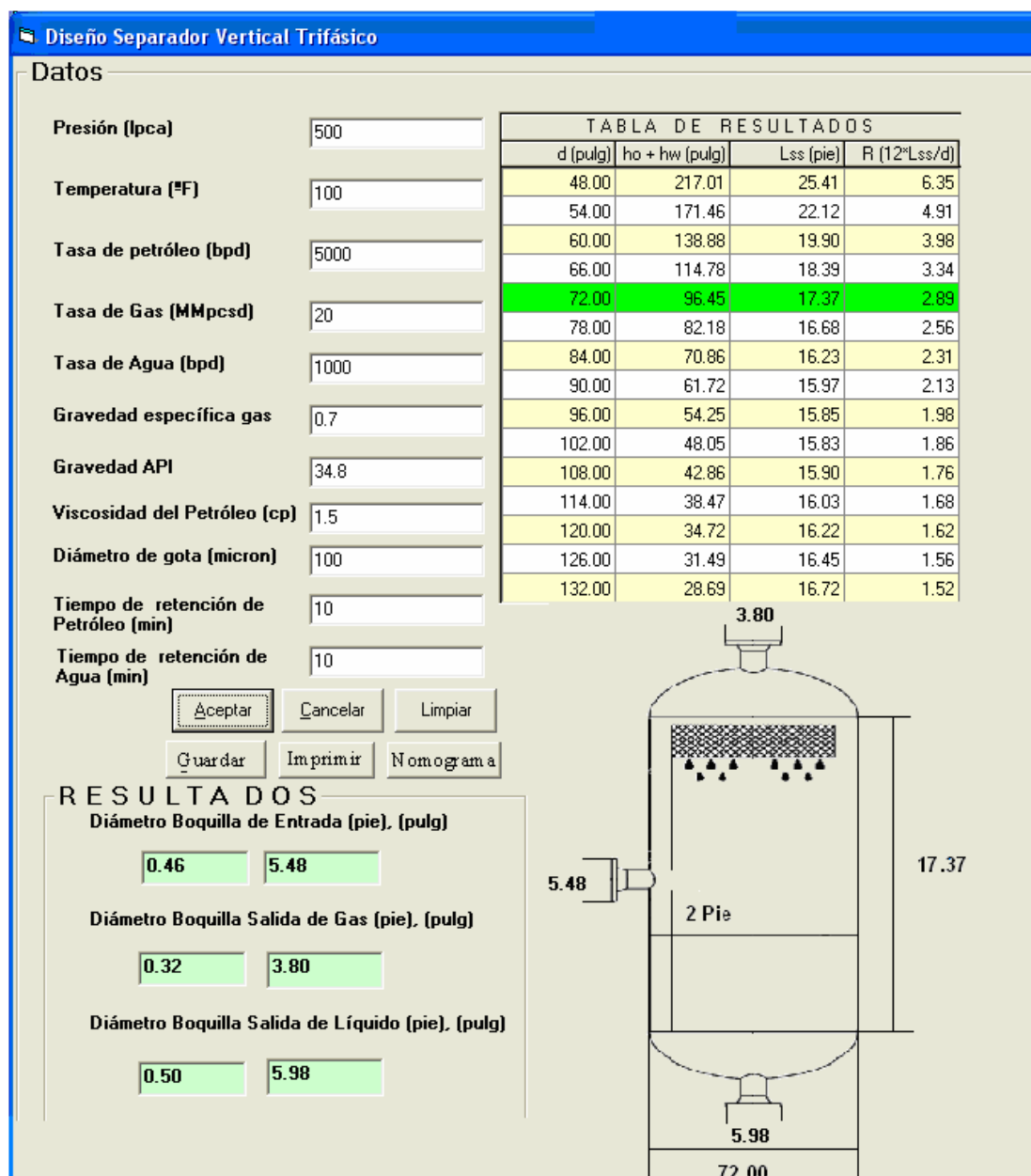


Fig. 33 Diseño 8 programa computacional

La comparación de los resultados donde la tabla 22 refleja los resultados de los datos obtenidos de la bibliografía y la figura 33 los obtenidos por el programa computacional, para el cual se resalto en color verde un valor fijo para que sirva de punto de comparación.

En la tabla 22 se tiene un separador de 75 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 18.14 pie, con una relación de 2.9.

En la figura 33 se tiene un separador de 72 pulgadas de diámetro y una longitud de costura a costura de 17.37 pie, con una relación de 2.89

La variación es mínima casi despreciable lo que indica que el programa se ajusta muy bien a los resultados obtenidos en la bibliografía.

#### **4.1.2 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores.**

Determina las diferencias que puedan existir entre el programa computacional y los resultados de diferentes bibliografías en el diagnostico o evaluación.

##### **4.1.2.1 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores bifásicos.**

Los datos de las bibliografías consultadas “Surface Production Operations” y “Diseño Conceptual de Separadores”, sera el punto de comparación, con la del programa computacional para la evaluación o diagnostico de separadores gas-líquido.

##### **4.1.2.1.1 Validación de evaluación de separadores gas-líquido horizontal**

##### **4.1.2.1.1.1 Validación evaluación 1 separadores gas-líquido horizontal**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 23. Datos de evaluación 1 separador horizontal bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	1000
Temperatura(F)	60
GEg	0.7
Gravedad API	40
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	10
Qo campo (bpd)	2000

**Diámetro = 32 pulg**

**Longitud = 12 pie**

Tabla 24. Resultados, evaluación 1 separador horizontal bifásico

Resultados				
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
9	2150.4	3225.6	6451.2	49.3711993

**Evaluación Separador Horizontal Bifásico**

**Datos**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Longitud del separador (pie)

Diámetro del separador (pulg)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

Tasa de Petróleo Campo (bpd)

Tasa de Gas Campo (MMpcsd)

☐ Crudo Espumoso

**RESULTADO**

Longitud Efectiva (pie)

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

tr = 1 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

tr = 2 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✗

tr = 3 min

Tasa de Gas (MMpcsd)  ✓

Fig. 34 Evaluación 1 programa computacional

La evaluación o diagnostico se basa en la comparación de tasas de campo o tasas esperadas por el operador, con las tasas obtenidas por medio del programa computacional y las obtenidas por la referencia bibliográfica consultada para cada caso, si la tasa de campo esta por debajo de la tasa obtenidas teóricamente esta en capacidad de operar a determinados tiempo de retención.

De esta forma también se valida el programa computacional con los resultados de las diferentes bibliografías consultadas.

En la tabla 24 se puede observar que se evaluó un separador de 32 pulgadas de diámetro y una longitud de 12 pie, a determinados parámetros que están descritos en la tabla 23, se puede observar que los valores de la tasa obtenidos para los tiempos de retención de 1,2 y 3min el valor de la tasa esta por encima del valor de campo en este caso 2000 BPD, aunque el valor de tres minutos esta escasamente por encima.

En la figura 34 se puede observar que se está evaluando un separador bajo las mismas condiciones que se muestran en la tabla 23, con las diferencias del diámetro del separador en este caso 30 pulgadas y la longitud 9 pie, los resultados muestra donde se encuentra la X en color rojo que no esta en capacidad de producir la tasa de petróleo, para un tiempo de retención de tres minutos, debido a que el valor esta por debajo de la tasa de campo o esperada por el operador.

Se puede deducir que una variación en los diámetros y longitud del separador podría imposibilitar al mismo de producir ciertas bajo unas mismas condiciones. Con los datos analizados se observa que el separador evaluado por el programa es más pequeño tanto en longitud como diámetro. Se confirma la operatividad del programa computacional, debido a que los resultados obtenidos no difieren.

La casilla que se encuentra vacía, en el programa computacional referida a diámetro de la gota en micrón, el programa esta diseñado para asumir un diámetro de gota de 100 micrón si no es dato y de ser el dato 100 micrones se puede omitir y no colocarse, si es otro valor debe colocarse en la casilla indicada.

#### 4.1.2.1.1.2 Validación evaluación 2 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 25. Datos de evaluación 2 separador horizontal bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (°F)	100
Geg	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	50
Qo campo (bpd)	25000

**Diámetro = 80 pulg**

**Longitud = 24 pie**

Tabla 26. Resultados, evaluación 2 separador horizontal bifásico

Resultados				
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
18	26880	40320	80640	76.3918918

**Evaluación Separador Horizontal Bifásico**

**Datos**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Longitud del separador (pie)

Diámetro del separador (pulg)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

Tasa de Petróleo Campo (bpd)

Tasa de Gas Campo (MMpcsd)

☐ Crudo Espumoso

**RESULTADO**

Longitud Efectiva (pie)

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

tr = 1 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

tr = 2 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

tr = 3 min

Tasa de Gas (MMpcsd)  ✓

Fig. 35 Evaluación 2 programa computacional

En la tabla de datos 25 se tienen determinados parámetros de operación, los mismos que la figura 35, difieren en los diámetros y longitudes, el diámetro del separador obtenido por la bibliografía es de 80 pulgadas y una longitud de 24 pie y el del programa computacional 77 pulgadas y una longitud de 25 pie, en este caso no se ve afectada las tasas de petróleo para ninguno de los tiempos de retención debido a las dimensiones del separador y la cantidad de volumen que esta operando y que las dimensiones de los separadores son muy parecidas, a diferencia del anterior, se valida la operatividad del programa ya que en ambos casos el separador opera para todos los tiempos de retención.

#### 4.1.2.1.2 Validación evaluación de separadores gas-líquido vertical

##### 4.1.2.1.2.1 Validación evaluación 3 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 27. Datos de evaluación 3 separador vertical bifásico

Datos	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (°F)	60
GEg	0.7
Gravedad API	40
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	10
Qo campo (bpd)	2000

**Diámetro = 32 pulg**

**Longitud = 11 pie**

Tabla 28. Resultados, evaluación 3 separador vertical bifásico

Resultados				
H	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
60	2457.6	3686.4	7372.8	14.6285035

**Evaluación Separador Vertical Bifásico**

**Datos**

Presión (lpca) 1000

Temperatura (°F) 60

Longitud del separador (pie) 11.00

Diámetro del separador (pulg) 32

Gravedad específica gas 0.6

Gravedad API 40

Diámetro de gota (micron)

Tasa de Petróleo Campo (bpd) 2000

Tasa de Gas Campo (MMpcsd) 10

☐ Crudo Espumoso

**RESULTADO**

Altura de Líquido (pulg) 60.00

Tasa de Petróleo (bpd) 7,372.80 ✓  
tr = 1 min

Tasa de Petróleo (bpd) 3,686.40 ✓  
tr = 2 min

Tasa de Petróleo (bpd) 2,457.60 ✓  
tr = 3 min

Tasa de Gas (MMpcsd) 16.12 ✓

Aceptar Cancelar Limpiar

Guardar Imprimir Buscar

Fig. 36 Evaluación 3 programa computacional

En las tablas 27 y 28 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 36, se puede apreciar que no difieren en nada, por lo menos las tasas de petróleo a sus determinados tiempo de retención, solo difieren la tasa de gas en pocos valores y es debido al proceso iterativo que realiza el programa computacional.

#### 4.1.2.1.2.2 Validación evaluación 4 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 29. Datos de evaluación 4 separador vertical bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (°F)	100
GEg	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	50
Qo campo (bpd)	25000

**Diámetro = 107 pulg**

**Longitud = 17 pie**

Tabla 30. Resultados, evaluación 4 separador vertical bifásico

Resultados				
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
57	26103.72	39155.58	78311.16	50.6140492

**Evaluación Separador Vertical Bifásico**

**Datos**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Longitud del separador (pie)

Diámetro del separador (pulg)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

Tasa de Petróleo Campo (bpd)

Tasa de Gas Campo (MMpcsd)

☐ Crudo Espumoso

**RESULTADO**

Altura de Líquido (pulg)

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓  
tr = 1 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓  
tr = 2 min

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓  
tr = 3 min

Tasa de Gas (MMpcsd)  ✓

Fig. 37 Evaluación 4 programa computacional

En las tablas 29 y 30 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 37, se puede apreciar que difieren muy poco, por lo menos las tasas de petróleo a sus determinados tiempo de retención, la tasa de gas varia muy poco, debido al proceso iterativo que realiza el programa computacional.

#### 4.1.2.2 Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores trifásicos.

Los datos de las bibliografías consultadas “Surface Production Operations” y “Diseño Conceptual de Separadores”, sera el punto de comparación, con la del programa computacional para la evaluación o diagnostico de separadores gas-petróleo-agua.

##### 4.1.2.2.1 Validación de la evaluación de separadores gas-petróleo-agua horizontal

#### 4.1.2.2.1.1 Validación evaluación 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 31. Datos de evaluación 5 separador horizontal trifásico

Datos	
Presión (lpca)	100
Temperatura	90
Geg	0.6
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

**Diámetro = 70 pulg**

**Longitud = 30 pie**

Tabla 32. Resultados, evaluación 5 separador horizontal trifásico

Resultados			
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
29.8285714	6433.09859	3859.85915	67.0055769

**Evaluación Separador Horizontal Trifásico**

Presión (lpca) 100

Temperatura (°F) 90

Longitud del separador (pie) 27

Diámetro del separador (pulgada) 76

Gravedad específica gas 0.6

Gravedad API 30

Diámetro de gota (micron)

Tiem Ret Petróleo (min) 10

Tiem Ret Agua (min) 10

Tasa de Petróleo Campo (bpd) 5000

Tasa de Agua Campo (bpd) 3000

Tasa de Gas Campo (MMpcsd) 5

**RESULTADO**

Longitud Efectiva (pie) 20.25

Tasa de Gas (MMpcsd) 49.57 ✓

Tasa de Petróleo (bpd) 5,148.06 ✓

Tasa de Agua (bpd) 3,088.84 ✓

Aceptar Cancelar Limpiar

Guardar Imprimir Buscar

Fig. 38 Evaluación 5 programa computacional

En las tablas 31 y 32 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 38, se puede apreciar que poseen el mismo diámetro y difieren en la longitud en 7 pie, en este caso separadores trifásicos es necesario comparar las tasas de gas, petróleo y agua, en ambos casos los valores difieren en poco y es debido a la longitud y el proceso iterativo que realiza el programa computacional.

#### 4.1.2.2.1.2 Validación evaluación 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 33. Datos de evaluación 6 separador horizontal trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (°F)	100
Geg	0.7
Gravedad API	34.8
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

**Diámetro = 66 pulg**

**Longitud = 26 pie**

Tabla 34. Resultados, evaluación 6 separador horizontal trifásico

Resultados			
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
25.8181818	6600	1320	174.072051

Evaluación Separador Horizontal Trifásico	
Presión (lpca)	500
Temperatura (°F)	100
Longitud del separador (pie)	27
Diámetro del separador (pulgada)	66
Gravedad específica gas	0.7
Gravedad API	34.8
Diámetro de gota (micron)	
Tiem Ret Petróleo (min)	10
Tiem Ret Agua (min)	10
Tasa de Petróleo Campo (bpd)	5000
Tasa de Agua Campo (bpd)	1000
Tasa de Gas Campo (MMpcsd)	20

RESULTADO	
Longitud Efectiva (pie)	20.25
Tasa de Gas (MMpcsd)	140.15 ✓
Tasa de Petróleo (bpd)	5,176.58 ✓
Tasa de Agua (bpd)	1,035.32 ✓

Fig. 39 Evaluación 6 programa computacional

En las tablas 33 y 34 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 39, se puede apreciar que poseen el mismo diámetro y difieren en la longitud en 7 pie, en este caso separadores trifásicos es necesario comparar las tasas de gas, petróleo y agua, en ambos casos los valores difieren en poco y es debido a la longitud y el proceso iterativo que realiza el programa computacional.

#### 4.1.2.2.2 Validación evaluación de separadores gas-petróleo-agua vertical

##### 4.1.2.2.2.1 Validación evaluación 7 separadores gas- petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 35. Datos de evaluación 7 separador vertical trifásico

Datos	
Presión (lpca)	100
Temperatura (°F)	90
GEg	0.6
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

**Diámetro = 83 pulg**

**Longitud = 19 pie**

Tabla 36. Resultados, evaluación 7 separador horizontal trifásico

Resultados			
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
105	5425.0875	3255.0525	18.4227897

**Evaluación Separador Vertical Trifásico**

**Datos**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Longitud del separador (pie)

Diámetro del separador (pulg)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

Tiem Ret Petróleo (min)

Tiem Ret Agua (min)

Tasa de Petróleo Campo (bpd)

Tasa de Agua Campo (bpd)

Tasa de Gas Campo (MMpcsd)

**RESULTADO**

Altura de Líquido (pulg)

Tasa de Agua (bpd)  ✓

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

Tasa de Gas (MMpcsd)  ✓

Aceptar Cancelar Limpiar

Guardar Imprimir Buscar

Fig. 40 Evaluación 7 programa computacional

En las tablas 35 y 36 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 40, se puede apreciar que poseen el mismo diámetro y longitud, los valores obtenidos de las tasas no difieren en nada.

#### 4.1.2.2.2 Validación evaluación 8 separadores gas- petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 37. Datos de evaluación 8 separador vertical trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (°F)	100
Geg	0.7
Gravedad API	34.8
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

**Diámetro = 75 pulg**

**Longitud = 17 pie**

Tabla 38. Resultados, evaluación 8 separador horizontal trifásico

Resultados			
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
89	5006.25	1001.25	47.8851372

**Evaluación Separador Vertical Trifásico**

**Datos**

Presión (lpca) 500

Temperatura (°F) 100

Longitud del separador (pie) 18

Diámetro del separador (pulg) 72

Gravedad específica gas 0.7

Gravedad API 34.8

Diámetro de gota (micron)

Tiem Ret Petróleo (min) 10

Tiem Ret Agua (min) 10

Tasa de Petróleo Campo (bpd) 5000

Tasa de Agua Campo (bpd) 1000

Tasa de Gas Campo (MMpcsd) 20

**RESULTADO**

Altura de Líquido (pulg) 104.00

Tasa de Agua (bpd) 1,078.27 ✓

Tasa de Petróleo (bpd) 5,391.36 ✓

Tasa de Gas (MMpcsd) 45.30 ✓

Aceptar Cancelar Limpiar

Guardar Imprimir Buscar

Fig. 41 Evaluación 8 programa computacional

En las tablas 37 y 38 presentan los parámetros de operación y resultados respectivamente, obtenidos del diagnostico realizado, con los datos de la bibliografía consultada, si se compara con los valores obtenidos en el programa computacional figura 41, se puede apreciar que el diámetro y la longitud difieren en por en margen de error insignificativo sin afectar considerablemente los resultados, en este caso separadores trifásicos es necesario comparar las tasas de gas, petróleo y agua, en ambos casos los valores difieren en poco y es debido a la longitud, diámetro y el proceso iterativo que realiza el programa computacional.

### **4.1.3 Validación de nomogramas**

La generación de nomogramas es una función del programa computacional que permite determinar las características básicas de diseño, de una manera rápida y eficiente independientemente de los parámetros que intervengan en el diseño, se realiza una comparación con nomogramas descritos en el “Manual del Ingeniero de Petróleo”, los cuales estos nomogramas están limitados ya que están descritos para características específicas de producción.

A continuación se realizarán diferentes diseños de separadores, utilizando los nomogramas generados por el programa y los nomogramas conocidos, en este caso los del manual del ingeniero.

#### **4.1.3.1 Nomograma separador horizontal bifásico**

En un separador horizontal bifásico están presentes dos fases: petróleo y gas, por tal motivo existen dos nomogramas uno independiente del otro los cuales son los siguientes:

##### **4.1.3.1.1 Nomogramas separador horizontal bifásico, programa computacional.**

En el nomograma se identifican una serie de variables que interviene en el diseño del mismo tales como: tasa de gas (MMpcsd), presión de operación (lpca), diámetro (pulgadas), longitud (pie). El nomograma para determinar la capacidad de gas en separadores horizontales relaciona estas cuatro (4) variables y es necesario conocer tres (3) variables para conocer la cuarta variable, se procede de la siguiente manera:

#### 4.1.3.1.1.1 Capacidad de gas

La capacidad de gas, se usan dos gráficas que están relacionadas entre si, por medio de las cuales se podrán determinar las características del separador.

Parámetros del separador:

1. Diámetro = 36 pulg, presión = 400 psia, Tasa de gas = 25 MMpcsd
2. Diámetro = 48, presión = 200 psia, Tasa de gas = 35 MMpcsd

En este nomograma se ingresa con la tasa de gas para luego interceptar la curva de presión y conocer la capacidad de líquido ( $d \cdot L_{eff}$ ) (figura 42), con este valor se ingresa en la figura 43 y se corta con el diámetro para conocer la longitud del separador. Este procedimiento se puede realizar de manera inversa, dependiendo de la información que se tenga.

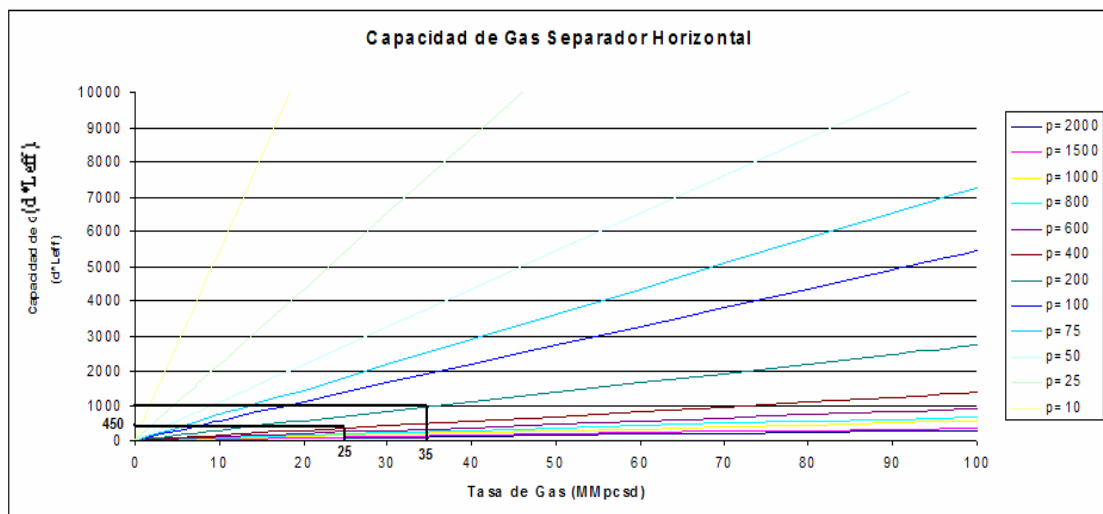


Fig. 42, nomograma capacidad de gas separador horizontal, programa computacional

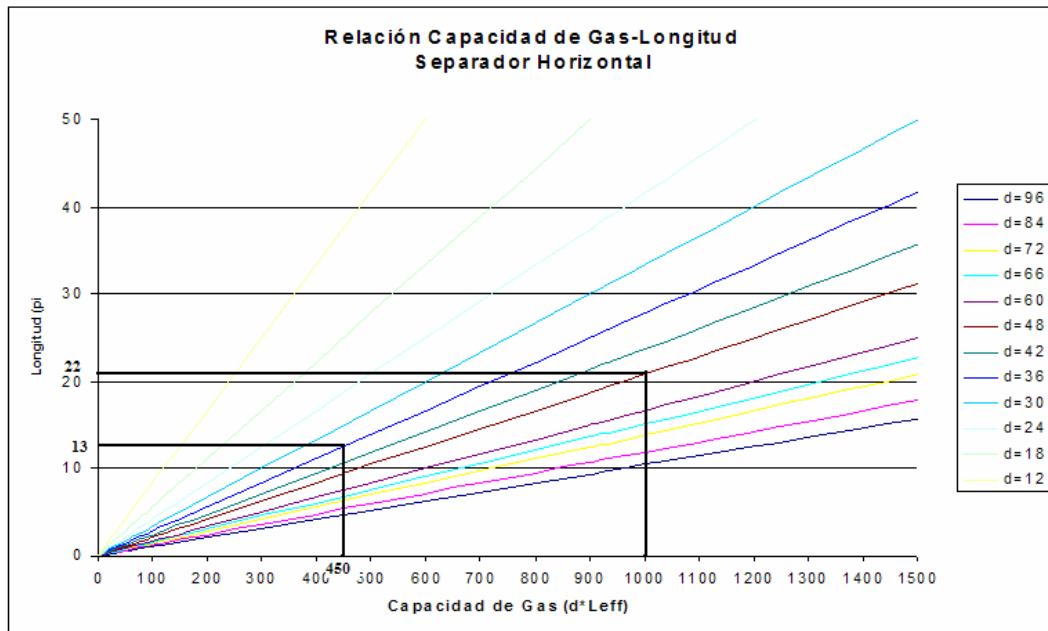


Fig. 43, nomograma relación capacidad de gas-longitud separador horizontal, programa computacional

#### 4.1.3.1.1.2 Capacidad de Líquido

Al igual que la capacidad de gas, la capacidad de líquido posee dos figuras que están relacionadas con las cuales se podrá determinar las características del separador.

Parámetros del separador:

1. Diámetro = 24 pulg, tiempo de retención = 1 min, Tasa de líquido = 2800 bpd
2. Diámetro = 30 pulg, tiempo de retención = 5 min, Tasa de líquido = 1000 bpd

Para la capacidad de líquido, con la tasa de líquido se corta la curva de tiempo de retención, luego se obtiene el valor de capacidad de líquido ( $d^2 \cdot Leff$ ), con este valor se ingresa en la figura 45, donde se intercepta con la curva del diámetro para luego conocer la longitud del separador. Este proceso puede realizarse de manera contraria, esto depende de los datos que se manejen.

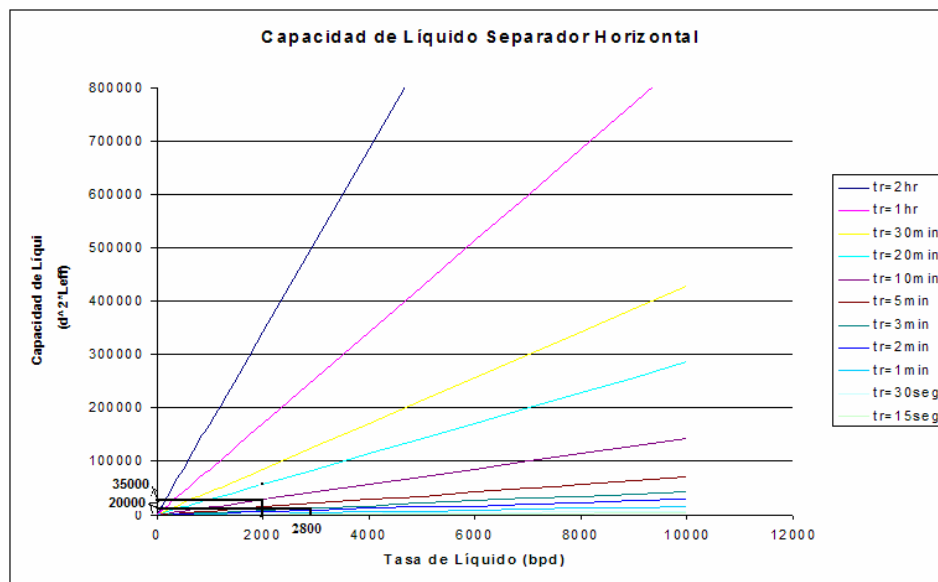


Fig. 44, nomograma capacidad de líquido separador horizontal, programa computacional

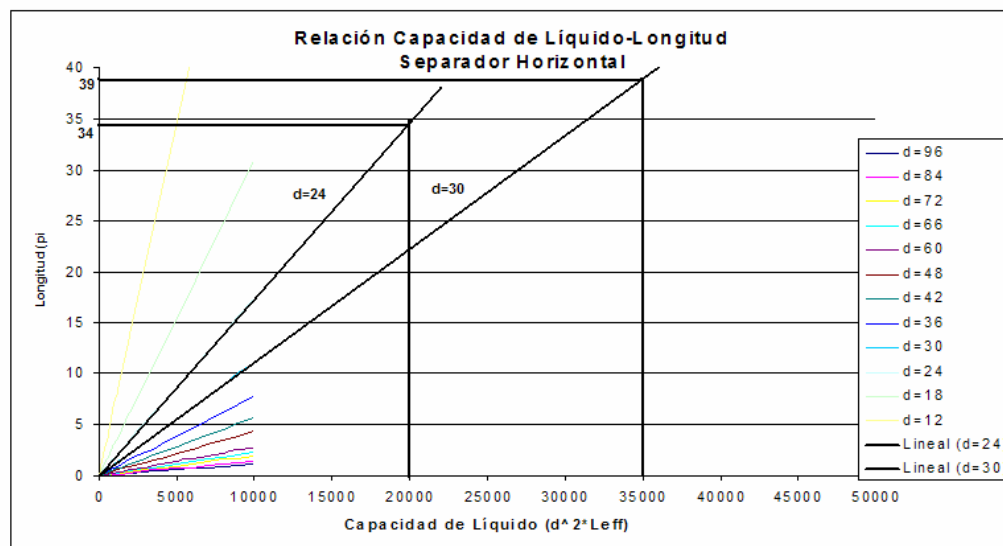


Fig. 45, nomograma relación capacidad de líquido-longitud separador horizontal, programa computacional.

Se puede apreciar que el manejo de estos nomogramas no es complicado, lo que se debe conocer son los parámetros o datos de diseño para así poder moverse fácilmente a través de ellos.

Estos nomogramas también corresponden a condiciones particulares de presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas.

#### **4.1.3.1.2 Nomogramas separador horizontal bifásico, Manual del Ingeniero.**

Los nomogramas que se presentan a continuación, son los utilizados por la mayoría de los operadores, incluso en la materia Producción II, estos nomogramas están limitados, ya que estos nomogramas son realizados para unas condiciones de presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas particulares.

##### **4.1.3.1.2.1 Capacidad de gas**

Para este separador se tienen los siguientes parámetros:

1. Diámetro = 36 pulg, presión = 400 psia, Tasa de gas = 25 MMpcsd
2. Diámetro = 48, presión = 200 psia, Tasa de gas = 32 MMpcsd

Para este caso, donde se trabajará con el nomograma conocido, se entra con la tasa de gas, luego se intercepta con la curva de presión y finalmente se corta con el diámetro del separador y se obtiene un estimado para el dimensionamiento del separador. Este nomograma se puede utilizar de manera inversa, dependen de los datos que se manejen.

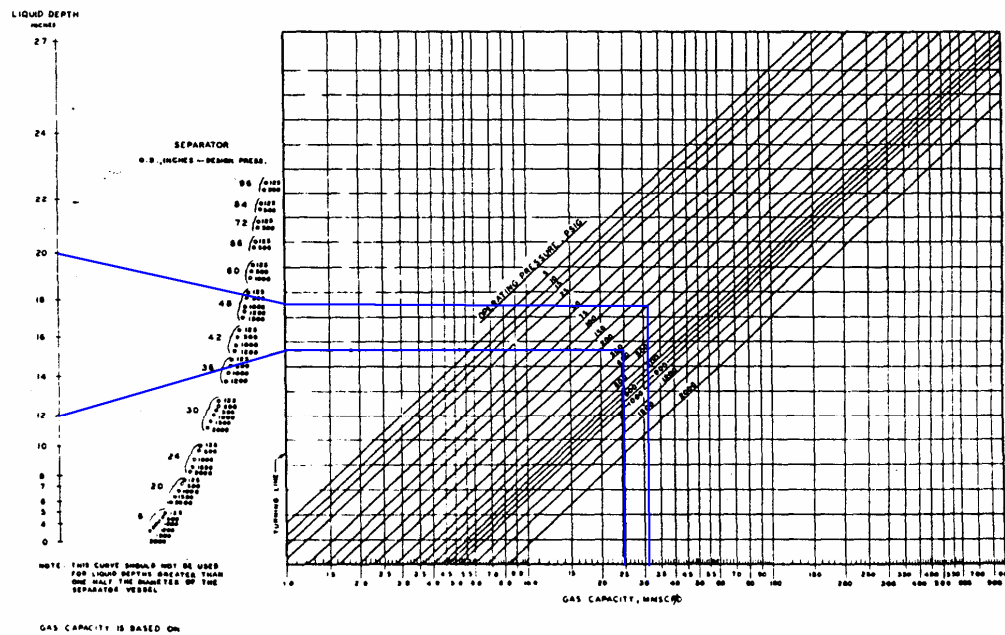


Fig. 46, nomograma capacidad de gas separador horizontal Manual del Ingeniero<sup>[23]</sup>.

#### 4.1.3.1.2.2 Capacidad de Líquido

Parámetros del separador:

1. Diámetro = 24 pulg, tiempo de retención = 1 min, Tasa de líquido = 2800 bpd
2. Diámetro = 32 pulg, tiempo de retención = 5 min, Tasa de líquido = 1000 bpd

Para utilizar el nomograma de capacidad de líquido se procede de forma muy parecida al nomograma anterior. Se ingresa con el diámetro del separador, luego se corta con la curva de tiempo de retención y se intercepta la tasa de líquido o se puede realizar al contrario, todo depende de la información que se maneje.

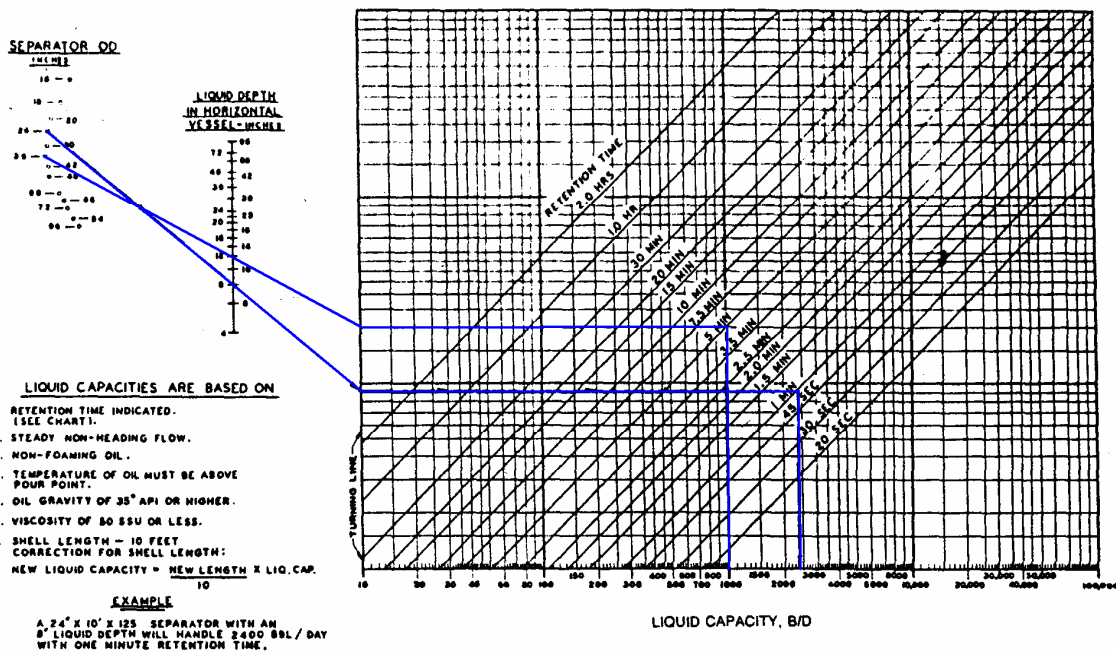


Fig. 47, nomograma capacidad de líquido separador horizontal Manual del Ingeniero<sup>[23]</sup>.

Se puede observar en la figura 42, 43, 44 y 45 los nomogramas que describen la capacidad de gas y líquido para un separador horizontal bifásico respectivamente, por el programa computacional, si se comparan con los resultados obtenidos con los del Manual del Ingeniero en las figuras 46 y 47, capacidad de gas y capacidad de líquido para un separador horizontal bifásico respectivamente, solo difiere la capacidad de gas, en uno de los resultados, la tasa de gas en 3 unidades y la capacidad de líquido en un resultado en el diámetro del separador en dos unidades, lo que se puede considerar despreciable, debido a condiciones de apreciación de ambos nomogramas.

#### 4.1.3.2 Nomograma separador vertical bifásico

En un separador vertical bifásico están presentes dos fases: petróleo y gas, por tal motivo existen dos nomogramas, uno independiente del otro los cuales son los siguientes:

#### 4.1.3.2.1 Nomogramas separador vertical bifásico, programa computacional.

Este separador consta de dos capacidades que debe satisfacer, al igual que el horizontal, como son la capacidad de gas y de líquido. Cada capacidad posee un nomograma respectivo, el cual facilita el dimensionamiento del separador.

##### 4.1.3.2.1.1 Capacidad de Gas

Para este separador se tienen los siguientes parámetros:

1. Diámetro = 20 pulg, presión = 800 psia, Tasa de gas = 5 MMpcsd
2. Diámetro = 48, presión = 1000 psia, Tasa de gas = 35 MMpcsd

Se entra con la tasa de gas (figura 48), luego se intercepta con la curva de presión y finalmente se corta con el diámetro del separador. Este nomograma se puede utilizar de manera inversa, dependen de los datos que se manejen.

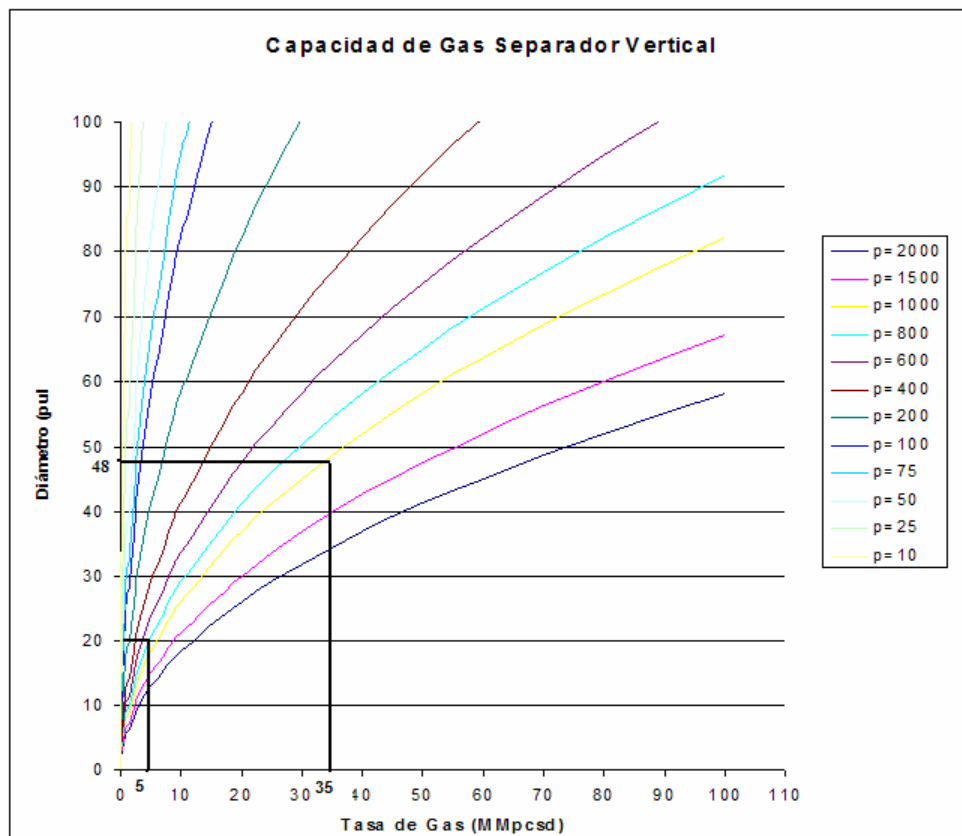


Fig. 48, nomograma capacidad de gas separador vertical, programa computacional

#### 4.1.3.2.1.2 Capacidad de Líquido

Para esta capacidad se emplearán dos gráficas que están relacionadas entre sí, por medio de las cuales se podrán determinar las características del separador.

Parámetros del separador:

1. Diámetro = 60 pulg, tiempo de retención = 5 min, Tasa de líquido = 2000 bpd
2. Diámetro = 72 pulg, tiempo de retención = 2 min, Tasa de líquido = 10000 bpd

Se ingresa con la tasa de líquido (figura 49), para luego interceptar la curva de tiempo de retención y obtener el valor de capacidad de líquido ( $d^2 \cdot h$ ). Con este valor se corta la curva del diámetro en la figura 50 y se conoce la altura de líquido del separador.

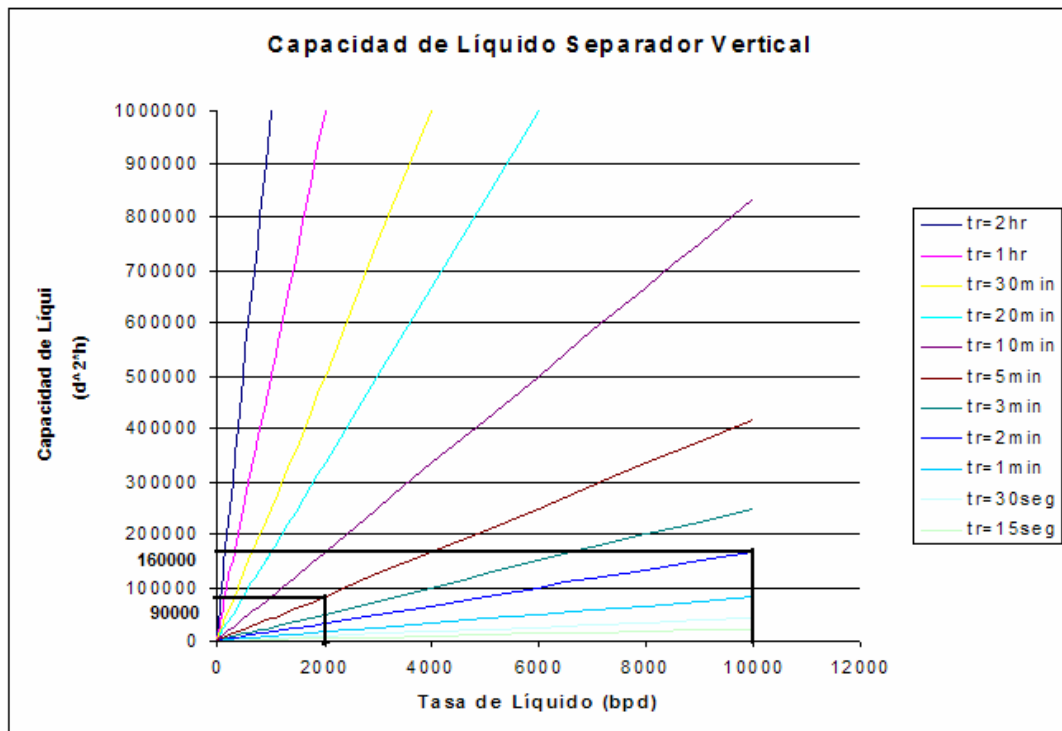


Fig. 49, nomograma capacidad de líquido separador vertical, programa computacional

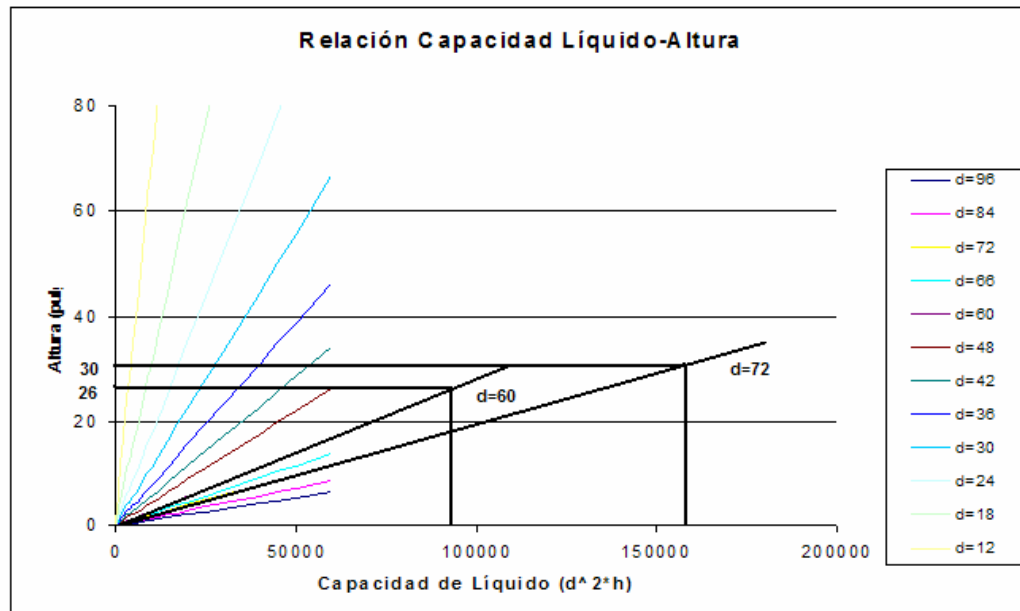


Fig. 50, nomograma relación capacidad de líquido-longitud separador vertical, programa computacional.

#### 4.1.3.2.2 Nomogramas separador vertical bifásico, Manual del Ingeniero.

Los nomogramas que se presentan a continuación, son los utilizados por la mayoría de los operadores, incluso en la materia Producción II, estos nomogramas están limitados, ya que estos nomogramas son realizados para unas condiciones de presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas particulares.

##### 4.1.3.2.2.1 Capacidad de gas

Para este separador se tienen los siguientes parámetros:

1. Diámetro = 36 pulg, presión = 400 psia, Tasa de gas = 25 MMpcsd
2. Diámetro = 48, presión = 200 psia, Tasa de gas = 32 MMpcsd

Para este caso, donde se trabajará con el nomograma conocido (Manual del Ingeniero), se entra con la tasa de gas, luego se intercepta con la curva de presión y finalmente se corta con el diámetro del separador y se obtiene un estimado para el

dimensionamiento del separador. Este nomograma se puede utilizar de manera inversa, dependen de los datos que se manejen.

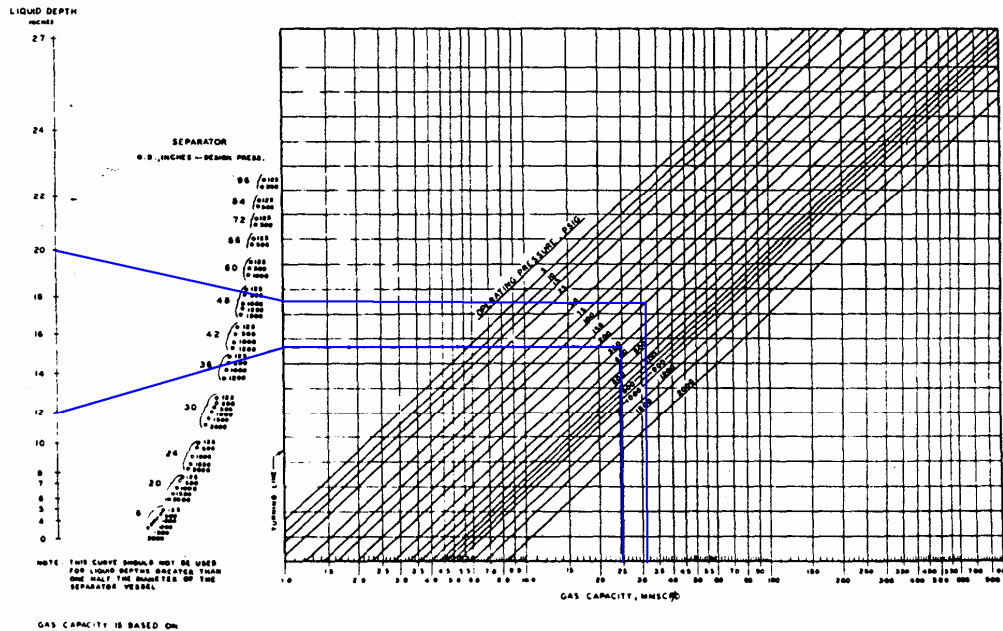


Fig. 51, nomograma capacidad de gas separador vertical Manual del Ingeniero<sup>[23]</sup>.

#### 4.1.3.2.2.2 Capacidad de Líquido

Parámetros del separador:

1. Diámetro = 24 pulg, tiempo de retención = 1 min, Tasa de líquido = 2800 bpd
2. Diámetro = 32 pulg, tiempo de retención = 5 min, Tasa de líquido = 1000 bpd

Para utilizar el nomograma de capacidad de líquido se procede de forma muy parecida al nomograma anterior. Se ingresa con el diámetro del separador (figura 52), luego se corta con la curva de tiempo de retención y se intercepta la tasa de líquido o se puede realizar al contrario, todo depende de la información que se maneje.

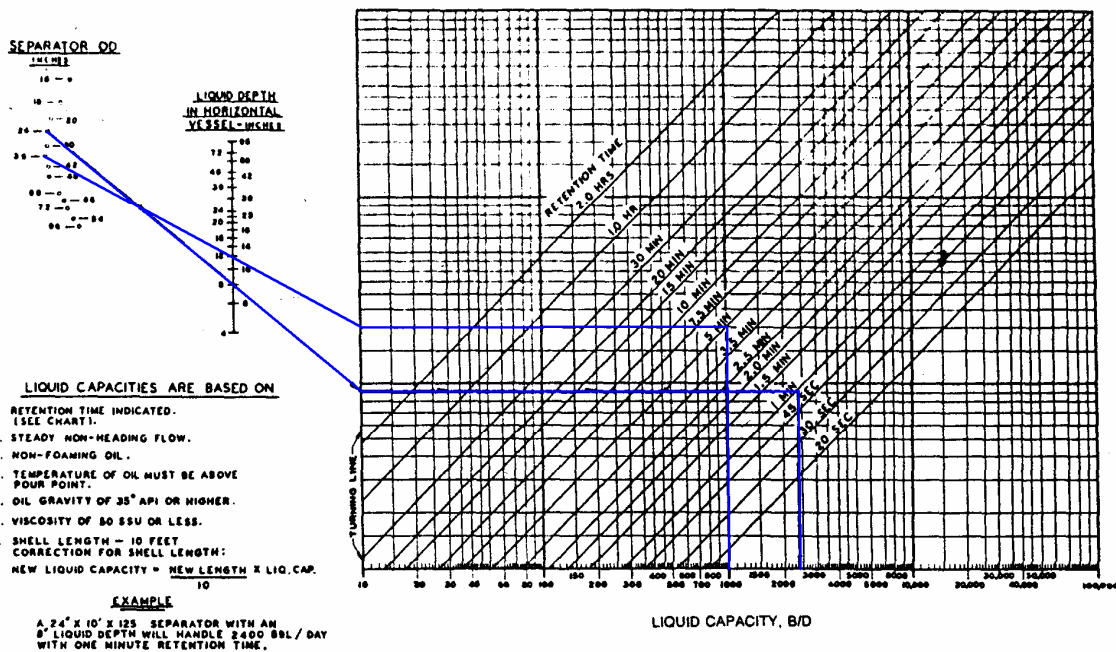


Fig. 52, nomograma capacidad de líquido separador horizontal Manual del Ingeniero<sup>[23]</sup>.

Se puede observar en la figura 48, 49 y 50 los nomogramas que describen la capacidad de gas y líquido de un separador vertical bifásico respectivamente, por el programa computacional, si se comparan con los resultados obtenidos por los del Manual del Ingeniero, en las figuras 51 y 52 capacidad de gas y capacidad de líquido respectivamente para una separador vertical bifásico, solo difiere la capacidad de gas, en la tasa y la capacidad de líquido no existe variación, lo que se puede considerar despreciable, debido a condiciones de apreciación de ambos nomogramas.

De manera general, todos los nomogramas se realizan para condiciones de presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas particulares.

También se observa que los nomogramas generados con el programa computacional, son de fácil uso y entendimiento, al igual que los nomogramas ya existentes y si se comparan los resultados obtenidos entre cada nomograma (los generados por el programa y los existentes) se puede observar que son parecidos. Cabe destacar que cada nomograma posee su método de diseño lo cual los hace diferir en los resultados,

también se debe tomar en cuenta los errores de apreciación que se presenten, ya que esto depende de la persona o el operador que esté manipulando los mismos. Estas consideraciones aplican tanto para los separadores bifásicos verticales como para los horizontales.

## **CAPITULO V**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **ANÁLISIS**

El estudio realizado para el diseño y evaluación de los separadores se realizó de dos maneras, el método manual y por medio del programa, con el objetivo de poder realizar una comparación entre los resultados obtenidos y así demostrar que la aplicación computacional cumple el objetivo.

Tanto el diseño como la evaluación de los separadores realizado por medio del programa, siguiendo el procedimiento descrito en el marco metodológico, el cual permite establecer las distintas características del separador con el fin de realizar una separación de fluidos eficiente.

Al comparar los resultados obtenidos por la comprobación de las bibliografías consultadas, con el computacional se observan ciertas diferencias, esto se debe a que el programa realiza los cálculos utilizando secuencias iterativas las cuales reducen el error y por ende dan resultados más precisos. Estas secuencias iterativas se llevan a cabo al momento de calcular el factor de compresibilidad  $z$  (ver Paso 1 en el punto 3.4.1.1) y al calcular la constante  $K$  de Souders & Brown (ver Paso 3 y 4 en el punto 3.4.1.1).

**Diseño**

Ejemplo 1: al realizar el Diseño 1 (separador horizontal bifásico) por el proceso manual se tiene:

Tabla 39. Análisis de resultado diseño 1 verificación

$t_r$ (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
3	26	12.6796281	14.8462947	6.85213603
	32	8.37053571	11.0372024	4.13895089
	38	5.93589236	9.10255903	2.87449232
	44	4.42739079	8.09405746	2.20747022
	50	3.42857143	7.5952381	1.82285714
2	26	8.45308538	10.619752	4.90142402
	32	5.58035714	8.24702381	3.09263393
	38	3.95726157	7.12392824	2.24966155
	44	2.95159386	6.61826053	1.80498014
	50	2.28571429	6.45238095	1.54857143
1	26	4.22654269	6.39320935	2.95071201
	32	2.79017857	5.45684524	2.04631696
	38	1.97863079	5.14529745	1.62483077
	44	1.47579693	5.1424636	1.40249007
	50	1.14285714	5.30952381	1.27428571

Se puede apreciar en la tabla 39, que arroja como resultado un separador para tiempo de retención dos minutos de 32 pulgadas de diámetro, 8.24 pie de longitud y una relación longitud-diámetro de 3.09, es decir, que está dentro del rango recomendado, mientras que al realizar los cálculos por medio del programa muestra:

Tabla 40. Análisis de resultado diseño 1 programa computacional

TABLA DE RESULTADOS				
tr (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R (12*Lss/d)
1.00	24.00	4.96	6.61	3.30
1.00	30.00	3.17	4.23	1.69
1.00	36.00	2.20	2.93	0.97
1.00	42.00	1.61	2.15	0.61
1.00	48.00	1.24	1.65	0.41
2.00	24.00	9.92	13.22	6.61
2.00	30.00	6.34	8.46	3.38
2.00	36.00	4.40	5.87	1.95
2.00	42.00	3.23	4.31	1.23
2.00	48.00	2.48	3.30	0.82
3.00	24.00	14.88	19.84	9.92
3.00	30.00	9.52	12.69	5.07
3.00	36.00	6.61	8.81	2.93
3.00	42.00	4.85	6.47	1.85
3.00	48.00	3.72	4.96	1.24

Los resultados arrojan un separador para tiempo de retención de dos minutos de 30 pulgadas de diámetro, 8.46 pie de longitud y una relación de longitud-diámetro de 3.38, también dentro del rango.

Lo cual es indicativo que la discrepancia de los resultados para ambos casos resaltados en verde, no es significativa, ocurre por lo descrito anteriormente debido al proceso iterativo

El programa computacional también puede realizar un diseño o evaluación para el caso donde el fluido a separar sea espumoso, conocido como fluido espumoso aquel de baja gravedad API y con gas disuelto en el mismo, con lo cual efectúa los cálculos para tiempos cuatro veces mayores a los establecidos en un primer caso (4 min, 8 min, 12 min).

Es necesario que la persona que opere el programa computacional este en capacidad de definir estas variables para un funcionamiento optimo del mismo.

Una vez realizado el diseño del separador, el programa muestra distintas dimensiones las cuales van acompañadas de su respectiva relación longitud-diámetro, mientras que esta relación se este dentro del rango de diseño (dependiendo del caso de diseño). Entonces se podrá elegir el separador que mas convenga, tratando siempre de seleccionar el separador más pequeño, ya que es más económico, sino el que mejor se adapte para satisfacer las necesidades,

Ejemplo 2: diseño 7 programa computacional (separador vertical trifásico), tabla 41.

Tabla 41. Análisis de resultado diseño 7 programa computacional

TABLA DE RESULTADOS			
d (pulg)	ho + hw (pulg)	Lss (pie)	R ( $12 \times Lss/d$ )
83.00	96.77	18.31	2.64
89.00	84.16	17.76	2.39
95.00	73.86	17.40	2.19
101.00	65.35	17.19	2.04
107.00	58.22	17.10	1.91
113.00	52.20	17.10	1.81
119.00	47.07	17.17	1.73
125.00	42.66	17.30	1.66
131.00	38.84	17.48	1.60
137.00	35.51	17.70	1.55
143.00	32.60	17.96	1.50
149.00	30.02	18.25	1.46

Como se dijo anteriormente, la selección del separador depende del rango de diseño (R), para este caso es desde 1.5 a 3, como se puede observar existen diferentes separadores que se pueden elegir, pero se debe tomar en cuenta el factor económico, por tal motivo mientras más pequeño sea el separador más económico será.

Se recomienda el resaltado en la tabla 135 el cual satisface la separación de los distintos fluidos, sin embargo, cualquiera de los otros dentro del rango también se puede seleccionar.

Las diferencias de los resultados mostrados anteriormente, se presentan en los diferentes diseños y evaluaciones realizados para los distintos tipos de separadores, presentándose casos particulares de diseños en los cuales se obtienen un solo valor para el diámetro para los distintos tiempos calculados, como es el caso del ejemplo 3 diseño 4 (separador vertical bifásico) tabla 42, en el cual por el proceso de verificación se obtiene:

Tabla 42. Análisis de resultado diseño 4 verificación

$t_r$ (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R
3	90	77.1604938	17.2633745	2.30178326
2	90	51.4403292	15.1200274	2.01600366
1	90	25.7201646	12.9766804	1.73022405

Mientras que por medio del programa tabla 43 se obtiene:

Tabla 43. Análisis de resultado diseño 4 programa computacional

TABLA DE RESULTADOS				
$t_r$ (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R ( $12 \cdot L_{ss}/d$ )
1.00	106.00	18.59	13.70	1.55
2.00	106.00	37.18	15.25	1.72
3.00	106.00	55.77	16.80	1.90

Estos casos en el que se debe seleccionar el separador fuera del rango establecido se debe porque se tiene datos de producción muy particulares, es decir, yacimientos con características específicas. Para este caso se tiene una tasa de gas de 50 MMpcsd y una tasa de petróleo de 25000 bpd, la función principal de un separador es dejar libre lo mas posible un fluido del otro, la base con la que se diseña en este caso un separador vertical, parte de un diámetro mínimo requerido donde se separe la tasa de gas de 50MMpcsd, este diámetro es el mínimo que se puede tener para separar el gas del petróleo a esas condiciones de presión y temperatura, cuando se obtiene este valor

y se relaciona con la tasa de petróleo y la longitud del separador no se consigue el rango de operación determinado ya que se debe tener un diámetro menor al mínimo requerido para separar el gas del petróleo.

Es un caso particular y cuando sucede se realiza el diseño del separador sin estar dentro del rango, ya que la función principal es separar una fase de la otra tanto como sea posible, es decir, predomina la tasa de gas sobre la del petróleo, la tasa de gas tiene una influencia mas significativa.

Se puede observar en la tabla 43 que se deja el diámetro fijo a diferencia de los diseños anteriores, variando el tiempo de retención, se toma el separador mas grande, esta fuera del rango y se desea garantizar la separación a diferentes tiempo de retención, ya que si se puede separar esas tasas a tiempo de retención de tres minutos se puede garantizar con el mismo separador la separación a tiempos de retención mas bajo.

El programa al momento de realizar el diseño calcula el diámetro del separador, las distintas longitudes y la relación longitud-diámetro. Si esta relación se encuentra dentro del rango de diseño (de 3 a 4 para este caso) se incrementará el tamaño del diámetro de 6 en 6 pulgadas hasta que la relación sea menor o igual al menor valor del rango de diseño permitido (en este caso 3). Si al momento de calcular la relación, con el primer diámetro obtenido, ésta se encuentra por debajo del rango de diseño entonces establece que ese es el diámetro necesario para el separador para así satisfacer esas condiciones de diseño.

El diseño de los separadores también comprende el cálculo de los diámetros de las boquillas del separador. Estas boquillas son: boquilla de entrada, para los fluidos de entrada; boquilla de salida de gas; boquilla de salida de líquido. Estos resultados se muestran en pie y en pulgadas para las distintas ventanas de los diseños de separadores siendo más cómodo para el usuario, tal y como se muestra a continuación en la tabla 44, el ejemplo 4 diseño 1 (separador horizontal bifásico)

Tabla 44. Análisis de resultado diseño 1 programa computacional

R E S U L T A D O S	
Diámetro Boquilla de Entrada (pie), (pulg)	
0.22	2.63
Diámetro Boquilla Salida de Gas (pie), (pulg)	
0.16	1.91
Diámetro Boquilla Salida de Líquido (pie), (pulg)	
0.29	3.45

### Evaluación o diagnóstico

La evaluación de los separadores consiste en una serie de datos de entrada con los cuales el programa calculará las tasas de petróleo, gas y agua respectivamente (según sea el caso) y las comparará con las tasa de campo que el operador maneja o espera manejar. De acuerdo con esta comparación si las tasas calculadas son mayores a las de campo el separador funciona, debido a que se esta garantizando que ese separador a esas condiciones especificas puede manejar tasas mayores a las que el puede operar. Si son menores no funciona, debido a que el separador no esta en condiciones de manejar esas tasas a condiciones especificas.

A continuación se muestran los ejemplos 5 y 6 respectivamente

**Evaluación 1 (separador horizontal bifásico)**

Datos	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (°F)	60
Longitud del separador (pie)	9
Diámetro del separador (pulg)	30
Gravedad específica gas	0.6
Gravedad API	40
Diámetro de gota (micron)	
Tasa de Petróleo Campo (bpd)	2000
Tasa de Gas Campo (MMpcsd)	10

RESULTADO	
Longitud Efectiva (pie)	6.75
Tasa de Petróleo (bpd) tr = 1 min	4,252.50 ✓
Tasa de Petróleo (bpd) tr = 2 min	2,126.25 ✓
Tasa de Petróleo (bpd) tr = 3 min	1,417.50 ✗
Tasa de Gas (MMpcsd)	38.25 ✓

Fig. 53. Análisis de resultado evaluación 1 programa computacional

Se puede apreciar en la figura 41, que el separador de 30 pulgadas de diámetro y 9 pie de longitud satisface la capacidad de gas de campo, ya que el valor de 38.25 MMpcsd es mayor que el de 10MMpcsd y las tasas de petróleo para los tiempos de retención de petróleo de 1 min y 2 min respectivamente son mayores que la tasa de petróleo de campo, mientras que para tiempo 3 min las dimensiones del separador no satisfacen, porque la tasa de petróleo esta por debajo de la tasa de campo, es decir, ese separador con esas características y condiciones especifica esta en capacidad de separar el petróleo del gas en tiempos de retención menores o igual a 2 minutos .

### Evaluación 5 (separador horizontal trifásico)

**Evaluación Separador Horizontal Trifásico**

Presión (lpca)

Temperatura (°F)

Longitud del separador (pie)

Diámetro del separador (pulgada)

Gravedad específica gas

Gravedad API

Diámetro de gota (micron)

Tiem Ret Petróleo (min)

Tiem Ret Agua (min)

Tasa de Petróleo Campo (bpd)

Tasa de Agua Campo (bpd)

Tasa de Gas Campo (MMpcsd)

**RESULTADO**

Longitud Efectiva (pie)

Tasa de Gas (MMpcsd)  ✓

Tasa de Petróleo (bpd)  ✓

Tasa de Agua (bpd)  ✓

Aceptar Cancelar Limpiar

Guardar Imprimir Buscar

Fig. 54. Análisis de resultado evaluación 5 programa computacional

Se observa que el separador de 76 pulgadas de diámetro y 27 pie de longitud esta en condiciones de separar los fluidos para esas características específicas, ya que las tasas de petróleo, agua y gas están por encima de las tasas de campo

### Generación de nomogramas

La otra aplicación que presenta el programa es la generación de gráficas o nomogramas para el diseño de separadores bifásicos horizontales y verticales. Estos nomogramas se realizan para condiciones particulares de presión, temperatura, gravedad específica de gas y gravedad API.

Los nomogramas son una representación gráfica de las diferentes características de diseño que pueden tener los separadores, por medio de estas gráficas se puede diseñar

un separador ya que abarcan tanto la capacidad de gas como la capacidad de líquido pudiendo así realizar una buena escogencia en el separador y realizar un buen diseño de una manera rápida y eficiente, cabe destacar que una buena selección de los parámetros que interviene en el diseño depende en gran parte de la apreciación de la persona que realice la lectura

**Separadores horizontales:** se generan cuatro nomogramas: dos para la capacidad de gas y dos para la capacidad de líquido.

### Capacidad de gas

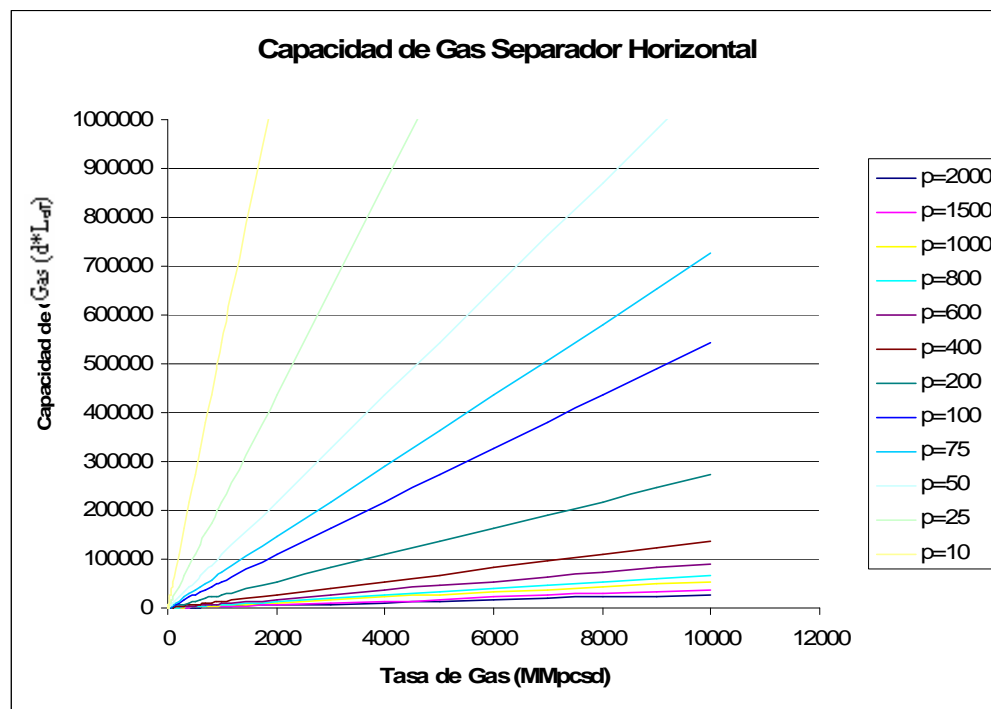


Fig. 55. Análisis de resultados capacidad de gas separador horizontal

Este nomograma relaciona la tasa de gas, la presión de operación y la capacidad de gas, como se observa en la figura 43. Por lo cual conociendo dos de los parámetros se puede determinar el tercero.

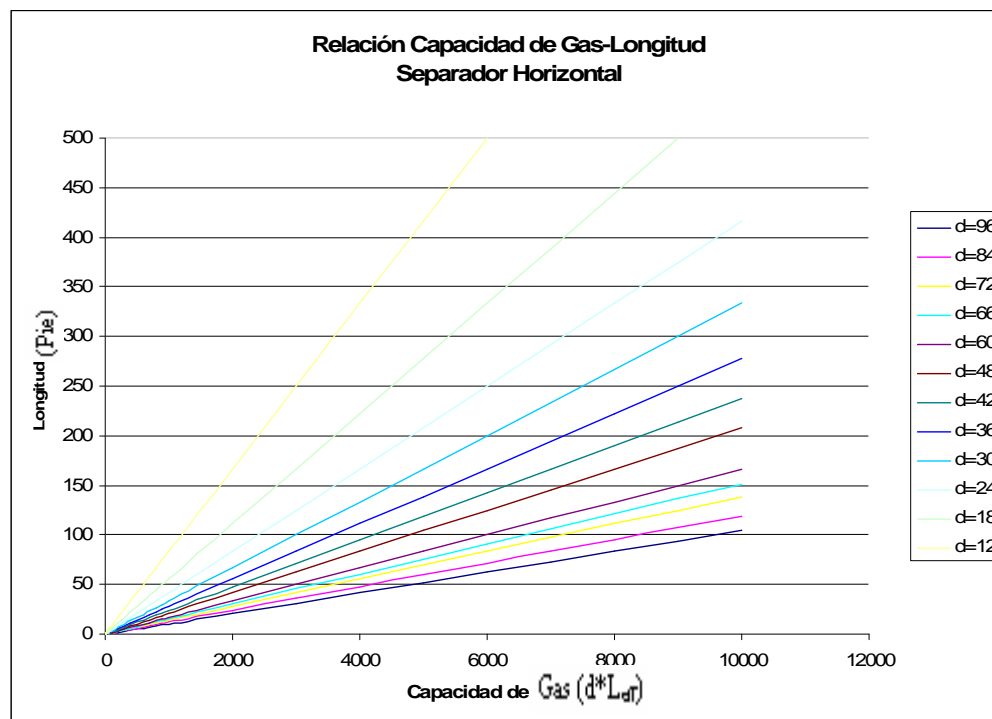


Fig. 56. Análisis de resultados relación capacidad de gas longitud separador horizontal

Aquí se relaciona la capacidad de gas (obtenida en la figura 43), el diámetro y la longitud del separador. De igual manera que el nomograma anterior, conociendo dos parámetros se puede determinar el tercero.

## Capacidad de Líquido

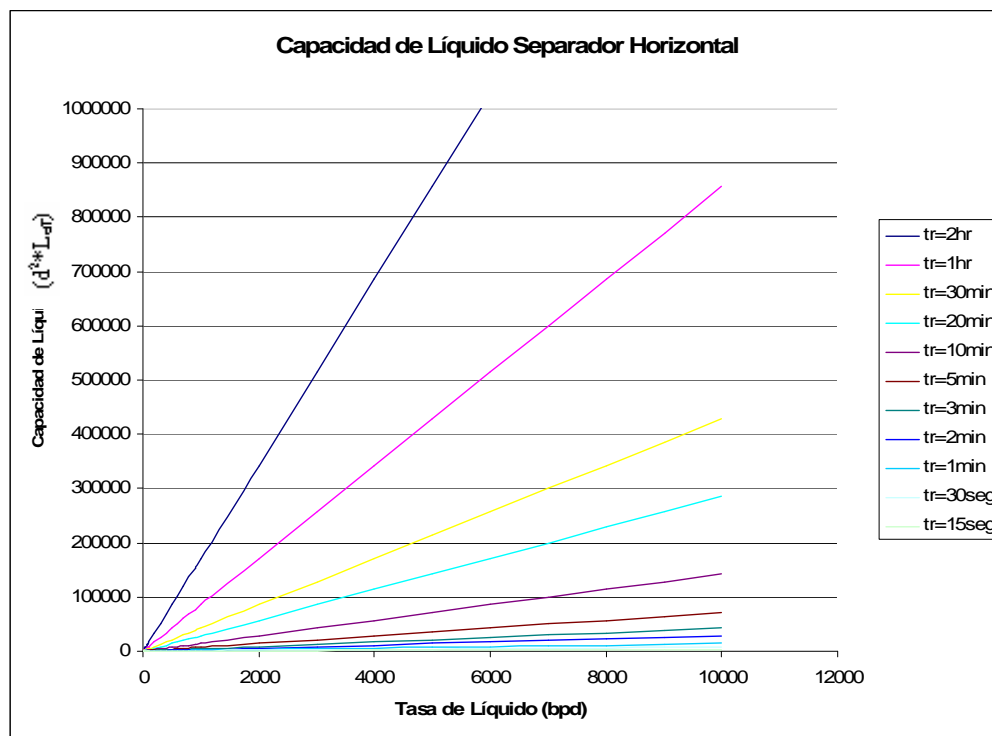


Fig. 57 Análisis de resultados capacidad de líquido separador horizontal

Este nomograma relaciona la tasa de líquido, el tiempo de retención y la capacidad de líquido, como se puede observar en la figura 45. Por lo cual conociendo dos de los parámetros se puede determinar el tercero.

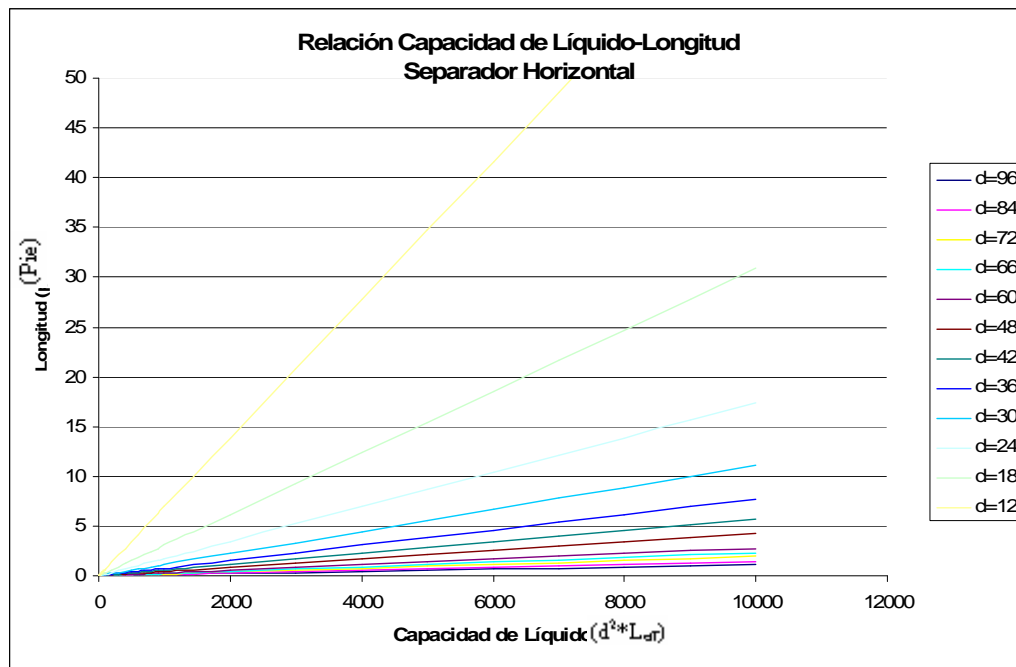


Fig. 58. Análisis de resultados relación capacidad de gas longitud separador horizontal

Aquí se relaciona la capacidad de líquido (obtenido en la figura 45), el diámetro y la longitud del separador, figura 46. De igual manera que el nomograma anterior, conociendo dos parámetros se puede determinar el tercero.

**Separadores Verticales** a diferencia de los separadores horizontales se generan tres graficas o nomogramas, debido a que la capacidad de gas solo tiene un nomograma, la capacidad de líquido tiene dos nomogramas.

## Capacidad de gas

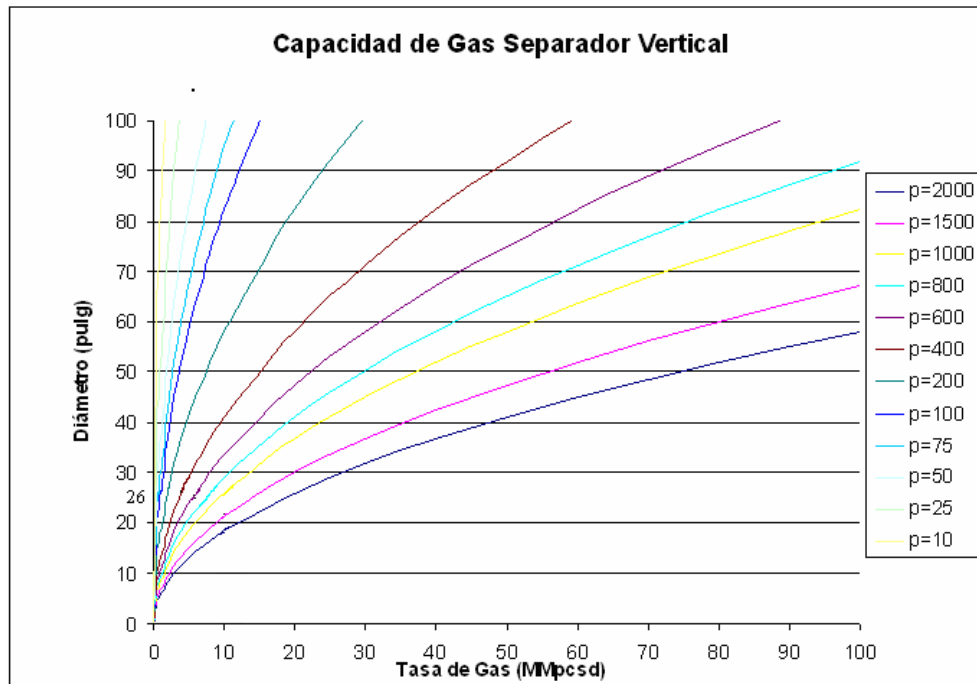


Fig. 59. Análisis de resultados capacidad de gas separador vertical

La diferencia entre los separadores verticales y horizontales respecto, a los nomogramas específicamente la capacidad de gas, es la ecuación que permite realizar esta función en el programa computacional, para el caso de los separadores verticales depende de dos variables que son: tasa de gas y diámetro figura 47; variando los valores de presión se obtiene de esta forma el nomograma. Para el caso de los horizontales se presentan dos graficas debido que la ecuación que permite generar el nomograma depende de tres parámetros, los cuales son: tasa, presión y el ubicado en el eje “Y” llamado capacidad de gas que es igual a  $d \cdot L_{\text{eff}}$ , luego este valor se relaciona con la longitud a determinados diámetros y permite determinar la variable desconocida.

### Capacidad de líquido

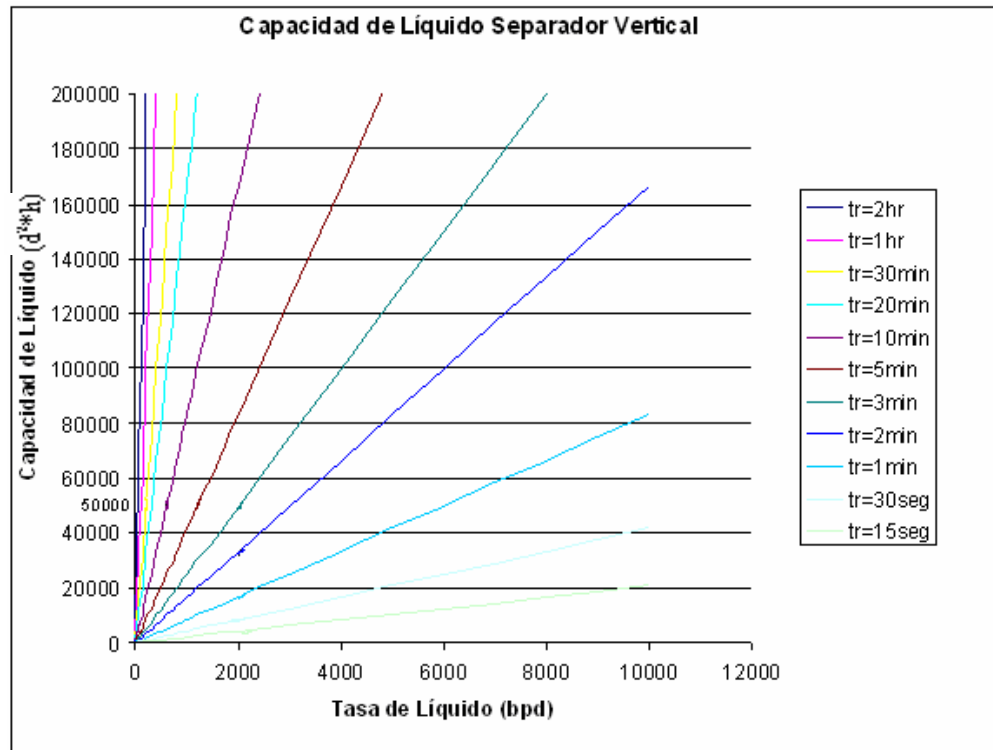


Fig. 60 Análisis de resultados capacidad de líquido separador vertical.

De la misma forma que los separadores verticales se tiene dos graficas las cuales permiten determinar las características principales de diseño de un determinado separador, se necesita conocer la tasa de líquido al tiempo de retención deseado, se obtiene una capacidad de líquido figura 48 y con este valor se introduce en la siguiente figura.

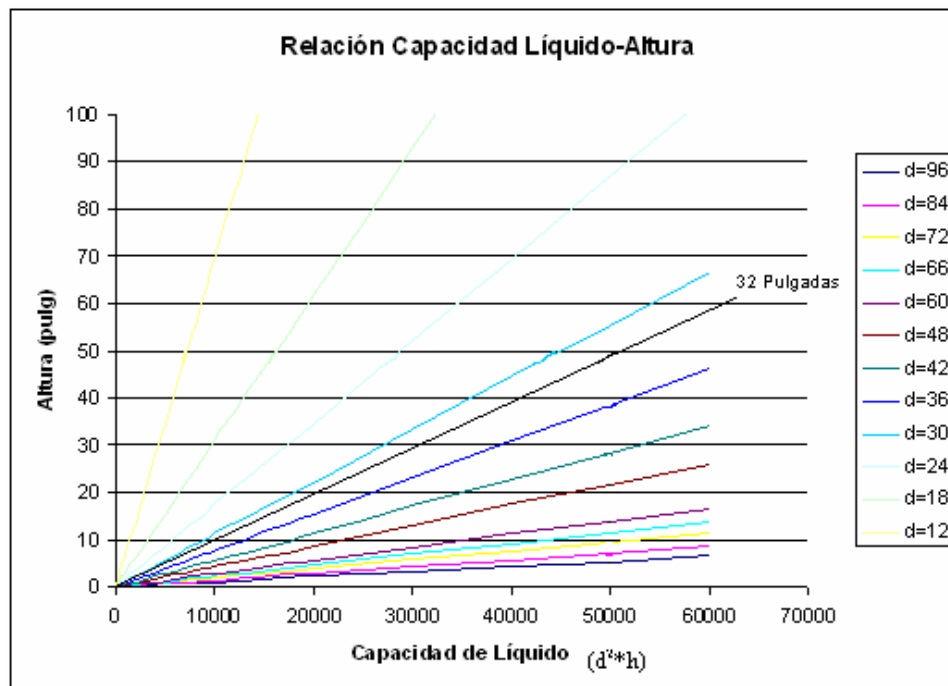


Fig. 61 Análisis de resultados relación capacidad de líquido altura separador vertical

Se ingresa con el valor obtenido en la figura 48 y se intercepta con cualquiera de los dos datos conocidos, diámetro o altura de líquido en la figura 49.

## CONCLUSIONES

- El método de validación manual ratifica la secuencia de los pasos para el diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos.
- El programa computacional cumple en forma eficiente con las exigencias de diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos.
- Las diferencias existentes entre los ejemplos hechos por el método manual y el programa computacional radican en el proceso iterativo que realiza el programa.
- Existe un rango de operación específico para cada tipo de separador.
- En separadores verticales bifásicos, si predomina la tasa de gas se impone en el diseño y no se obliga estar dentro del rango de longitudes
- Los separadores están en capacidad de operar cuando en la evaluación o diagnóstico, las distintas tasas están por encima de los valores de campo.
- Los nomogramas que genera el programa, determinan de una forma más rápida las características del separador, para un operador de campo, la exactitud de la lectura de los nomogramas depende de la apreciación del operador de los mismos.
- La persona que opere el programa computacional debe tener conocimientos de producción, para la toma de decisiones.
- La constante K de Souders & Brown es un parámetro crítico y fundamental para el diseño y evaluación de los separadores.

- Al momento de realizar los distintos estudios, el diámetro de gota se supone 100 micrones a menos que se tenga otra información diferente, obtenidas en pruebas de laboratorio, este programa no tiene esas limitaciones

## RECOMENDACIONES

- Al realizar estudios de diseño de separadores verticales u horizontales, bien sea bifásico o trifásico, tomar en cuenta parámetros de producción tales como: producción de sólidos y parafinas.
- Establecer diseños que consideren la presencia de agentes corrosivos, que causen daños físicos al material con el cual se fabrica el separador, para garantizar mayor vida útil del separador diseñado.
- Establecer las características de fabricación de separadores, tales como: resistencia de los materiales y tipo de material.
- Realizar estudios de peso total del separador, conociendo las características de la estación de flujo donde va operar, debido a posibles restricciones que en la misma puedan existir.
- Para campos de alto potencial, realizar estudios de diseños de separadores que impliquen varias etapas de separación, determinando las diferentes temperaturas y presiones a las cuales van a operar.
- Determinar características de los accesorios internos y externos de los diferentes tipos de separadores.
- Por el factor económico es recomendable elegir el diseño del separador más pequeño que cumpla con las exigencias de producción.
- El diseño de separadores para fluidos espumosos requiere un incremento de 4 veces mas el tiempo de retención normal.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Universidad Central de Venezuela., Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. (2003). Laboratorio de Yacimientos, “Propiedades de los fluidos”. Caracas: Millán Reyinson, Rodríguez Mauricio, Romero Gustavo.
2. Cengel Y. y Boles M. (1996). “Termodinámica”. Tomo 1, Segunda Edición. McGraw-Hill S.A. México.
3. Hincapié B. (1987). “Estudio y Diseño de Separadores Horizontales y Verticales de Dos y Tres Fases. (1987). Trabajo de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería Geología, Minas y Petróleos. Disponible: [http:// www.unesco.org.uy/directorio/docentes2.html](http://www.unesco.org.uy/directorio/docentes2.html).
4. [www.cenamec.org.ve/olimpiadas/petrol/pruebas/prueba01/prueba3.htm](http://www.cenamec.org.ve/olimpiadas/petrol/pruebas/prueba01/prueba3.htm)
5. [www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/fluidos/tension/induccin/introduccion.htm](http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/fluidos/tension/induccin/introduccion.htm)
6. Mc. Cain William. (1989). “The Properties of Petroleum Fluids”. Segunda Edición. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. USA.
7. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo (2005). Principios de Producción e Inyección de gas, “Tipos de Fluidos de Yacimientos”. Caracas: Ing. Elena Escobar.
8. PDVSA (1995). “Principios Básicos”. Manual de Diseño de Proceso, Separación Física, Tambores Separadores. PDVSA N° MDP-03-S-01.Caracas.
9. Arnold K. y Stewart M. (1991). “Surface Production Operations”. Volumen 1. Houston, Texas. Gulf Publishing Company. USA.
10. Streeter V, Wylei E, Bedford K. (1999). “Mecánica de fluidos”. Novena Edición. Colombia. Mc Graw Hill.
11. Arnold K. y Stewart M. (1991). “Diseñando Sistemas de Producción de Petróleo y Gas como Escoger el Tamaño y Seleccionar Separadores de Dos Fases”. Disponible: [http:// www.proyectosquimica.com/separadorflash.htm](http://www.proyectosquimica.com/separadorflash.htm)
12. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) (1995). Filial de Petróleos de Venezuela S.A, División Oriente. “Ingeniería de Producción Separadores Gas Líquido”. Modulo IV-Sección 33.

13. Hafskjold B. y Dodge F.T. “An Improve Design Method for Horizontal Gas/Oil and Oil/Water Separators”. Paper SPE 19704. Society of Petroleum Engineers, 1989.
14. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Química. (2006). “Diseño de una Estación de Flujo Socororo Área Mayor de Socororo”. Caracas. Litkalina Zavarce.
15. Ingenieros Consultores, S.R.L. (1991). “Diseño Conceptual de Separadores”. Maracaibo. Martínez Marcías J.
16. Leon K. “Oil and Gas Separation Theory, Aplication and Design”. Paper SPE 6470. Society of Petroleum Engineers, 1977.
17. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo (2005). Ingeniería de Producción II. “Separación Gas-Líquido. Caracas: Prof. Freddy Méndez Balbas.
18. Grodal E. y Realff M. “Optimal Design of Two- and Three-Phase Separators: Amathematical Programming Formulation”. Paper SPE 56645. Society of Petroleum Engineers, 1999.
19. [www.cenamec.org.ve/olimpiadas/petrol/pruebas/prueba01/prueba3.htm](http://www.cenamec.org.ve/olimpiadas/petrol/pruebas/prueba01/prueba3.htm)
20. PDVSA (1991). “Separadores Líquido-Vapor”. Manual de Ingeniería de Diseño, Volumen 15, Guía de Ingeniería. PDVSA N° 90616.1.027.Caracas.
21. PDVSA (2005). “Separadores Líquido-Vapor”. Manual de Diseño de Proceso, Separación Física, Tambores Separadores. PDVSA N° MDP-03-S-03.Caracas.
22. PDVSA (1995). “Tambores Separadores Líquido-Líquido-Vapor”. Manual de Diseño de Proceso, Separación Física, Tambores Separadores. PDVSA N° MDP-03-S-05. Caracas.
23. Vernon Smith H. “Oil and Gas Separators”. Manual del Ingeniero, capítulo 12.

---

## NOMENCLATURA

$A$ = área de la gota ( $\text{pie}^2$ )

$A_g$ = área del gas ( $\text{ft}^2$ )

$A_l$ = área de líquido ( $\text{pie}^2$ )

$A_o$ = área de petróleo ( $\text{pie}^2$ )

API = gravedad °API (American Petroleum Institute)

$A_w$ = área de agua ( $\text{pie}^2$ )

$C$ = Constante del viscosímetro ( $\text{Cs/seg}$ )

$C_D$ = Coeficiente de arrastre (adimensional)

$C_7^+$ = todos los componentes hidrocarburo, mayores que los heptanos

$D$ = diámetro de la esfera ( $\text{pie}$ )

$d$ = Tamaño final de la gota ( $\text{micrón}$ )

$d_m$ : diámetro de la gota, ( $\text{micrón}$ )

$d_o$ = Tamaño inicial de la gota ( $\text{micrón}$ )

$D_{sf}$  = diámetro del separador (pulgadas)

$D_{sp}$ = diámetro del separador ( $\text{pie}$ )

$D_t$ = diámetro interno de la tubería ( $\text{pie}$ )

$e$ = relación de las tasas de petróleo y agua

$f$ = relación tiempo de retención agua y petróleo

$F_B$  = fuerza de flotabilidad

$F_D$ = Fuerza de arrastre ( $\text{lb}$ )

$g$ = Constante de gravedad  $32.2 \text{ pie/seg}^2$

$Ge_g$ = Gravedad específica del gas (adimensional)

$Ge_l$ = Gravedad específica del líquido (adimensional)

$h_o$ = altura de petróleo (pulgadas)

$h_w$ = altura de agua (pulgadas)

$h_o + h_w$ = altura de líquido (pulgadas)

$j$ = Parámetro empírico que siempre debe ser mayor que tres (3) y dependiente de la probabilidad de que exista un rebote entre el par de gotas antes de ocurrir la coalescencia

$K$ = constante de Souders & Brown (adimensional)

$K_s$ = Parámetro empírico particular del sistema

$L_{eff}$ = longitud efectiva (pie)

$L_{ss}$ = longitud costura-costura (pie)

$M$ = variable de calculo (adimensional)

$m$ = Masa (gr)

$p$ = Presión (lpca)

$PM$ = Peso molecular (lb/lb-mol)

$PM_a$ = Peso Molecular del aire= 28.97 (lb/lb-mol)

$p_b$ = presión de burbuja (lpc)

$P_{pr}$ = presión pseudoreducida (adimensional)

$Q$ = tasa de gas (pie<sup>3</sup> / seg)

$Q_g$ = tasa de gas (MMpcsd)

$Q_{gop}$ = tasa de gas a cond. Operación, (pie<sup>3</sup>/seg)

$Q_l$ = tasa de líquido (bpd)

$Q_o$ = tasa de petróleo (bpd)

$Q_w$ = tasa de agua (bpd)

$R$ = relación longitud-diámetro (adimensional)

$Re$ = Número de Reynolds.

$T$ =temperatura (R)

$t$ = Tiempo de flujo (seg)

$T_c$ = temperatura crítica (°F)

$t_d$ = tiempo de caída de la gota (min).

$T_{ct}$ =temperatura cricondetérmica (°F).

$T_{pr}$ = Temperatura pseudoreducida (adimensional)

$t_{rg}$ = tiempo de retención de gas (min)

$t_{rl}$ = tiempo de retención de líquido (min)

$t_{ro}$ = tiempo de retención de petróleo (min)

$t_{rw}$ = tiempo de retención del agua (min)

$V$ =Volumen (cc)

$V_{boq}$ : velocidad de la boquilla, (pie/seg)

$V_g$  = velocidad del gas (pie/seg)

$Vol_o$ = volumen de petróleo (pie<sup>3</sup>)

$Vol_w$ = volumen de agua (pie<sup>3</sup>)

$V_t$  = Velocidad de asentamiento de la gota (pie/seg)

$Z$ = factor de compresibilidad (adimensional)

$\rho$ = Densidad del fluido (gr/cc)

$\rho_a$ = Densidad del agua=1gr/cc= 62.4lb/pie<sup>3</sup>

$\rho_g$ = Densidad del gas (gr/cc) o (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_{gl} = \rho_g * 0.19197$ . Factor de conversión para pasar la densidad de lb/pie<sup>3</sup> @ gr/cc

$\rho_l$ = Densidad del líquido (gr/cc) o (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_{mezcla}$ = densidad de gas, (lb/pie<sup>3</sup>)

$\gamma$ =Viscosidad cinemática (Cs)

$\mu$ = Viscosidad absoluta (Cp)

$\mu'$  = Viscosidad (lb/pie-seg<sup>2</sup>)

$\mu_g$ : viscosidad del gas, (cp)

$\pi$ = Constante adimensional 3.1416

$\phi$ = Fracción del volumen de la fase dispersada (adimensional)

$\phi_{boq}$ = diámetro de la boquilla, (pie)

$\phi_{bso}$ =diámetro de la boquilla de salida de petróleo, (pie)

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Antiespumante:** aditivo usado para evitar la formación de espuma en petróleos crudos, aceites lubricantes, aceites de transmisión, glicol y aminas, entre otros.

**Arena:** impureza presentes en los fluido. Elemento de frecuente aparición en os crudos, de efecto abrasivo. Su impacto es evidente cuando se trabaja con velocidades altas en los orificios de descarga de los líquidos demasiado pequeños.

**Asociación de Productores de Gas de los EAU (G.P.S.A):** organización que reúne a los industriales de la industria del gas en los estados Unidos de América. Se encarga de la publicación del libro de datos más importante de la industria del gas (G.P.S.A-DATA BOOK).

**Balance de materiales:** cálculo comparativo para apreciar la cantidad de materia que entra o contiene un sistema, la cantidad extraída y la remanente en el mismo.

**Boquilla:** agujero para la entrada y salida de fluidos del recipiente, normalmente provistos de bridas para la conexión a las tuberías.

**Brida portaorificios:** soporte específicamente utilizado para colocar el orificio que se usa para medir el caudal de gas.

**Cabezal:** tapa de un separador.

**Cabezal elipsoidal:** tapa del separador diseñada por rotación de una elipse.

**Carcasa:** recipiente metálico, generalmente construido de acero al carbono que forma la estructura de un separador.

**Casquete:** tapa o extremo del separador.

**Caudal:** volumen por unidad de tiempo.

**Coalescedor:** mecanismo o elemento instalado dentro de un separador que permite el paso de gas por un enjambre o medio poroso para separar gotas muy pequeñas de líquido.

**Coalescencia:** la conversión de pequeñas gotas o partículas para formar gotas grandes que decantan dándoles origen a las acumulaciones de líquido.

**Coefficiente de arrastre ( $C_D$ ):** Variable independiente que depende las características del sistema, influye directamente en la fuerza de arrastre

**Componente:** ya que aquí no se consideran reacciones químicas, bajo estas circunstancias un componente se define como una sustancia que comprende un sólo tipo de moléculas. Ejemplos: dióxido de carbono, propano.

En análisis de mezclas de hidrocarburos, gases y líquidos, debido a la dificultad de analizar todos los componentes, se agrupa bajo el nombre de un sólo componente del sistema, cierta parte del mismo. Ejemplo:  $C_7^+$ , heptanos y compuestos más pesados, el cual para propósitos de cálculos, se trata como un sólo componente.

**Componentes ácidos del gas:** integrantes del gas natural de naturaleza ácida, tales como: el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrogeno, disulfuro de carbono y los mercaptanos, que al ponerse en contacto con el agua libre forman ácidos. Se les clasifica como impurezas del gas natural.

**Condensados:** líquidos formados por condensación de los vapores del gas. Específicamente se refieren a los hidrocarburos líquidos que se condensan del gas natural, como consecuencia de los cambios de presión y temperatura, cuando el gas del yacimiento se lleva a condiciones de superficie. También podría tratarse de condensados de caldeas o del agua en estado líquido que se desprende del vapor de agua.

**Condiciones críticas:** condiciones a la cual las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor coexistentes y llegan a ser idénticas.

**Constante K:** en la ecuación de Souders & Brown, es uno de los parámetros de mayor relevancia tiene que predecir el comportamiento de los fluidos dentro del recipiente y el cálculo del diámetro mínimo del separador. Es el valor que acerca o aleja las predicciones del funcionamiento real del sistema.

**Control de nivel:** dispositivos para manejar los volúmenes de líquidos obtenidos durante el proceso de separación.

**Corriente abajo:** corriente de fluido después de pasar por el sitio de referencia.

**Corriente arriba:** corriente de fluido antes de llegar al el sitio de referencia.

**Corrosión:** alteración física, generalmente deterioro o destrucción, provocada por una acción química o electroquímica. Por contraste, la erosión es causada por una acción mecánica.

**Corrosividad:** tendencia al desgaste del metal causado por la corrosión.

**Crudo espumoso:** petróleo que forma espuma por acciones mecánicas o químicas.

**Crudo liviano:** aquel cuya gravedad es mayor a 30 °API.

**Crudo mediano:** aquel cuya gravedad a 15.6°C (60°F) varía entre 22 y 29.9°API.

**Crudo parafinoso:** petróleos que contienen parafinas que pueden depositarse por efectos de la rugosidad o por cambios de temperatura. La misma consideración aplica a los fluidos asfálticos.

**Crudo pesado:** aquel cuya gravedad a 15.6°C (60°F) varía entre 10 y 21.9°API.

**Comportamiento Retrógrado:** formación de una fase de mayor densidad (condensación). Al someter un sistema a una reducción isotérmica de presión o a un incremento isobárico de temperatura. También puede definirse en sentido inverso: formación de una fase de menor densidad (vaporización), al someter un sistema a un aumento isotérmico de presión o a una reducción isobárica de temperatura.

**Condensación retrógrada:** formación de líquido (condensación) en un sistema debido a la disminución isotérmica de presión o aumento isobárico de temperatura.

**Curva de punto de burbujeo:** lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a la cual se forma la primera burbuja, al pasar un sistema del estado de líquido, al estado de dos fases, se denomina curva de burbujeo.

**Curva de punto de rocío:** lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar un sistema del estado de gas (vapor), al estado de dos fases, se denomina curva de rocío.

**Deflector:** dispositivo que trabaja por agitación mecánica para inducir un cambio rápido en la dirección de la corriente de entrada, para que se produzca la separación gas-líquido del separador. Se diseña en forma de placa, ángulo, cono o semiesfera.

**Densidad:** masa de una sustancia por unidad de volumen (al calcular la densidad del gas se debe tomar muy en cuenta las condiciones de presión y temperatura del fluido).

**Depurador:** es un separador cuya función básica es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla con predominio gaseoso.

**Deshidratación:** método o proceso de tipo mecánico, químico o eléctrico, empleado en la separación del agua del petróleo o del gas natural. En el gas natural se utiliza la

deshidratación por absorción (uso de glicoles) y adsorción (uso de desecantes sólidos).

**Desgasificación:** acción de remover el gas del líquido.

**Destilado:** producto obtenido por proceso de destilación, cuyos cortes están comprendidos entre la nafta y el residuo final. Se aplica también en líquidos que se recuperan del gas natural.

**Difusor:** elemento utilizado para dividir el fluido en varias corrientes o hasta convertirlo en neblina.

**Dimensionamiento del separador:** determinación de las proporciones que ocupan los diferentes componentes dentro del recipiente o división del espacio que se debe prever para que realice el trabajo deseado.

**Ecuación de Stokes:** fórmula utilizada para determinar la velocidad con que una partícula se separa de la fase donde se encuentra. Con ello se determina el tiempo de retención del petróleo o de agua para lograr su separación. Depende de las densidades de los fluidos que se separan, de la viscosidad de la fase y del diámetro de la partícula que se desea separar.

**Eliminador de niebla:** dispositivo para aglutinar las partículas de líquido que están presentes en una corriente de vapor, mejorar la separación y disminuir el arrastre.

**Eliminador de niebla de malla de alambre:** extractor de niebla que contiene una malla tejida de alambre. Se caracteriza por la eficacia de la remoción y su bajo costo de instalación.

**Eliminador de niebla tipo aleta:** dispositivo que se emplea para separar gas de las gotitas de líquido arrastradas, cuando están tienen un tamaño de 10 micrones o mayor.

**Eliminador e niebla tipo centrifugo:** dispositivo para separa el gas de las gotitas de líquido arrastradas, basado en el principio de las fuerzas centrifugas.

**Emulsión:** mezcla de petróleo y agua.

**Energía potencial:** aquella disponible por efectos de la altura.

**Equilibrio:** se considera que existe equilibrio en un sistema, cuando sus propiedades intensivas permanecen constantes con el tiempo, bajo las condiciones a que existe el sistema.

**Estado:** condición de un sistema a un tiempo particular, se determina cuando todas las propiedades intensivas del sistema son fijas. El número mínimo de propiedades que deben describirse para fijar el estado depende del número de componentes y fases presentes en el sistema.

**Estado crítico:** es el término usado para identificar condiciones únicas de presión, temperatura y composición de un sistema donde todas las propiedades del gas y el líquido coexisten y llegan a ser idénticas.

**Espuma:** elemento perturbador producido por las impurezas y el agua presente en el crudo, que impide el buen funcionamiento de un separador, hay espumas de dos tipos: mecánicas y químicas,. Las primeras, formadas por excesiva velocidad o caudal dentro del recipiente y la segunda, por efectos de productos químicos.

**Espumosis:** es la tendencia de las mezclas gas-petróleo y de gas-petróleo-agua a formar espuma, lo cual afecta severamente el desempeño de un separador. Aplica por igual a las unidades glicol-agua o amina-agua.

**Factor de compresibilidad del gas:** generalmente se identifica con  $Z$ ,. Expresa la relación el comportamiento real de un gas con respecto del ideal en determinadas condiciones de presión, temperatura y volumen.

**Fase:** es una porción de un sistema con una composición estructura química definida, que es homogénea, físicamente distinta y mecánicamente separable, en referencia a otra fase de la misma mezcla. Ejemplo: crudo, agua y gas representan un sistema de tres fases (trifásico) dos fases líquidas y una de gas.

**Fase gaseosa:** región formada únicamente por el gas.

**Fase líquida:** región formada únicamente por el líquido.

**Fluido:** sustancia cuyas moléculas tienen entre si poca o ninguna coherencia, capaz de desplazarse bajo mínima presión.

**Fluido bifásico:** aquel formado por dos fases.

**Flujo multifásico:** mezcla compleja de hidrocarburos de diferentes fases.

**Fuerza de arrastre ( $F_D$ ):** Causada por el movimiento relativo de la fase continua

**Principio de choque:** acción mediante la cual se induce el fluido a chocar, para producir la separación primaria de los hidrocarburos en gas y petróleo o separar las partículas líquidas que transporta el gas.

**Fuerza gravitacional:** aquella que domina el proceso de separación. Cuando se trabaja por debajo de la velocidad crítica del gas, las fuerzas de gravedad controlan el movimiento del gas en el separador.

**Gas libre:** gas del yacimiento que no está asociado con el petróleo. Contiene muy pequeñas cantidades de componentes pesados en los cuales, por lo general, el metano se encuentra en cantidades muy altas (encima del 90%).

**Gas asociado:** gas natural que viene acompañado con la producción de petróleo.

**Gas natural:** fluido en estado gaseoso que se forma por la acción de la naturaleza. Mezcla de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza en estado gaseoso, por sí sola o asociada con el petróleo, y que permanece así a condiciones normales de presión y temperatura.

**Gas pobre:** gas natural con pocos contenidos de compuestos pesados. También se llama gas seco.

**Gas rico:** aquel que contiene una buena cantidad de productos condensables.

**Gas saturado:** gas (vapor) en equilibrio con un líquido, a una presión y temperatura dada, en el caso de sustancias puras, es el estado de gas o vapor correspondientes al punto de rocío.

**Hidrocarburo:** término general para el compuesto orgánico que contiene solamente carbono e hidrógeno en su molécula.

**Interfase:** se refiere a la superficie de contacto entre dos fases.

**Líneas isovolumétricas:** también se denomina líneas de calidad, es el lugar geométrico de los puntos de igual porcentaje de volumen líquido o gas en la región de dos fases de un diagrama presión (p) - temperatura (T) de un sistema dado.

**Líquido inmiscible:** es aquel incapaz de mezclarse de forma homogénea con otra sustancia.

**Líquido saturado:** líquido en equilibrio con gas (vapor), a una temperatura y presión dada, en el caso de sustancias puras, es el estado de equilibrio correspondiente al punto de burbuja.

**Malla:** extractor de niebla construido con alambre tejido.

**Manómetro:** aparato utilizado para medir presión.

**Merma:** es la disminución en volumen de una fase líquida debido a la liberación de gas en solución y contracción térmica del líquido.

**Niebla o neblina:** pequeñas partículas de líquido dispersas en una corriente de gas que fluyen con el, a la misma velocidad. Mientras más pequeñas las partículas, más se asemejan sus características a las del gas que la transporta.

**Número de componentes:** es el número total de elementos constitutivos químicos diferentes en un sistema menos el número de reacciones químicas distintas que pueden ocurrir entre estos elementos constitutivos del sistema.

**Número de grados de libertad:** también conocida como Regla de Fases de J. Willard Gibbs (1869), es el número de variables (grados de libertad) requeridos para determinar el estado de un sistema en equilibrio.

**Petróleo crudo parafinoso:** aquel con presencia de parafinas.

**Presión cricondebara:** presión máxima a la cual las fases líquido y vapor pueden coexistir, es la máxima presión sobre la envolvente de saturación, para componentes puros, el cricondebarico es igual a la presión crítica del componente.

**Presión de vapor:** es aquella que ejerce el vapor que está en equilibrio con su líquido, en determinadas condiciones de presión y temperatura.

**Presión y temperatura de burbuja:** presión y temperatura de un sistema en el punto de burbuja.

**Presión y temperaturas críticas:** presión y temperatura a las condiciones críticas.

**Presión y temperatura de rocío:** presión y temperatura de un sistema en el punto de rocío.

**Propiedades:** características de un sistema que pueden evaluarse cuantitativamente como resultado de un experimento. Describen la condición a un tiempo particular, existen dos tipos de propiedades:

**Propiedades extensivas:** dependen de la cantidad de materia, es decir, extensión del sistema. Ejemplos: volumen (V), masa (m).

**Propiedades intensivas:** son independientes de la extensión o cantidad de materia del sistema. Ejemplo: temperatura (T), presión (p), densidad ( $\rho$ ).

**Punto de burbujeo:** estado de un sistema completamente líquido en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas.

**Punto de rocío:** estado de un sistema completamente gaseoso en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

**Punto triple:** condiciones a la cual sólido líquido y gas coexisten, es un punto único para componentes puros.

**Recuperación de líquidos:** cantidad de líquidos estabilizados que se pueden obtener del gas natural.

**Régimen monofásico:** fluido en una sola fase: Líquido o gaseosa.

**Región de dos fases:** zona encerrada por las curvas de punto de rocío y de burbujeo. En un diagrama presión (p) – temperatura (T) del sistema, donde el gas y líquido coexisten en equilibrio.

**Región retrograda:** cualquier región, en el diagrama presión (p) – temperatura (T) de un sistema, donde ocurre condensación o vaporización en sentido inverso a lo que normalmente ocurre, es decir, donde ocurre comportamiento retrógrado.

**Remolino:** movimiento circular de una masa de fluidos, cuya acción se emplea en algunos recolectores de petróleo o en filtros de aire.

**Rompevórtice:** mecanismo capaz de evitar la formación de remolinos. Dispositivo que se coloca en el separador para impedir la formación de torbellinos.

**Separación:** proceso que permite aislar los diversos componentes (crudo, gas y agua), con el fin de optimizar el proceso y comercialización de algunos de ellos (crudo y gas).

**Separación inicial:** primera separación de los hidrocarburos, esencialmente en líquidos y gases, gracias a las fuerzas gravitacionales o el efecto de choque.

**Separador:** un dispositivo mecánico que se emplea en la separación de líquidos (agua, hidrocarburos, glicol, aminas, etc.,) de los gases.

**Separador centrífugo:** aquel que sirve para separar sólidos y líquidos de la corriente de gas mediante el uso de las fuerzas centrifugas.

**Separador esférico:** unidad compacta de separación, de forma esférica, utilizada para gas de alta presión y con volúmenes pequeños de líquidos. Es de difícil construcción y poco usado en la industria petrolera.

**Separador horizontal:** cilindro instalado horizontalmente que se usa cuando existan grandes volúmenes de líquidos, crudos espumosos y emulsiones.

**Separador horizontal bifásico:** recipiente utilizado para separar el fluido en sus fases líquida y gaseosa en el cual, no se pretende aislar el agua del petróleo y viceversa.

**Separador horizontal trifásico:** recipiente cilíndrico, que por lo general, se coloca horizontalmente y se usa para separar completamente el agua, petróleo y el gas.

**Separador líquido-líquido:** recipiente que se utiliza para la separación de dos líquidos. En esencia, es lo mismo que uno de gas y líquido, pero con velocidades mucho más baja. En este tipo de unidad la separación es más difícil.

**Separador tipo ciclón:** recipiente cónico, utilizado en procesos y tratamientos de corrientes de líquidos en forma de gotas, sólidos, pulverizados o gases, a altas velocidades tangenciales.

**Separador vertical:** recipiente cilíndrico colocado verticalmente para separar el petróleo y el gas natural.

**Separador vertical de tres fases:** recipiente vertical utilizado para separar las tres fases: gas, petróleo y agua. Es muy poco recomendable.

**Sistema:** cuerpo de materia con límites finitos (definidos) que puede considerarse, si se desea, aislado del medio que lo rodea, representa el material bajo consideración, para un proceso dado. Ejemplo: hidrocarburo en un yacimiento.

**Sistema heterogéneo:** sistema compuesto por dos o más sistemas homogéneos cuyas propiedades intensivas cambian bruscamente en las superficies de contacto. Ejemplo: un yacimiento por debajo de la presión de burbuja.

**Sistema homogéneo:** sistema cuyas propiedades intensivas varían continua y uniformemente de punto a punto en el sistema, entre planos perpendiculares a la fuerza de gravedad. Ejemplo: un yacimiento por encima de su presión de burbuja

**Tasa de flujo:** unidad másica por unidad de tiempo.

**Temperatura cricondeterma:** temperatura máxima a la cual las fases líquido y gas pueden coexistir, es la máxima temperatura sobre la envolvente de saturación, para componentes puros, el cricondentérmico es igual a la temperatura crítica

**Tiempo de retención o residencia:** periodo que durante un proceso permanece una sustancia en determinada parte del equipo utilizado. En los separadores se refiere al tiempo que permanece el fluido dentro del recipiente para garantizar la separación de cada una de las fases.

**Turbulencia:** agitación que genera fluidos multifásicos.

**Vaporización retrograda:** formación de vapor (vaporización) en un sistema debido a la disminución isobárica de temperatura o aumento isotérmica de presión.

**Velocidad crítica del gas:** aquella que se predice mediante las relaciones que se derivan de la ley de caída de Newton. Es la velocidad para la cual se puede diseñar un separador.

**Velocidad de asentamiento:** aquella a la cual el fluido se separa de otro en movimiento descendente.

**Venteo:** acción por la cual escapan a la atmósfera los vapores de los fluidos almacenados en el tanque.

**Viscosidad:** resistencia de los líquidos al flujo, la cual se mide en Segundos Saybolt Universales (SSU), en poise y centipoise o en grados Engler.

**Vórtice:** huracán, tornado. Referido a un separador que es un remolino originado por efectos de la rotación de los fluidos. Puede aparecer espontáneamente cuando se abre la válvula para descargar líquidos o como consecuencia de una rotación inducida.

## APÉNDICE A

**Secuencia paso a paso para el diseño de separadores**

**Validación de la secuencia de diseño de separadores bifásicos.**

**Validación diseño separadores gas-líquido horizontal**

**Validación diseño 1 separadores gas-líquido horizontal**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 45. Datos de diseño 1 separador horizontal bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (F)	60
Tasa de petróleo (bpd)	2000
Tasa de gas (MMpcsd)	10
GE del gas	0.6
Gravedad API	40
Tamaño de la gota	100

Tabla 46. Paso 1 diseño 1 separador horizontal bifásico

<b>Paso 1</b>		
Ppr	Tpr	M
1.47731436	1.47618237	0.27020705
Factor de compresibilidad z		
0.870068292		

Tabla 47. Paso 2 diseño 1 separador horizontal bifásico

Paso 2		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
17.382	3.580497197	
A	B	C
107.640233	5.52030746	1.21928362
Visc del gas (cp)		
0.012747951		

Tabla 48. Paso 3 y 4 diseño 1 separador horizontal bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
0.74618174	0.40097582	55.1845148	1.17874769	0.40091378	0.02968219

Tabla 49. Paso 5 diseño 1 separador horizontal bifásico

Paso 5	
Capacidad de gas	Diámetro base (pulg)
56.4029672	13.0080322

Tabla 50. Capacidad de gas diseño 1 separador horizontal bifásico

Capacidad de gas		
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)
13	4.33868978	5.42202312
19	2.96857722	4.55191055
25	2.25611869	4.33945202

Tabla 51. Paso 6 diseño 1 separador horizontal bifásico

Paso 6				
Capacidad de líquido				
t <sub>r</sub> (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
3	13	50.7185123	51.8018456	47.8170882
3	19	23.7435694	25.3269028	15.9959386
2	13	33.8123415	34.8956748	32.2113922
2	19	15.8290463	17.4123796	10.9972924
1	13	16.9061708	17.9895041	16.6056961
1	19	7.91452315	9.49785648	5.9986462
Predomina Capacidad de Líquido				

Tabla 52. Paso 7 diseño 1 separador horizontal bifásico

<b>Paso 7</b>				
$t_r$ (min)	d (pulg)	$L_{eff}$ (pie)	$L_{ss}$ (pie)	R
3	26	12.6796281	14.8462947	6.85213603
	32	8.37053571	11.0372024	4.13895089
	38	5.93589236	9.10255903	2.87449232
	44	4.42739079	8.09405746	2.20747022
	50	3.42857143	7.5952381	1.82285714
2	26	8.45308538	10.619752	4.90142402
	32	5.58035714	8.24702381	3.09263393
	38	3.95726157	7.12392824	2.24966155
	44	2.95159386	6.61826053	1.80498014
	50	2.28571429	6.45238095	1.54857143
1	26	4.22654269	6.39320935	2.95071201
	32	2.79017857	5.45684524	2.04631696
	38	1.97863079	5.14529745	1.62483077
	44	1.47579693	5.1424636	1.40249007
	50	1.14285714	5.30952381	1.27428571

Tabla 53. Paso 8 diseño 1 separador horizontal bifásico

<b>Paso 8</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
0.889517928	
Densidad mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
9.687547855	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
25.702955	
max velocidad 30 pie/seg	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
0.22472632	2.69671583

Tabla 54. Paso 9 diseño 1 separador horizontal bifásico

<b>Paso 9</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
42.2783781	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulgadas)	
0.16367138	1.96405656

Tabla 55. Paso 10 diseño 1 separador horizontal bifásico

Paso 10	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulgadas)	
0.28764717	3.45176608

## Validación diseño 2 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 56. Datos de diseño 2 separador horizontal bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	25000
Tasa de gas (MMpcsd)	50
GE del gas	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de la gota	100

Tabla 57. Paso 1 diseño 2 separador horizontal bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	M
0.30783628	1.39497808	0.05958215
Factor de compresibilidad z		
0.96290655		

Tabla 58. Paso 2 diseño 2 separador horizontal bifásico

Paso 2		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
23.176	0.80111818	
A	B	C
106.309195	5.44327441	1.23641577
Visc del gas (cp)		
0.01089942		

Tabla 59. Paso 3 y 4 diseño 2 separador horizontal bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.6728643	0.71486187	25.7460874	1.86342296	0.7148613	0.01664659

Tabla 60. Paso 5 diseño 2 separador horizontal bifásico

Paso 5	
Capacidad de gas	Diámetro base (pulg)
942.511466	53.1745653

Tabla 61. Capacidad de gas diseño 2 separador horizontal bifásico

Capacidad de gas		
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)
54	17.453916	21.953916
60	15.7085244	20.7085244
66	14.2804768	19.7804768

Tabla 62. Paso 6 diseño 2 separador horizontal bifásico

Paso 6				
Capacidad de líquido				
t <sub>r</sub> (min)	d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
3	54	36.7430923	41.2430923	9.16513162
3	60	29.7619048	34.7619048	6.95238095
2	54	36.7430923	41.2430923	9.16513162
2	60	29.7619048	34.7619048	6.95238095
1	54	36.7430923	41.2430923	9.16513162
1	60	29.7619048	34.7619048	6.95238095
Predomina Capacidad de Líquido				

Tabla 63. Paso 7 diseño 2 separador horizontal bifásico

<b>Paso 7</b>				
$t_r$ (min)	d (pulg)	$L_{eff}$ (pie)	$L_{ss}$ (pie)	R
3	74	19.5658979	25.7325646	4.17284832
	80	16.7410714	23.4077381	3.51116071
	86	14.4865951	21.6532617	3.02138536
	92	12.6586551	20.3253218	2.65112893
	98	11.1560659	19.3227326	2.36604889
2	74	13.043932	19.2105986	3.11523221
	80	11.1607143	17.827381	2.67410714
	86	9.65773005	16.8243967	2.34759024
	92	8.43910343	16.1057701	2.10075262
	98	7.43737728	15.6040439	1.91069926
1	74	6.52196598	12.6886326	2.05761611
	80	5.58035714	12.2470238	1.83705357
	86	4.82886502	11.9955317	1.67379512
	92	4.21955171	11.8862184	1.55037631
	98	3.71868864	11.8853553	1.45534963

Tabla 64. Paso 8 diseño 2 separador horizontal bifásico

<b>Paso 8</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
35.3385667	
Densidad mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
3.16888772	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
44.9403614	
max velocidad 30 pie/seg	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
1.25250253	15.0300304

Tabla 65. Paso 9 diseño 2 separador horizontal bifásico

<b>Paso 9</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
89.3802761	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulgadas)	
0.70950943	8.51411314

Tabla 66. Paso 10 diseño 2 separador horizontal bifásico

<b>Paso 10</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulgadas)	
1.01698633	12.203836

Tabla 28

### Validación diseño separadores gas-líquido vertical

### Validación diseño 3 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 67. Datos de diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (F)	60
Tasa de petróleo (bpd)	2000
Tasa de gas (MMpcsd)	10
GE del gas	0.6
Gravedad API	40
Tamaño de la gota	100

Tabla 68. Paso 1 diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Paso 1</b>		
Ppr	Tpr	M
1.47731436	1.47618237	0.27020705
Factor de compresibilidad z		
0.870068292		

Tabla 69. Paso 2 diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Paso 2</b>		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
17.382	3.580497197	
A	B	C
107.640233	5.52030746	1.21928362
Visc del gas (cp)		
0.012747951		

Tabla 70. Paso 3 y 4 diseño 3 separador vertical bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
0.74618174	0.40097582	55.1845148	1.17874769	0.40091378	0.02968219

Tabla 71. Paso 5 diseño 3 separador vertical bifásico

Paso 5
Capacidad de gas, dmin (pulg)
26.01712971

Tabla 72. Paso 6 diseño 3 separador vertical bifásico

Paso 6		
Capacidad de líquido, h (pulg)	Lss (pie)	R
73.8671324	11.6570218	5.37662162

Tabla 73. Paso 7 diseño 3 separador vertical bifásico

Paso 7				
tr (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R
3	26	73.964497	11.6637081	5.38324989
3	32	48.828125	10.0690104	3.77587891
3	38	34.6260388	9.38550323	2.96384313
3	44	25.8264463	9.15220386	2.4960556
2	26	49.3096647	9.60913872	4.4349871
2	32	32.5520833	8.71267361	3.2672526
2	38	23.0840259	8.42366882	2.66010594
2	44	17.2176309	8.43480257	2.3004007
1	26	24.6548323	7.55456936	3.48672432
1	32	16.2760417	7.35633681	2.7586263
1	38	11.5420129	7.46183441	2.35636876
1	44	8.60881543	7.71740129	2.10474581

Tabla 74. Paso 8 diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Paso 8</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
0.889517928	
Densidad mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
9.687547855	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
25.702955	
<b>max velocidad 30 pie/seg</b>	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
0.22472632	2.69671583

Tabla 75. Paso 9 diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Paso 9</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
42.2783781	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulgadas)	
0.16367138	1.96405656

Tabla 76. Paso 10 diseño 3 separador vertical bifásico

<b>Paso 10</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulgadas)	
0.28764717	3.45176608

### Validación diseño 4 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 77. Datos de diseño 4 separador vertical bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	200
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	25000
Tasa de gas (MMpcsd)	50
GE del gas	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de la gota	100

Tabla 78. Paso 1 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	M
0.30783628	1.39497808	0.05958215
Factor de compresibilidad z		
0.96290655		

Tabla 79. Paso 2 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 2		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
23.176	0.80111818	
A	B	C
106.309195	5.44327441	1.23641577
Visc del gas (cp)		
0.01089942		

Tabla 80. Paso 3 y 4 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.6728643	0.71486187	25.7460874	1.86342296	0.7148613	0.01664659

Tabla 81. Paso 5 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 5
Capacidad de gas, dmin (pulg)
89.407388

Tabla 82. Paso 6 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 6		
Capacidad de líquido, h (pulg)	Lss (pie)	R
78.1867574	17.2995121	2.32189028

Tabla 83. Paso 7 diseño 4 separador vertical bifásico

Paso 7				
t <sub>r</sub> (min)	d (pulg)	h (pulg)	Lss (pie)	R
3	90	77.1604938	17.2633745	2.30178326
2	90	51.4403292	15.1200274	2.01600366
1	90	25.7201646	12.9766804	1.73022405

Tabla 84. Paso 8 diseño 4 separador vertical bifásico

<b>Paso 8</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
35.3385667	
Densidad mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
3.16888772	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
44.9403614	
<b>max velocidad 30 pie/seg</b>	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
1.25250253	15.0300304

Tabla 85. Paso 9 diseño 4 separador vertical bifásico

<b>Paso 9</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
89.3802761	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulgadas)	
0.70950943	8.51411314

Tabla 86. Paso 10 diseño 4 separador vertical bifásico

<b>Paso 10</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulgadas)	
1.01698633	12.203836

**Validación de la secuencia de diseño de separadores trifásicos.**

**Validación diseño separadores gas-petróleo-agua horizontal**

**Validación diseño 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 87. Datos de diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	100
Temperatura (F)	90
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	5
Tasa de agua	3000
GE del gas	0,6
Gravedad API	30
Viscosidad del petróleo	10
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 88. Paso 1 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 1</b>		
Ppr	Tpr	M
0.14773144	1.56134673	0.02554685
Factor de compresibilidad z		
0.98737963		

Tabla 89. Paso 2 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 2</b>		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
17.382	0.29829994	
A	B	C
113.877441	5.41683893	1.24229502
Visc del gas (cp)		
0.01146878		

Tabla 90. Paso 3 y 4 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 3</b>					<b>Paso 4</b>
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
2.82666718	0.90841266	11.5775073	3.29467063	0.90841745	0.0130997

Tabla 91. Paso 5 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 5</b>	
Capacidad de gas	Diámetro base (pulg)
149.39023	21.1700423

Tabla 92. Capacidad de gas diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Capacidad de Gas</b>	
d (pulg)	Leff (pie)
22	6.790465
28	5.33536536
34	4.3938303
40	3.73475575
46	3.2476137
52	2.87288904

Tabla 93. Paso 6 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 6</b>			
Capacidad de Líquido			
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
22	234.710744	237.044077	129.296769
28	144.897959	147.731293	63.3134111
34	98.2698962	101.60323	35.8599634
40	71	74.8333333	22.45
46	53.6862004	58.0195337	15.1355305
52	42.0118343	46.8451677	10.8104233
58	33.7693222	39.1026556	8.0902046
64	27.734375	33.5677083	6.29394531
70	23.1836735	29.5170068	5.06005831
76	19.66759	26.5009234	4.18435632
82	16.8947055	24.2280389	3.54556666
88	14.6694215	22.5027548	3.06855748
94	12.8564962	12.8564962	1.64125483
<b>Predomina Capacidad de Líquido</b>			

Tabla 94. Paso 7 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 7</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
5,33844628	
Densidad de la mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
5,3807125	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
34,4881655	
<b>max velocidad 30 pie/seg</b>	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
0,49863254	5,98359044

Tabla 95. Paso 8 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 8</b>	
Velocidad boquilla de salida de gas (pie/seg)	
146,474965	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulg)	
0,21541716	2,58500588

Tabla 96. Paso 9 diseño 5 separador horizontal trifásico

<b>Paso 9</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulg)	
0,57529435	6,90353216

### Validación diseño 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 97. Datos de diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	500
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	20
Tasa de agua	1000
GE del gas	0,7
Gravedad API	34,8
Viscosidad del petróleo	1,5
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 98. Paso 1 diseño 6 separador horizontal trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	M
0.75376581	1.48309012	0.13722482
Factor de compresibilidad z		
0.92888182		

Tabla 99. Paso 2 diseño 6 separador horizontal trifásico

Paso 2		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
20.279	1.81663773	
A	B	C
110.891733	5.41404368	1.24291669
Visc del gas (cp)		
0.0118543		

Tabla 100. Paso 3 y 4 diseño 6 separador horizontal trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.10009698	0.90841266	68.2137271	1.0550684	0.62475172	0.01904757

Tabla 101. Paso 5 diseño 6 separador horizontal trifásico

Paso 5	
Capacidad de gas	Diámetro base (pulg)
191.68501	23.980305

Tabla 102. Capacidad de gas diseño 6 separador horizontal trifásico

Capacidad de Gas	
d (pulg)	Leff (pie)
24	7.98687541
30	6.38950033
36	5.32458361
42	4.56392881
48	3.99343771
54	3.54972241
60	3.19475017
66	2.90431833

Tabla 103. Paso 6 diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Paso 6</b>			
Capacidad de Líquido			
d (pulg)	Leff (pie)	Lss (pie)	R
24	147.916667	149.916667	74.9583333
30	94.6666667	97.1666667	38.8666667
36	65.7407407	68.7407407	22.9135802
42	48.2993197	51.7993197	14.7998056
48	36.9791667	40.9791667	10.2447917
54	29.218107	33.718107	7.49291267
60	23.6666667	28.6666667	5.73333333
66	19.5592287	25.0592287	4.55622339
72	16.4351852	22.4351852	3.73919753
78	14.0039448	20.5039448	3.15445304
84	12.0748299	19.0748299	2.7249757
<b>Predomina Capacidad de Líquido</b>			

Tabla 104. Paso 7 diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Paso 7</b>	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
4,7725808	
Densidad de la mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
5,80664025	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
33,199193	
<b>max velocidad 30 pie/seg</b>	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulgadas)	
0,46808367	5,61700408

Tabla 105. Paso 8 diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Paso 8</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
59,3547968	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulgadas)	
0,3199656	3,83958716

Tabla 106. Paso 9 diseño 6 separador horizontal trifásico

<b>Paso 9</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulg)	
0.49821952	5.97863423

### Validación diseño separadores gas-petróleo-agua vertical

### Validación diseño 7 separadores gas-petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 107. Datos de diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	100
Temperatura (F)	90
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	5
Tasa de agua	3000
GE del gas	0,6
Gravedad API	30
Viscosidad del petróleo	10
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 108. Paso 1 diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Paso 1</b>		
Ppr	Tpr	M
0,14773144	1,56134673	0,02554685
Factor de compresibilidad z		
0,98737963		

Tabla 109. Paso 2 diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Paso 2</b>		
PM <sub>g</sub>	ρ <sub>g</sub> (lb/pie <sup>3</sup> )	
17,382	0,29829994	
A	B	C
113,877441	5,41683893	1,24229502
Viscosidad del gas (cp)		
0,01146878		

Tabla 110. Paso 3 y 4 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
2.82666718	0.90841266	11.5775073	3.29467063	0.90841745	0.0130997

Tabla 111. Paso 5 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 5
Capacidad de gas, dmin (pulg)
42.34035
Diámetro base para el agua (pulg)
83.0821001
Retención de líquido (ho+hw) (pulg)
94.4822373

Tabla 112. Paso 6 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 6			
d (pulg)	ho+hw (pulg)	Lss (pie)	R
83	96.7726327	19.4621054	2.81379838
89	84.1644573	17.3607429	2.34077432
95	73.8688827	15.6448138	1.976187
101	65.35307	14.2255117	1.6901598
107	58.2292486	13.0382081	1.46222894

Tabla 113. Paso 7 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 7	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
5,33844628	
Densidad de la mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
5,3807125	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
34,4881655	
max velocidad 30 pie/seg	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
0,49863254	5,98359044

Tabla 114. Paso 8 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 8	
Velocidad boquilla de salida de gas (pie/seg)	
146,474965	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulg)	
0,21541716	2,58500588

Tabla 115. Paso 9 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 9	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulg)	
0,57529435	6,90353216

### Validación diseño 8 separadores gas-petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 116. Datos de diseño 8 separador vertical trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (F)	100
Tasa de petróleo (bpd)	5000
Tasa de gas (MMpcsd)	20
Tasa de agua	1000
GE del gas	0,7
Gravedad API	34,8
Viscosidad del petróleo	1,5
Tamaño de la gota	100
Tiempo de retención del petróleo	10
Tiempo de retención del agua	10

Tabla 117. Paso 1 diseño 8 separador vertical trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	M
0.75376581	1.48309012	0.13722482
Factor de compresibilidad z		
0.92888182		

Tabla 118. Paso 2 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 2		
PMg	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	
20.279	1.81663773	
A	B	C
110.891733	5.41404368	1.24291669
Visc del gas (cp)		
0.0118543		

Tabla 119. Paso 3 y 4 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.10009698	0.90841266	68.2137271	1.0550684	0.62475172	0.01904757

Tabla 120. Paso 5 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 5
Capacidad de gas, dmin (pulg)
44.6929744
Diámetro base para el agua (pulg)
30.2638843
Retención de líquido (ho+hw) (pulg)
56.5866908

Tabla 121. Paso 6 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 6			
d (pulg)	ho+hw (pulg)	Lss (pie)	R
45	246.91358	44.4855967	11.8628258
51	192.233756	35.3722927	8.3228924
57	153.893506	28.9822509	6.10152652
63	125.976316	24.3293861	4.63416878
69	105.019954	20.836659	3.62376678
75	88.8888889	18.1481481	2.9037037
81	76.2078951	16.0346492	2.37550358
87	66.0589246	14.3431541	1.97836608
93	57.8101515	12.9683586	1.67333659
99	51.0152025	11.8358671	1.43465056

Tabla 122. Paso 7 diseño 7 separador vertical trifásico

Paso 7	
Tasa de gas @cond. op. (pie <sup>3</sup> /seg)	
4,7725808	
Densidad de la mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	
5,80664025	
Velocidad de la boquilla entrada (pie/seg)	
33,199193	
max velocidad 30 pie/seg	
Diámetro de la boquilla entrada (pie), (pulg)	
0,46808367	5,61700408

Tabla 123. Paso 8 diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Paso 8</b>	
Velocidad boquilla de gas (pie/seg)	
59,3547968	
Diámetro de boquilla salida de gas (pie), (pulg)	
0,3199656	3,83958716

Tabla 124. Paso 9 diseño 7 separador vertical trifásico

<b>Paso 9</b>	
Diámetro de boquilla salida de líquido (pie), (pulg)	
0,49821952	5,97863423

### Verificar la secuencia de evaluación de separadores

Se comprobara la eficiencia de la secuencia de las formulas realizando evaluaciones de separadores bifásicos (vertical, horizontal), trifásicos (vertical, horizontal). De las diferentes bibliografías consultadas, tanto reciente como tradicional.

### Validación de evaluación de separadores gas-líquido horizontal

#### Validación evaluación 1 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 125. Datos de evaluación 1 separador horizontal bifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	1000
Temperatura(F)	60
Geg	0.7
Gravedad API	40
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	10
Qo campo (bpd)	2000

Tabla 126. Paso 1 evaluación 1 separador horizontal bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
1.50753163	1.37715512	0.29556114

Tabla 127. Paso 2 evaluación 1 separador horizontal bifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
20.279		4.35395365
A	B	C
102.769713	5.54953819	1.21278271
Viscosidad del gas (cp)		
0.01280108		

Tabla 128. Paso 3 y 4 evaluación 1 separador horizontal bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
0.67118111	0.37192391	61.9851325	1.10823569	0.37191222	0.0319968

**Diámetro = 32 pulg**

**Longitud = 12 pie**

Tabla 129. Paso 5, 6 y 7 evaluación 1 separador horizontal bifásico, para d=32pulg

Paso 5	Paso 6			Paso 7
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
9	2150.4	3225.6	6451.2	49.3711993

## Validación evaluación 2 separadores gas-líquido horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 130. Datos de evaluación 2 separador horizontal bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (°F)	100
GEg	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	50
Qo campo (bpd)	25000

Tabla 131. Paso 1 evaluación 2 separador horizontal bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.30783628	1.39497808	0.05958215

Tabla 132. Paso 2 evaluación 2 separador horizontal bifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
23.176		0.80111818
A	B	C
106.309195	5.44327441	1.23641577
Viscosidad del gas		
0.01089942		

Tabla 133. Paso 3 y 4 evaluación 2 separador horizontal bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.6728643	0.71486892	25.7463413	1.86341085	0.71486362	0.01664653

**Diámetro = 80 pulg**

**Longitud = 24 pie**

Tabla 134. Paso 5, 6 y 7 evaluación 2 separador horizontal bifásico, para d=80pulg

Paso 5	Paso 6			Paso 7
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
18	26880	40320	80640	76.3918918

**Diámetro = 86**

**Longitud = 22**

Tabla 135. Paso 5, 6 y 7 evaluación 2 separador horizontal bifásico, para d=86pulg

Paso 5	Paso 6			Paso 7
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
16.5	28474.6	42711.9	85423.8	75.2778434

#### 4.1.2.1.2 Validación evaluación de separadores gas-líquido vertical

##### 4.1.2.1.2.1 Validación evaluación 3 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 136. Datos de evaluación 3 separador vertical bifásico

Datos	
Presión (lpca)	1000
Temperatura (°F)	60
GEg	0.7
Gravedad API	40
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	10
Qo campo (bpd)	2000

Tabla 137. Paso 1 evaluación 3 separador vertical bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
1.50753163	1.37715512	0.29556114

Tabla 138. Paso 2 evaluación 3 separador vertical bifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
20.279		4.35395365
A	B	C
102.769713	5.54953819	1.21278271
Viscosidad del gas (cp)		
0.01280108		

Tabla 139. Paso 3 y 4 evaluación 3 separador vertical bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
0.67118111	0.37192391	61.9851325	1.10823569	0.37191222	0.0319968

**Diámetro = 32 pulg**

**Longitud = 11 pie**

Tabla 140. Paso 5, 6 y 7 evaluación 3 separador vertical bifásico, para d=32pulg

Paso 5	Paso 6			Paso 7
h	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
60	2457.6	3686.4	7372.8	14.6285035

**Diámetro = 38 pulg**

**Longitud = 10 pie**

Tabla 141. Paso 5, 6 y 7 evaluación 3 separador vertical bifásico, para d=38pulg

Paso 5	Paso 6			Paso 7
h	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
42	2425.92	3638.88	7277.76	20.6284756

#### 4.1.2.1.2.2 Validación evaluación 4 separadores gas-líquido vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 142. Datos de evaluación 4 separador vertical bifásico

Datos	
Presión (lpca)	200
Temperatura (°F)	100
GEg	0.8
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención (min)	3
tiempo de retención (min)	2
tiempo de retención (min)	1
Qg campo (MMpcsd)	50
Qo campo (bpd)	25000

Tabla 143. Paso 1 evaluación 4 separador vertical bifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.30783628	1.39497808	0.05958215

Tabla 144. Paso 2 evaluación 4 separador vertical bifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
23.176		0.80111818
A	B	C
106.309195	5.44327441	1.23641577
Viscosidad del gas		
0.01089942		

Tabla 145. Paso 3 y 4 evaluación 4 separador vertical bifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.6728643	0.71486892	25.7463413	1.86341085	0.71486362	0.01664653

**Diámetro = 107 pulg**

**Longitud = 17 pie**

Tabla 146. Paso 5, 6 y 7 evaluación 4 separador vertical bifásico, para d=107pulg

Paso 5		Paso 6		Paso 7
Leff (pie)	Ql (bpd) tr=3	Ql (bpd) tr=2	Ql (bpd) tr=1	Qg (MMpcsd)
57	26103.72	39155.58	78311.16	50.6140492

### Validación de la secuencia de evaluación o diagnostico de separadores trifásicos.

Los datos de las bibliografías consultadas “Surface Production Operations” y “Diseño Conceptual de Separadores”, sera el punto de comparación, con la del programa computacional para la evaluación o diagnostico de separadores gas-petróleo-agua.

### Validación de la evaluación de separadores gas-petróleo-agua horizontal

#### Validación evaluación 5 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 147. Datos de evaluación 5 separador horizontal trifásico

Datos	
Presión (lpca)	100
Temperatura	90
GEg	0.6
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

Tabla 148. Paso 1 evaluación 5 separador horizontal trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.14773144	1.56134673	0.02554685

Tabla 149. Paso 2 evaluación 5 separador horizontal trifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
17.382		0.29829994
A	B	C
113.877441	5.41683893	1.24229502
Viscosidad del gas		
0.01146878		

Tabla 150. Paso 3 y 4 evaluación 5 separador horizontal trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
2.75422747	0.87101473	11.1008794	3.40240555	0.87101084	0.01366229

**Diámetro = 70 pulg**

**Longitud = 30 pie**

Tabla 151. Paso 5, 6 y 7 evaluación 5 separador horizontal trifásico, para d=70pulg

Paso 5	Paso 6		Paso 7
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
29.8285714	6433.09859	3859.85915	67.0055769

**Diámetro = 88 pulg**

**Longitud = 22 pie**

Tabla 152. Paso 5, 6 y 7 evaluación 5 separador horizontal trifásico, para d=88pulg

Paso 5	Paso 6		Paso 7
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
21.8636364	7452.11268	4471.26761	61.7426868

## Validación evaluación 6 separadores gas-petróleo-agua horizontal

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 153. Datos de evaluación 6 separador horizontal trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (°F)	80
Geg	0.7
Gravedad API	34.8
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

Tabla 154. Paso 1 evaluación 6 separador horizontal trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.75376581	1.48309012	0.13722482

Tabla 155. Paso 2 evaluación 6 separador horizontal trifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
20.279		1.81663773
A	B	C
110.891733	5.41404368	1.24291669
Viscosidad del gas		
0.0118543		

Tabla 156. Paso 3 y 4 evaluación 6 separador horizontal trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.0838285	0.531172	39.8863025	1.41672756	0.5311708	0.02240334

**Diámetro = 66 pulg**

**Longitud = 26 pie**

Tabla 157. Paso 5, 6 , 7 evaluación 6 separador horizontal trifásico, para d=66pulg

<b>Paso 5</b>	<b>Paso 6</b>		<b>Paso 7</b>
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
25.8181818	6600	1320	174.072051

**Diámetro = 78 pulg**

**Longitud = 21 pie**

Tabla 158. Paso 5, 6 , 7 evaluación 6 separador horizontal trifásico, para d=78pulg

<b>Paso 5</b>	<b>Paso 6</b>		<b>Paso 7</b>
Leff (pie)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
20.8461538	7442.95775	1488.59155	166.103964

**Validación evaluación de separadores gas-petróleo-agua vertical**

**Validación evaluación 7 separadores gas- petróleo-agua vertical**

Datos de referencia “Surface Production Operations”

Tabla 159. Datos de evaluación 7 separador vertical trifásico

<b>Datos</b>	
Presión (lpca)	100
Temperatura (°F)	90
GEg	0.6
Gravedad API	30
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

Tabla 160. Paso 1 evaluación 7 separador vertical trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.14773144	1.56134673	0.02554685

Tabla 161. Paso 2 evaluación 7 separador vertical trifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
17.382		0.29829994
A	B	C
113.877441	5.41683893	1.24229502
Viscosidad del gas		
0.01146878		

Tabla 162. Paso 3 y 4 evaluación 7 separador vertical trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
2.75422747	0.87101473	11.1008794	3.40240555	0.87101084	0.01366229

**Diámetro = 83 pulg**

**Longitud = 19 pie**

Tabla 163. Paso 5, 6 y 7 evaluación 7 separador vertical trifásico, para d=83pulg

Paso 5		Paso 6	Paso 7
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
105	5425.0875	3255.0525	18.4227897

**Diámetro = 143 pulg**

**Longitud = 18 pie**

Tabla 164. Paso 5, 6 y 7 evaluación 7 separador vertical trifásico, para d=143pulg

Paso 5		Paso 6		Paso 7	
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)		
33	5061.1275	3036.6765	54.6853864		

## Validación evaluación 8 separadores gas- petróleo-agua vertical

Datos de referencia “Diseño Conceptual de Separadores”

Tabla 165. Datos de evaluación 8 separador vertical trifásico

Datos	
Presión (lpca)	500
Temperatura (°F)	100
Geg	0.7
Gravedad API	34.8
Tamaño de gota (micrón)	100
tiempo de retención o	10
tiempo de retención w	10
Qg campo (MMpcsd)	20
Qo campo (bpd)	5000
Qw campo (bpd)	1000

Tabla 166. Paso 1 evaluación 8 separador vertical trifásico

Paso 1		
Ppr	Tpr	Rhopr
0.75376581	1.48309012	0.13722482

Tabla 167. Paso 2 evaluación 8 separador vertical trifásico

Paso 2		
PM gas		Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )
20.279		1.81663773
A	B	C
110.891733	5.41404368	1.24291669
Viscosidad del gas		
0.0118543		

Tabla 168. Paso 3 y 4 evaluación 8 separador vertical trifásico

Paso 3					Paso 4
Vt0	Vt1	Re	Cd	Vt2	Constante K
1.0838285	0.531172	39.8863025	1.41672756	0.5311708	0.02240334

**Diámetro = 75 pulg**

**Longitud = 17 pie**

Tabla 169. Paso 5, 6 y 7 evaluación 8 separador vertical trifásico, para d=75pulg

<b>Paso 5</b>	<b>Paso 6</b>		<b>Paso 7</b>
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
89	5006.25	1001.25	47.8851372

**Diámetro = 129 pulg**

**Longitud = 17 pie**

Tabla 170. Paso 5, 6 y 7 evaluación 8 separador vertical trifásico, para d=129pulg

<b>Paso 5</b>	<b>Paso 6</b>		<b>Paso 7</b>
ho+hw (pulg)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMpcsd)
35	5824.35	1164.87	141.66339

## APÉNDICE B

### Pseudocódigo computacional diseño y evaluación de separadores

#### Separadores Bifásicos

#### Separador Horizontal

```
Private Sub cmdAceptar_Click()
```

```
    If Trim(txtPresi.Text) = vbNullString Then
```

```
        MsgBox "Debe definir el valor de la Presión"
```

```
        txtPresi.SetFocus
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
    If Trim(txtTemp.Text) = vbNullString Then
```

```
        MsgBox "Debe definir el valor de la Temperatura"
```

```
        txtTemp.SetFocus
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
    If Trim(txtQol.Text) = vbNullString Then
```

```
        MsgBox "Debe definir el valor de la Tasa de Petróleo"
```

```
        txtQol.SetFocus
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
    If Trim(txtQg.Text) = vbNullString Then
```

```
        MsgBox "Debe definir el valor de la Tasa de Gas"
```

```
        txtQg.SetFocus
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
    If Trim(txtGEg.Text) = vbNullString Then
```

```
        MsgBox "Debe definir el valor de la gravedad Espacífica de Gas"
```

```
        txtGEg.SetFocus
```

```

Exit Sub
End If
If Trim(txtAPI.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la gravedad API"
    txtAPI.SetFocus
Exit Sub
End If
dbPresiOpe = txtPresi
dbTempOpe = txtTemp
dbQol = txtQol
dbQg = txtQg
dbGEg = txtGEg
dbAPI = txtAPI
If Trim(txtDm) = vbNullString Then
    dbDmGota = 100
Else
    dbDmGota = txtDm
End If

```

### **Código para el cálculo del factor de compresibilidad z.**

```

'Conversion a ranking
dbTempOpe = dbTempOpe + 460
'Presion Pseudoreducida
dbPpr = 756.8 - 131 * (dbGEg) - 3.6 * (dbGEg) ^ 2
dbPpr = dbPresiOpe / dbPpr

' Temp. Pseudoreducida
dbTpr = 169.2 + 349.5 * (dbGEg) - 74 * (dbGEg) ^ 2
dbTpr = dbTempOpe / dbTpr
Z = 1

```

```

Zold = 0
Do While Abs((Z - Zold) / (Z + (1 * 10 ^ -9))) >= 0.001
    Zold = Z
    M = 0.27 * dbPpr / (Z * dbTpr)
    Z = 1 + (0.3265 - (1.07 / dbTpr) - (0.5339 / dbTpr) + (0.01569 / dbTpr ^ 2) -
(0.05165 / dbTpr ^ 5)) * M
    Z = Z + (0.5475 - (0.7361 / dbTpr) + (0.1844 / dbTpr ^ 2)) * M ^ 2
    Z = Z - 0.1056 * (-(0.7361 / dbTpr) + (0.1844 / dbTpr ^ 2)) * M ^ 5
    Z = Z + 0.6134 * (1 + 0.721 * M ^ 2) * (M ^ 2 / dbTpr ^ 3) * Exp(-0.721 * M ^ 2)
Loop

```

```

dbPMg = dbGEg * 28.97
dbDensig = dbPMg * dbPresiOpe / (10.73 * dbTempOpe * Z)
a = (9.379 + 0.0167 * dbPMg) * dbTempOpe ^ 1.5
a = a / (209.2 + 19.26 * (dbPMg) + dbTempOpe)
b = 3.448 + (986.4 / dbTempOpe) + 0.01009 * dbPMg
C = 2.447 - 0.2224 * b
dbVicGas = a * Exp(b * (dbDensig / 62.492) ^ C) * 10 ^ -4

```

### **Código para el cálculo de la constante Souders & Brown (K)**

```

dbGEol = 141.5 / (131.5 + dbAPI)
dbDensiOl = dbGEol * 62.4
dbVt = 0.0204 * (((dbDensiOl - dbDensig) * dbDmGota) / (dbDensig)) ^ 0.5
Re = 0.0049 * dbDensig * dbDmGota * dbVt / dbVicGas
Cd = (24 / Re) + (3 / Re ^ 0.5) + 0.34
dbVt2 = 0.0119 * (((dbDensiOl - dbDensig) / (dbDensig)) * (dbDmGota / Cd)) ^ 0.5
Do While Abs(dbVt - dbVt2) >= 0.00001
    dbVt = dbVt2
    Re = 0.0049 * dbDensig * dbDmGota * dbVt / dbVicGas
    Cd = (24 / Re) + (3 / Re ^ 0.5) + 0.34

```

$dbVt2 = 0.0119 * (((dbDensiOl - dbDensig) / (dbDensig)) * (dbDmGota / Cd)) ^ 0.5$

Loop

$K = (((dbDensig) / (dbDensiOl - dbDensig)) * (Cd / dbDmGota)) ^ 0.5$

### **Diseño del Separador**

$dbCapg = 420 * (dbTempOpe * Z * dbQg) * K / (dbPresiOpe)$

Dim auxDia As Long

$dbDiam(0) = (12 * dbCapg) ^ 0.5 / 2$

$auxDia = Int(dbDiam(0))$

If  $dbDiam(0) > auxDia$  Then

$dbDiam(0) = auxDia + 1$

Else

$dbDiam(0) = auxDia$

End If

For  $i = 1$  To 2

$dbDiam(i) = dbDiam(i - 1) + 6$

Next  $i$

For  $i = 0$  To 2

$Leff(i) = dbCapg / dbDiam(i)$

$Lss(i) = Leff(i) + dbDiam(i) / 12$

Next  $i$

$Rg = 12 * Lss(0) / dbDiam(0)$

If (Check1.Value = 0) Then

$intTr(0) = 1$

$intTr(1) = 2$

$intTr(2) = 3$

Else

$\text{intTr}(0) = 4$

$\text{intTr}(1) = 8$

$\text{intTr}(2) = 12$

End If

$\text{dbCapLiq} = \text{intTr}(2) * \text{dbQol} / 0.7$

$\text{LeffLiq} = \text{dbCapLiq} / \text{dbDiam}(0) ^ 2$

$\text{LssLiq} = 4 / 3 * \text{LeffLiq}$

$R = 12 * \text{LssLiq} / \text{dbDiam}(0)$

If  $\text{Lss}(0) \geq \text{LssLiq}$  Then

MsgBox "Gobierna capacidad de gas", vbInformation

$\text{DiaGas}(0) = 12 * \text{Lss}(0) / 3$

$\text{DiaGas}(1) = \text{dbDiam}(0)$

Do While  $\text{Abs}(\text{DiaGas}(1) - \text{DiaGas}(0)) \geq 0.0001$

$\text{DiaGas}(1) = \text{DiaGas}(0)$

$\text{LeffGAS} = \text{dbCapg} / \text{DiaGas}(1)$

$\text{LssGAS} = \text{LeffGAS} + \text{DiaGas}(1) / 12$

$\text{DiaGas}(0) = 12 * \text{LssGAS} / 3$

Loop

$\text{auxDia} = \text{Int}(\text{DiaGas}(0))$

If  $\text{DiaGas}(0) > \text{auxDia}$  Then

---

```

    DiaGas(0) = auxDia + 1
Else
    DiaGas(0) = auxDia
End If
DiameGraf(0, 0) = DiaGas(0) - 12
ctGrid2.Visible = True
ctGrid2.ClearItems
For i = 0 To 3
    If i > 0 Then
        DiameGraf(i, 0) = DiameGraf(i - 1, 0) + 6
    Else
        DiameGraf(i, 0) = DiameGraf(i, 0) + 6
    End If
    LeffGraf(i, 0) = dbCapg / DiameGraf(i, 0)
    LssGraf(i, 0) = LeffGraf(i, 0) + DiameGraf(i, 0) / 12
    RGraf(i, 0) = 12 * LssGraf(i, 0) / DiameGraf(i, 0)
    ctGrid2.AddItem CStr(DiameGraf(i, 0)) + Chr(10) + CStr(LeffGraf(i, 0)) +
Chr(10) + CStr(LssGraf(i, 0)) + Chr(10) + CStr(RGraf(i, 0)) + Chr(10) +
CStr(DiameGraf(i, 0))
Next i
Else
    MsgBox "Gobierna capacidad de líquido", vbInformation
    dbDiamin = dbDiam(0)
Do
    dbDiamin = dbDiamin + 1
    LeffLiq = dbCapLiq / dbDiamin ^ 2
    LssLiq = 4 / 3 * LeffLiq
    R = 12 * LssLiq / dbDiamin
Loop Until R <= 3

```

```

DiameGraf(0, 0) = dbDiamin - 18
DiameGraf(0, 1) = dbDiamin - 18
DiameGraf(0, 2) = dbDiamin - 18

ctGrid1.Visible = True
ctGrid1.ClearItems
For j = 0 To 2
  For i = 0 To 4
    If i > 0 Then
      DiameGraf(i, 0) = DiameGraf(i - 1, 0) + 6
      DiameGraf(i, 1) = DiameGraf(i - 1, 1) + 6
      DiameGraf(i, 2) = DiameGraf(i - 1, 2) + 6
    Else
      If j = 0 Then
        DiameGraf(i, 0) = DiameGraf(i, 0) + 6
        DiameGraf(i, 1) = DiameGraf(i, 1) + 6
        DiameGraf(i, 2) = DiameGraf(i, 2) + 6
      End If
    End If
    dbCapLiq = intTr(j) * dbQol / 0.7
    LeffGraf(i, j) = dbCapLiq / DiameGraf(i, j) ^ 2
    LssGraf(i, j) = 4 / 3 * LeffGraf(i, j)
    RGraf(i, j) = 12 * LssGraf(i, j) / DiameGraf(i, j)
    ctGrid1.AddItem CStr(intTr(j)) + Chr(10) + CStr(DiameGraf(i, j)) + Chr(10)
    + CStr(LeffGraf(i, j)) + Chr(10) + CStr(LssGraf(i, j)) + Chr(10) + CStr(RGraf(i, j)) +
    Chr(10) + Format(intTr(j), "00") + CStr(DiameGraf(i, j))

  Next i
Next j
End If

```

---

```

dbQgOp = dbQg * 1000000 * dbPMg * dbGEg / (379 * 86400 * dbDensig)
dbDensiMezcla = ((0.0000649847 * dbQol) * dbDensiOl + dbQgOp * dbDensig) /
((0.0000649847 * dbQol) + dbQgOp)

VBoq = 80 / dbDensiMezcla ^ 0.5
If VBoq > 30 Then
    VBoq = 30
End If
DiamBoq = ((4 * (dbQgOp + (0.0000649847 * dbQol))) / (3.1416 * VBoq)) ^ 0.5
VBoqg = 80 / dbDensig ^ 0.5
DiamBoqg = ((4 * (dbQgOp)) / (3.1416 * VBoqg)) ^ 0.5
DiamBoql = ((4 * (0.0000649847 * dbQol)) / (3.1416 * 2)) ^ 0.5

txtBoqEnt = FormatNumber(DiamBoq, 2)
txtBoqEnt2(0) = FormatNumber(DiamBoq * 12, 2)

txtBoqSalGas = FormatNumber(DiamBoqg, 2)
txtBoqSalGas2(2) = FormatNumber(DiamBoqg * 12, 2)

txtBoqSalLiq = FormatNumber(DiamBoql, 2)
txtBoqSalLiq2(1) = FormatNumber(DiamBoql * 12, 2)

ctGrid1.CellStyle(4, 3) = 2
ctGrid2.CellStyle(2, 1) = 2

End Sub

```

### Separador Vertical

Se emplean los códigos para el cálculo del factor de compresibilidad  $z$  y para la constante Souders & Brown( $K$ )

### Diseño del Separador

$$\text{BiVerCapaGas} = 5040 * (\text{dbTempOpe} * Z * \text{dbQg}) * K / (\text{dbPresiOpe})$$

Dim auxDia As Long

$$\text{BiVerDiam} = (\text{BiVerCapaGas}) ^ 0.5$$

If (Check1.Value = 0) Then

$$\text{intTr}(0) = 1$$

$$\text{intTr}(1) = 2$$

$$\text{intTr}(2) = 3$$

Else

$$\text{intTr}(0) = 4$$

$$\text{intTr}(1) = 8$$

$$\text{intTr}(2) = 12$$

End If

ctGrid1.ClearItems

For i = 0 To 2

$$\text{BiVerCapaLiq}(i) = \text{intTr}(i) * \text{dbQol} / 0.12$$

$$\text{BiVerH}(i) = \text{BiVerCapaLiq}(i) / \text{BiVerDiam} ^ 2$$

$$\text{BiVerLss}(i) = (\text{BiVerH}(i) + \text{BiVerDiam} + 40) / 12$$

$$\text{BiVerR}(i) = 12 * \text{BiVerLss}(i) / \text{BiVerDiam}$$

Next

```

If (BiVerR(2) > 3) Then
    auxDia = Int(BiVerDiam)
    If BiVerDiam > auxDia Then
        BiVerDiam = auxDia + 1
    Else
        BiVerDiam = auxDia
    End If
i = 0
Do

    For j = 0 To 2
        BiVerCapaLiq1(i, j) = intTr(j) * dbQol / 0.12
        BiVerH1(i, j) = BiVerCapaLiq1(i, j) / BiVerDiam ^ 2
        BiVerLss1(i, j) = (BiVerH1(i, j) + BiVerDiam + 40) / 12
        BiVerR1(i, j) = 12 * BiVerLss1(i, j) / BiVerDiam
    Next
    If BiVerR1(i, 2) > 3 Then
        BiVerDiam = BiVerDiam + 6
    End If
    i = i + 1
Loop Until BiVerR1(i - 1, 2) <= 3
i = i - 1

    For h = i To 0 Step -1
        For j = 0 To 2
            BiVerDiame1(h, j) = BiVerDiam
        Next j
        BiVerDiam = BiVerDiam - 6
    Next h

```

```

BiVerDiam = BiVerDiam + 6

For j = 0 To 2
    For h = 0 To i
        ctGrid1.AddItem CStr(intTr(j)) + Chr(10) + CStr(BiVerDiame1(h, j)) +
        Chr(10) + CStr(BiVerH1(h, j)) + Chr(10) + CStr(BiVerLss1(h, j)) + Chr(10) +
        CStr(BiVerR1(h, j)) + Chr(10) + Format(intTr(j), "00") + CStr(BiVerDiame1(h, j))
    Next h
Next j

Else
    auxDia = Int(BiVerDiam)
    If BiVerDiam > auxDia Then
        BiVerDiam = auxDia + 1
    Else
        BiVerDiam = auxDia
    End If
    For j = 0 To 2
        ctGrid1.AddItem CStr(intTr(j)) + Chr(10) + CStr(BiVerDiam) + Chr(10) +
        CStr(BiVerH(j)) + Chr(10) + CStr(BiVerLss(j)) + Chr(10) + CStr(BiVerR(j)) +
        Chr(10) + Format(intTr(j), "00") + CStr(BiVerDiam)
    Next j
End If

dbQgOp = dbQg * 1000000 * dbPMg * dbGEg / (379 * 86400 * dbDensig)
dbDensiMezcla = ((0.0000649847 * dbQol) * dbDensiOl + dbQgOp * dbDensig) /
((0.0000649847 * dbQol) + dbQgOp)

VBoq = 80 / dbDensiMezcla ^ 0.5

```

```

If VBoq > 30 Then
    VBoq = 30
End If
DiamBoq = ((4 * (dbQgOp + (0.0000649847 * dbQol))) / (3.1416 * VBoq)) ^ 0.5
VBoqg = 80 / dbDensig ^ 0.5
DiamBoqg = ((4 * (dbQgOp)) / (3.1416 * VBoqg)) ^ 0.5
DiamBoql = ((4 * (0.0000649847 * dbQol)) / (3.1416 * 2)) ^ 0.5

txtBoqEnt = FormatNumber(DiamBoq, 2)
txtBoqEnt2(1) = FormatNumber(DiamBoq * 12, 2)

txtBoqSalGas = FormatNumber(DiamBoqg, 2)
txtBoqSalGas2(0) = FormatNumber(DiamBoqg * 12, 2)

txtBoqSalLiq = FormatNumber(DiamBoql, 2)
txtBoqSalLiq2(0) = FormatNumber(DiamBoql * 12, 2)

ctGrid1.CellStyle(4, 3) = 2

End Sub

```

## **Separadores Trifásicos**

### **Separador Horizontal**

```

Private Sub cmdAceptar_Click()
    If Trim(txtPresi.Text) = vbNullString Then
        MsgBox "Debe definir el valor de la Presión"
        txtPresi.SetFocus
    End If
    Exit Sub
End If
If Trim(txtTemp.Text) = vbNullString Then

```

```

    MsgBox "Debe definir el valor de la Temperatura"
    txtTemp.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtQol.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la Tasa de Petróleo"
    txtQol.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtQg.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la Tasa de Gas"
    txtQg.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtGEg.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la gravedad Espacífica de Gas"
    txtGEg.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtAPI.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la gravedad API"
    txtAPI.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtQw.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor de la tasa de agua"
    txtQw.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtVisco.Text) = vbNullString Then

```

```

    MsgBox "Debe definir el valor de la Viscosidad del petróleo"
    txtVisco.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtTiRePetro.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor del tiempo de retención del petróleo"
    txtTiRePetro.SetFocus
    Exit Sub
End If
If Trim(txtTiReW.Text) = vbNullString Then
    MsgBox "Debe definir el valor del tiempo de retención del agua"
    txtTiReW.SetFocus
    Exit Sub
End If
dbPresiOpe = txtPresi
dbTempOpe = txtTemp
dbQol = txtQol
dbQg = txtQg
dbGEg = Val(txtGEg)
dbAPI = txtAPI
dbViscoOl = txtVisco
dbQw = txtQw
dbTrOl = txtTiRePetro
dbTrW = txtTiReW
If Trim(txtDm) = vbNullString Then
    dbDmGota = 100
Else
    dbDmGota = txtDm
End If

```

Se emplean los códigos para el cálculo del factor de compresibilidad  $z$  y para la constante Souders & Brown( $K$ )

### Diseño del Separador

$$\text{TriHoCapGas} = 420 * (\text{dbTempOpe} * Z * \text{dbQg}) * K / (\text{dbPresiOpe})$$

Dim auxDia As Long

$$\text{TriHoDiam} = (12 * \text{TriHoCapGas})^{0.5} / 2$$

$$\text{TriHoLeffGas} = \text{TriHoCapGas} / \text{TriHoDiam}$$

$$\text{TriHoReLiq} = 1.42 * (\text{dbQol} * \text{dbTrOl} + \text{dbQw} * \text{dbTrW})$$

$$\text{TriHoLeffLiq} = \text{TriHoReLiq} / \text{TriHoDiam}^2$$

$$\text{TriHoLssLiq} = 4 / 3 * \text{TriHoLeffLiq}$$

ctGrid1.ClearItems

If TriHoLeffGas >= TriHoLeffLiq Then

    ctGrid1.Visible = True

    MsgBox "Gobierna capacidad de gas", vbInformation

    TriHoDia(0) = TriHoDiam

    auxDia = TriHoDia(0)

    If TriHoDia(0) > auxDia Then

        TriHoDia(0) = auxDia + 1

    Else

        TriHoDia(0) = auxDia

    End If

$$\text{TriHoLeffGasGraf1}(0) = \text{TriHoCapGas} / \text{TriHoDia}(0)$$

$$\text{TriHoLssGasGraf1}(0) = \text{TriHoLeffGasGraf1}(0) + \text{TriHoDiam} / 12$$

$$\text{TriHoRGasGraf1}(0) = 12 * \text{TriHoLssGasGraf1}(0) / \text{TriHoDia}(0)$$

If TriHoRGasGraf1(0) > 3 Then

    i = 1

---

```

TriHoDia(i) = TriHoDia(i - 1) + 6
Do
    TriHoLeffGasGraf1(i) = TriHoCapGas / TriHoDia(i)
    TriHoLssGasGraf1(i) = TriHoLeffGasGraf1(i) + TriHoDia(i) / 12
    TriHoRGasGraf1(i) = 12 * TriHoLssGasGraf1(i) / TriHoDia(i)
    If TriHoRGasGraf1(i) > 3 Then
        TriHoDia(i + 1) = TriHoDia(i) + 6
    End If
    i = i + 1
Loop Until TriHoRGasGraf1(i - 1) <= 3
i = i - 1
End If
For h = 0 To i
    ctGrid1.AddItem      CStr(TriHoDia(h))      +      Chr(10)      +
    CStr(TriHoLeffGasGraf1(h)) + Chr(10) + CStr(TriHoLssGasGraf1(h)) + Chr(10) +
    CStr(TriHoRGasGraf1(h))
Next h

Else
    MsgBox "Gobierna capacidad de Líquido", vbInformation
    ctGrid1.Visible = True
    TriHoDia(0) = TriHoDiam
    auxDia = TriHoDia(0)
    If TriHoDia(0) > auxDia Then
        TriHoDia(0) = auxDia + 1
    Else
        TriHoDia(0) = auxDia
    End If

    TriHoLeffGasGraf1(0) = TriHoReLiq / TriHoDia(0) ^ 2

```

$$\text{TriHoLssGasGraf1}(0) = 4 / 3 * \text{TriHoLeffGasGraf1}(0)$$

$$\text{TriHoRGasGraf1}(0) = 12 * \text{TriHoLssGasGraf1}(0) / \text{TriHoDia}(0)$$

If  $\text{TriHoRGasGraf1}(0) > 3$  Then

$i = 1$

$\text{TriHoDia}(i) = \text{TriHoDia}(i - 1) + 6$

    Do

$\text{TriHoLeffGasGraf1}(i) = \text{TriHoReLiq} / \text{TriHoDia}(i) ^ 2$

$\text{TriHoLssGasGraf1}(i) = 4 / 3 * \text{TriHoLeffGasGraf1}(i)$

$\text{TriHoRGasGraf1}(i) = 12 * \text{TriHoLssGasGraf1}(i) / \text{TriHoDia}(i)$

        If  $\text{TriHoRGasGraf1}(i) > 3$  Then

$\text{TriHoDia}(i + 1) = \text{TriHoDia}(i) + 6$

        End If

$i = i + 1$

    Loop Until  $\text{TriHoRGasGraf1}(i - 1) \leq 3$

$i = i - 1$

End If

For  $h = 0$  To  $i$

$\text{ctGrid1.AddItem} \quad \text{CStr}(\text{TriHoDia}(h)) \quad + \quad \text{Chr}(10) \quad +$   
 $\text{CStr}(\text{TriHoLeffGasGraf1}(h)) + \text{Chr}(10) + \text{CStr}(\text{TriHoLssGasGraf1}(h)) + \text{Chr}(10) +$   
 $\text{CStr}(\text{TriHoRGasGraf1}(h))$

Next  $h$

End If

$$\text{dbQgOp} = \text{dbQg} * 1000000 * \text{dbPMg} * \text{dbGEg} / (379 * 86400 * \text{dbDensig})$$

$$\text{dbDensiMezcla} = ((0.0000649847 * \text{dbQol}) * \text{dbDensiOl} + \text{dbQgOp} * \text{dbDensig} +$$

$$(0.0000649847 * \text{dbQw} * 62.4)) / ((0.0000649847 * \text{dbQol}) + \text{dbQgOp} +$$

$$(0.0000649847 * \text{dbQw}))$$

```

VBoq = 80 / dbDensiMezcla ^ 0.5
If VBoq > 30 Then
    VBoq = 30
End If
DiamBoq = ((4 * (dbQgOp + (0.0000649847 * dbQol))) / (3.1416 * VBoq)) ^ 0.5
VBoqg = 80 / dbDensig ^ 0.5
DiamBoqg = ((4 * (dbQgOp)) / (3.1416 * VBoqg)) ^ 0.5
DiamBoql = ((4 * (0.0000649847 * dbQol + 0.0000649847 * dbQw)) / (3.1416 * 2))
^ 0.5

txtBoqEnt = FormatNumber(DiamBoq, 2)
txtBoqEnt2(0) = FormatNumber(DiamBoq * 12, 2)

txtBoqSalGas = FormatNumber(DiamBoqg, 2)
txtBoqSalGas2(2) = FormatNumber(DiamBoqg * 12, 2)

txtBoqSalLiq = FormatNumber(DiamBoql, 2)
txtBoqSalLiq2(1) = FormatNumber(DiamBoql * 12, 2)

ctGrid1.CellStyle(3, 2) = 2
ctGrid2.CellStyle(3, 2) = 2

End Sub

```

### **Separador Vertical**

Se emplean los códigos para el cálculo del factor de compresibilidad  $z$  y para la constante Souders & Brown(K)

### Diseño del Separador

$\text{TriVerCapaGas} = 5040 * (\text{dbTempOpe} * Z * \text{dbQg}) * K / (\text{dbPresiOpe})$

Dim auxDia As Long

$\text{TriVerDiam} = (\text{TriVerCapaGas}) ^ 0.5$

$\text{TriVerDiamBaseW} = 0.0267 * \text{dbQol} * \text{dbViscoOl} / (1.07 - \text{dbGEol})$

$\text{TriVerDiamBaseW} = \text{TriVerDiamBaseW} ^ 0.5$

ctGrid1.ClearItems

If (TriVerDiam > TriVerDiamBaseW) Then

ctGrid1.Visible = True

auxDia = Int(TriVerDiam)

If TriVerDiam > auxDia Then

TriVerDiam = auxDia + 1

Else

TriVerDiam = auxDia

End If

i = 0

Do

$\text{TriVerRetenLiq}(i) = (\text{dbTrOl} * \text{dbQol} + \text{dbTrW} * \text{dbQw}) / (0.12 * \text{TriVerDiam} ^ 2)$

$\text{TriVerLss}(i) = (\text{TriVerRetenLiq}(i) + \text{TriVerDiam} + 40) / 12$

$\text{TriVerR}(i) = 12 * \text{TriVerLss}(i) / \text{TriVerDiam}$

If TriVerR(i) > 1.5 Then

TriVerDiam = TriVerDiam + 6

End If

i = i + 1

Loop Until TriVerR(i - 1) <= 1.5

i = i - 1

For h = i To 0 Step -1

TriVerDiamGraf(h) = TriVerDiam

```

    TriVerDiam = TriVerDiam - 6
Next h
TriVerDiam = TriVerDiam + 6
For h = 0 To i
    ctGrid1.AddItem CStr(TriVerDiamGraf(h)) + Chr(10) +
CStr(TriVerRetenLiq(h)) + Chr(10) + CStr(TriVerLss(h)) + Chr(10) +
CStr(TriVerR(h))
Next h

Else

    ctGrid1.Visible = True

    auxDia = Int(TriVerDiamBaseW)
    If TriVerDiamBaseW > auxDia Then
        TriVerDiamBaseW = auxDia + 1
    Else
        TriVerDiamBaseW = auxDia
    End If
    i = 0
    Do

        TriVerRetenLiq(i) = (dbTrOl * dbQol + dbTrW * dbQw) / (0.12 *
TriVerDiamBaseW ^ 2)
        TriVerLss(i) = (TriVerRetenLiq(i) + TriVerDiamBaseW + 40) / 12
        TriVerR(i) = 12 * TriVerLss(i) / TriVerDiamBaseW
        If TriVerR(i) > 1.5 Then
            TriVerDiamBaseW = TriVerDiamBaseW + 6
        End If
        i = i + 1
    Do

```

```

Loop Until TriVerR(i - 1) <= 1.5
i = i - 1
For h = i To 0 Step -1
    TriVerDiamGraf(h) = TriVerDiamBaseW
    TriVerDiamBaseW = TriVerDiamBaseW - 6
Next h
TriVerDiam = TriVerDiam + 6
For h = 0 To i
    ctGrid1.AddItem CStr(TriVerDiamGraf(h)) + Chr(10) +
CStr(TriVerRetenLiq(h)) + Chr(10) + CStr(TriVerLss(h)) + Chr(10) +
CStr(TriVerR(h))
Next h
End If

dbQgOp = dbQg * 1000000 * dbPMg * dbGEg / (379 * 86400 * dbDensig)
dbDensiMezcla = ((0.0000649847 * dbQol) * dbDensiOl + dbQgOp * dbDensig +
(0.0000649847 * dbQw * 62.4)) / ((0.0000649847 * dbQol) + dbQgOp +
(0.0000649847 * dbQw))

VBoq = 80 / dbDensiMezcla ^ 0.5
If VBoq > 30 Then
    VBoq = 30
End If
DiamBoq = ((4 * (dbQgOp + (0.0000649847 * dbQol))) / (3.1416 * VBoq)) ^ 0.5
VBoqg = 80 / dbDensig ^ 0.5
DiamBoqg = ((4 * (dbQgOp)) / (3.1416 * VBoqg)) ^ 0.5
DiamBoql = ((4 * (0.0000649847 * dbQol + 0.0000649847 * dbQw)) / (3.1416 * 2))
^ 0.5

txtBoqEnt = FormatNumber(DiamBoq, 2)

```

```
txtBoqEnt2(0) = FormatNumber(DiamBoq * 12, 2)
```

```
txtBoqSalGas = FormatNumber(DiamBoqg, 2)
```

```
txtBoqSalGas2(2) = FormatNumber(DiamBoqg * 12, 2)
```

```
txtBoqSalLiq = FormatNumber(DiamBoql, 2)
```

```
txtBoqSalLiq2(1) = FormatNumber(DiamBoql * 12, 2)
```

```
ctGrid1.CellStyle(4, 3) = 2
```

```
End Sub
```