

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL
DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LOS PROCESOS
DE SEPARACION, DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDO

MAURICIO ALEXANDER GOMEZ VELANDIA

ANDERSON PARRA CAMACHO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2012

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL
DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LOS PROCESOS
DE SEPARACIÓN, DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO

MAURICIO ALEXANDER GÓMEZ VELANDIA

ANDERSON PARRA CAMACHO

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

Director

Ing. JORGE ANDRÉS SACHICA ÁVILA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2012

A mis padres Pedro y María que gracias a su gran esfuerzo y apoyo incondicional he podido obtener este gran logro, sin ellos no sería la persona que soy hoy

A mis hermanas Monica y Marcela por brindarme su apoyo en todo momento y estar cuando más las necesito.

A mis dos viejecitas Carmen Rosa y Carlina, por acordarse de mí siempre en todas sus oraciones.

A Isabel la mujer que he tenido a mi lado durante este largo camino y me ha acompañado en las duras y maduras, contando siempre con su apoyo y comprensión.

A Don Polo que con su sabiduría me ha guiado los últimos años en el final de esta etapa de mi vida.

Al viejo billy por su aporte a la causa, sin su creatividad este trabajo no hubiera sido el mismo.

A todos los vagos que hicieron más entretenido y divertido este camino, viejo Jimmy, Anderson, kík, Oscar, Eusebio, machero, Jeep, William, Julian, Were, papi, Renzo, Manuel, Rolo, Ernesto, Rodro, Chíguí, nx, marcos, Naty, lineth, Carlos Mario, Rogue, lucky, Mike, hízuko y a los demás que se me queden por fuera muchas gracias por brindarme su compañía y Amistad a lo largo de la carrera.

MAURICIO ALEXANDER GÓMEZ VELANDIA

A mi mamá por tenerme tanta paciencia y apoyarme siempre sin importar que tan mal se viera el asunto.

A mis tías y tíos que siempre han estado ahí pendientes de mi vida

A mi hermana por mostrarme que no importa si no hay un plan... se puede avanzar sin uno

A mi papá que sorprendentemente hizo presencia en la etapa final del proyecto, mostrándome que la vida te da sorpresas

A Todos los que he conocido a lo largo de este aparentemente interminable camino, son bastantes así que van por partes :P

A los que conocí arrendando por ahí y se convirtieron en buenos amigos

Carlos Mario, Yeimmy, Jael, Danny, Diana, Andrés, Darlin, Carito, Alejandro, Jefferson, Nafis, jonathan

A mis compañeros de universidad, en su mayoría puros cerditos xD

Mauricio, Oscar, William, Eusebio, Machero, Jeissen, Jimmy, Julián, Manuel, Renzo, Rodrigo, chigui, Rolo, Ernesto, Naty, Bielenis, Lineth.

A Laura por darle una sonrisa a mis días.

ANDERSON PARRA CAMACHO

AGRADECIMIENTOS

De manera muy sincera expresamos nuestros agradecimientos:

Al Ingeniero Jorge Andrés Sachica Avila por ser nuestro guía y colaborador incondicional en el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Cesar Augusto Pineda Gómez por las ideas aportadas para el mejoramiento del proyecto.

Al Ingeniero Leonardo Franco por guiarnos y facilitarnos los datos de comparación que usamos en el proyecto.

Al Ingeniero Oscar Giovanni Patiño por su amistad y el patrocinio de la recocha.

A nuestros amigos por compartir todos esos buenos momentos y hacer más agradable el paso por la universidad.

A la Universidad Industrial de Santander donde nos formamos profesionalmente.

Tabla de contenido

	Pág.
INTRODUCCION	22
1. MARCO TEORICO	24
1.1 PROCESO DE SEPARACIÓN	24
1.1.1 Factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido.	24
1.1.1.1 Tamaño de las partículas de líquido.	24
1.1.1.2 Tiempo de retención	25
1.1.1.3 La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.	25
1.1.1.4 Velocidad del gas.	26
1.1.1.5 Presión de separación.	26
1.1.1.6 Temperatura de separación.	27
1.1.1.7 Densidades del líquido y del gas.	27
1.1.1.8 Viscosidad del gas.	28
1.2 DESHIDRATACIÓN	28
1.2.1 Remoción del agua libre	29
1.2.2 Emulsiones	30
1.2.3 Parámetros que determinan el rompimiento de las emulsiones	31
1.2.3.1 Película interfacial	31
1.2.3.2 Viscosidad de la fase continua	32
1.2.3.3 Tamaño de la gota	32

1.2.3.4 Relación de volumen de fase	32
1.2.3.5 Temperatura	32
1.2.3.6 PH	33
1.2.3.7 Edad	33
1.2.3.8 Salinidad de la salmuera	33
1.2.3.9 Tipo de aceite	33
1.2.3.10 Diferencia de densidad	33
1.2.4 Resolución del aceite emulsificado	34
1.2.5 Ayudas para el rompimiento de emulsiones	34
1.2.5.1 Calentamiento	35
1.2.5.1.1 Beneficios y desventajas del calentamiento	35
1.2.5.1.2 Métodos de calentamiento de emulsiones	37
1.2.5.2 Tratamiento químico	38
1.2.5.2.1 Selección e inyección de químicos	39
1.2.5.3 Ayuda eléctrica	43
1.3 DESALADO	47
1.3.1 Descripción del proceso	49
2 .EQUIPOS	50
2.1 COMPONENTES DE UN SEPARADOR GAS-ACEITE	50
2.2 TIPO DE SEPARADORES	51
2.2.1 Separadores bifásicos	51
2.2.1.1 Separadores horizontales.	51
2.2.1.2 Separadores Verticales.	54
2.2.1.3 Separadores Esféricos.	57

2.2.1.4 Separadores de dos barriles	58
2.2.1.5 Separadores centrífugos.	59
2.2.2 Separadores trifásicos	60
2.2.2.1 Separador Trifásico Horizontal	61
2.2.2.2 Separador Trifásico Vertical.	63
2.2.3 Separadores horizontales vs separadores verticales	65
2.3 EQUIPOS DESHIDRATACIÓN	68
2.3.1 Separadores gravitacionales	68
2.3.2 Tratadores térmicos	70
2.3.2.1 Tratadores térmicos verticales	71
2.3.2.2 Tratadores térmicos horizontales	76
2.3.3 Tratadores termoelectrostáticos	81
2.4 EQUIPOS DESALADO	87
2.4.1 Desaladores	87
2.4.2 Equipo de mezcla	89
2.4.2.1 Válvulas de globo	89
2.4.2.2 Boquillas de inyección	90
3.2.2.3 Mezcladores estáticos	91
3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS	93
3.1 PRINCIPIOS DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES	93
3.2 SEPARACIÓN BIFÁSICA (GAS-LIQUIDO)	94
3.2.1 Aspectos teóricos	94
3.2.1.1 Asentamiento	95
3.2.1.2 Tamaño de las gotas	98

3.2.1.3	Tiempo de residencia o retención	98
3.2.1.4	Capacidad de gas de los separadores	100
3.2.1.5	Capacidad de líquido de los separadores	101
3.2.2	Dimensionamiento de separadores verticales gas-liquido	102
3.2.2.1	Restricción de la capacidad de gas	102
3.2.2.2	Restricción de la capacidad de líquido	104
3.2.2.3	Procedimiento de diseño separador bifásico vertical	105
3.2.3.4	Ejemplo procedimiento de diseño	106
3.2.3	Dimensionamiento de separadores horizontales gas-liquido	109
3.2.3.1	Restricción de la capacidad de gas	109
3.2.3.2	Restricción de la capacidad de líquido	111
3.2.3.3	Procedimiento de diseño separador bifásico horizontal	111
3.2.3.4	Ejemplo procedimiento de diseño	112
3.3	SEPARACIÓN TRIFÁSICA (ACEITE-AGUA-GAS)	115
3.3.1	Aspectos teóricos	116
3.3.1.1	Asentamiento	118
3.3.1.2	Tamaño de las Gotas	122
3.3.1.3	Tiempo de retención	122
3.3.2	Dimensionamiento de separadores horizontales aceite-agua-gas	123
3.3.2.1	Restricción del asentamiento de las gotas de agua	123
3.3.2.2	Restricción de la capacidad de gas	126
3.3.2.3	Restricción del tiempo de retención	127
3.3.3	Procedimiento diseño separadores trifásicos horizontales	129
3.3.3.1	Ejemplo procedimiento de diseño	130

3.3.4	Dimensionamiento de separadores verticales aceite-agua-gas	134
3.3.4.1	Restricción del asentamiento de las gotas de agua	134
3.3.4.2	Restricción de la capacidad de gas	136
3.3.4.3	Restricción del tiempo de retención	137
3.3.4.4	Procedimiento diseño separadores trifásicos verticales	138
3.3.4.5	Ejemplo procedimiento diseño	139
3.4	DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN	142
3.4.1	Requerimientos de entrada de calor	143
3.4.1.1	Efectos de Temperatura.	144
3.4.2	Consideraciones de separación por gravedad	145
3.4.3	Tamaño de la gota de agua	146
3.4.4	Ecuaciones de asentamiento	148
3.4.5	Ecuaciones de tiempo de retención	150
3.5	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO TRATADORES TERMICOS	152
3.5.1	Procedimiento general de diseño	152
3.5.1.1	Procedimiento de diseño para tratadores verticales	153
3.5.1.2	Procedimiento de diseño para tratadores horizontales	158
3.5.1.3	Procedimiento de diseño para tratadores termoelectrostáticos	163
3.6	DISEÑO DEL PROCESO DE DESALADO	164
3.6.1	Desalado de una etapa	164
3.6.2	Desalado en dos etapas	165
3.7	CALCULO CONTENIDO DE SAL	166
3.7.1	Método grafico	166
3.7.2	Método volumétrico	168

3.7.3 Método de cálculo por ecuación	169
3.8 DETERMINACIÓN DEL REQUISITO DE AGUA DE DISOLUCION	170
4. METODOLOGIA	172
4.1 ALCANCE DE LA HERRAMIENTA	172
4.2 DESCRIPCION	172
4.3 CRITERIOS SELECCIÓN DE SEPARADORES	172
4.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TRATADORES	175
4.5. EXPLICACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	177
5. VERIFICACION DE LA HERRAMIENTA CON DATOS DE CAMPO	192
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	197
BIBLIOGRAFIA	198
ANEXOS	199

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Esquema procedimiento prueba de botella	41
Figura 2 Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual	46
Figura 3 Movimiento de gotas en corriente alterna	46
Figura 4 Esquema de los principales componentes de un separador de gas-aceite	50
Figura 5 Esquema de un separador bifásico horizontal	53
Figura 6 Esquema de un separador vertical	56
Figura 7 Esquema de un separador esférico	58
Figura 8 Esquema de un separador de dos barriles	59
Figura 9 Esquema de un separador trifásico horizontal	62
Figura 10 Esquema de un separador trifásico vertical	64
Figura 11 Esquema de un Free water knock-out (FWKO)	69
Figura 12 Esquema de un gunbarrel	70
Figura 13 Tratador térmico vertical simplificado	74
Figura 14 Tratador térmico vertical	75
Figura 15 Tratador térmico horizontal simplificado	79
Figura 16 Tratador térmico horizontal	80
Figura 17 Versión simplificada de un tratador electrostático	81
Figura 18 Sistema de control eléctrico del tratador	83
Figura 19 Efecto de las cargas eléctricas sobre las pequeñas gotas de agua en la emulsión	85
Figura 20 Tratador electrostático	88
Figura 21 Válvula de globo	90
Figura 22 Esquema de un sistema de boquillas de inyección para premezclado entre agua y crudo	91
Figura 23 Mezclador estático	92
Figura 24. Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido que cae contra una corriente de gas.	96

Figura 25	Ho/D en función de Aw/A	126
Figura 26	Esquema de un sistema de desalado de una etapa	164
Figura 27	Esquema de un sistema de desalado de dos etapas	165
Figura 28	Salinidad vs PTB a 0.1%	167
Figura 29	Balance de masa	170
Figura 30	Menú de inicio	177
Figura 31	Selección individual de equipos	178
Figura 32	Datos de entrada separador bifásico vertical	179
Figura 33	Datos faltantes	180
Figura 34	Datos de entrada Proceso completo	181
Figura 35	Datos de entrada ingresados para el ejemplo	182
Figura 36	Equipos seleccionados	182
Figura 37	Ingreso de tiempos de retención	183
Figura 38	Dimensionamiento separador trifásico horizontal	184
Figura 39	Ingreso de valores escogidos del separador seleccionado	185
Figura 40	Dimensionamiento Tratador electrostático	186
Figura 41	Tratador electrostático escogido	187
Figura 42	Ingreso valores escogidos del tratador seleccionado	188
Figura 43	Pedido de salinidad del agua de dilución	189
Figura 44	Resultado desalado	190
Figura 45	Menú impresión y salida	190
Figura 46	Datos de entrada de campo	194
Figura 47	Tratador electrostático con datos de campo	195
Figura 48	Comparación escogencia de tratador de campo vs software	195

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Variación de la gravedad específica con la temperatura	36
Tabla 2 Tiempos de retención para diferentes gravedades API.	99
Tabla 3 Resultados ejercicio dimensionamiento separador bifásico vertical	108
Tabla 4 Comparación longitudes efectivas separador bifásico horizontal	114
Tabla 5 Resultados ejercicio dimensionamiento separador bifásico vertical	115
Tabla 6 Resultados ejercicio dimensionamiento separador trifásico horizontal	133
Tabla 7 Resultados ejercicio dimensionamiento separador trifásico vertical	142
Tabla 8 Resultados de las variables de cálculo a diferentes temperaturas del tratador vertical	156
Tabla 9 Dimensionamiento del tratador térmico vertical	157
Tabla 10 Resultados de las variables de cálculo a diferentes temperaturas del tratador horizontal	161
Tabla 11 Dimensionamiento del tratador térmico horizontal	162
Tabla 12 Densidades de soluciones acuosas inorgánicas (cloruro de sodio NaCl)	168
Tabla 13 Especificaciones Tratador termoelectrostático	193

LISTA DE ANEXO

	Pág.
ANEXO A Factor de compresibilidad para gas natural	200
ANEXO B Compresibilidad para gases de bajo peso molecular	201
ANEXO C Viscosidad del gas	203
ANEXO D Viscosidad del Aceite	204
ANEXO E Diámetros y presiones comerciales de tratadores termicos	205
ANEXO F Diagramas de flujo para la selección de separadores	206
ANEXO G Diagramas de flujo para la selección de separadores	207
ANEXO H Diagramas de flujo para la selección de tratadores	208

RESUMEN

TITULO*

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LOS PROCESOS DE SEPARACION, DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDO

AUTORES**

MAURICIO ALEXANDER GÓMEZ VELANDIA

ANDERSON PARRA CAMACHO

PALABRAS CLAVE

Software, dimensionamiento, tratadores, separadores, desalado, deshidratación

DESCRIPCION

Los fluidos producidos en la cabeza de pozo son una combinación de crudo, agua, gas y en algunos casos sales, Azufre, Nitrógeno, Oxígeno entre otros. Para cumplir con los requisitos de entrega y venta es necesario que se efectúen procesos de separación de los distintos compuestos que no sean de interés comercial.

El objetivo del desarrollo de este software es realizar una selección rápida y efectiva de los principales equipos utilizados en los procesos de separación, deshidratación y desalado de crudo, de acuerdo a ciertos parámetros de operación, tomando como base a las condiciones de entrada del crudo y los posibles requisitos para entrega y transporte del mismo.

Además el software realizara el dimensionamiento de los equipos seleccionados que están directamente involucrados en los procesos a evaluar y nos presentara las posibles combinaciones de diseño, adicionalmente tendrá la opción de dimensionarlos individualmente así no sean tenidos en cuenta para el proceso de selección, también nos dará una idea general de la cantidad y calidad requerida del agua de dilución utilizada en un proceso de desalado de crudo. Para probar la efectividad del software se realizara una comparación entre los equipos escogidos por el programa y los encontrados en un campo real.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO JORGE ANDRES SACHICA AVILA

SUMMARY

TITLE*

SOFTWARE FOR SIZING SURFACE FACILITIES IN THE SEPARATION, DEHYDRATION AND DESALTING PROCESSES OF THE OIL

AUTHORS**

MAURICIO ALEXANDER GÓMEZ VELANDIA

ANDERSON PARRA CAMACHO

KEY WORDS

Software, sizing, separators, treaters, dehydration, desalting

ABSTRACT

The fluids produced in the wellhead are a combination of oil, water, gas and in some cases salts, sulfur, Nitrogen, Oxygen among others. To accomplish the sales and delivery requirements, it is necessary that separation process will be performed to separate the non commercial compounds

The objective from the development of this software is to realize a quick and effective selection of the main equipments used in the separation, dehydration and desalting processes of the oil. According to some operational parameters, taking the initial conditions of the oil stream and the probable request for delivery and transport of the oil.

Besides this software realize the sizing of the selected equipments that are involved in the mentioned processes, and show us the possible combinations for the design, also will have the individual sizing option, even if they are not included in the selection process, also it will give us a general idea for the quantity and quality of the required water in the desalting process. To prove the software effectiveness, a comparison between the selected equipment of the software and the ones we found in a real field.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO JORGE ANDRES SACHICA AVILA

INTRODUCCION

Los fluidos producidos en campo son una combinación de crudo, agua, gas y en algunos casos sales, Azufre, Nitrógeno, Oxígeno entre otros. Para cumplir con los requisitos de entrega y venta es necesario que se efectúen procesos de separación de los compuestos que no son comerciales.

La mayoría de los compuestos que no son comerciales se encuentran en el gas y el agua por lo que toman importancia los procesos para separar las distintas fases que se pueden presentar, ya sean bifásicas o trifásicas, el gas es separado principalmente en la parte inicial, en este proceso de separación se busca separar las fases de gas - líquido y una cantidad posible de agua libre por medio de separadores

Otro de los procesos necesarios para lograr lo requerido por el comprador potencial es el de deshidratación donde el objetivo será primero remover el agua libre y después romper la emulsión para reducir el agua remanente emulsionada en el petróleo. Dependiendo del contenido original de agua en el crudo así como de su salinidad y del proceso de deshidratación utilizado, el tratamiento del crudo en el campo puede producir un aceite con un contenido de agua remanente entre 0.2 y 1 %.

El proceso de desalado al igual que los anteriores es de bastante importancia cuando se presentan crudos con contenido de sal mayor al requerido, en este se realiza la eliminación de sales solubles en agua de una corriente de crudo, después del proceso de deshidratación si la cantidad de sales en el crudo sigue siendo alta, procederemos a diluir el agua presente en el crudo con agua más fresca para luego deshidratar el crudo nuevamente.

En este trabajo de grado revisaremos estos procesos, orientados hacia la selección, diseño y dimensionamiento de los equipos principales empleados en con el objetivo de crear una herramienta software que nos permita realizar esta escogencia de forma eficiente basada en las características iniciales del crudo y los requisitos de entrega y venta establecidos

1. MARCO TEORICO

Los principales procesos de tratamiento que deben realizarse al crudo una vez haya sido extraído del pozo para cumplir con los requisitos de entrega y transporte, que pueden ser realizados en el campo según el caso son los procesos de separación, deshidratación y desalado de crudo

1.1 PROCESO DE SEPARACIÓN¹

Es muy importante realizar un diseño apropiado porque el separador es normalmente el primer recipiente del proceso en la mayoría de las instalaciones, un diseño inapropiado de este componente en el proceso ocasiona la reducción de la capacidad de toda la instalación.

Los separadores son clasificados en “bifásicos” si estos separan el gas de la corriente total de líquido y “trifásicos” si además de separar el gas de la corriente de líquido, separa la corriente de líquido en crudo y componentes de agua.

1.1.1 Factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido.

Los factores principales que afectan la eficiencia de la separación gas y líquido se describen a continuación.

1.1.1.1 Tamaño de las partículas de líquido.

El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga.

¹ Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ. Determinación de Estándares Operativos para Separadores, 2007.

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

De la experiencia de campo, parece que si gotas de más de 100 micrones son removidas en la sección de separación primaria, el eliminador de niebla puede remover las gotas entre 10-100 micrones. Las ecuaciones de diseño de capacidad de gas se basan en la remoción de gotas de 100 micrones. Pero estas técnicas pueden ser modificadas fácilmente para cualquier tamaño de gotas.

1.1.1.2 Tiempo de retención

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

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

1.1.1.3 La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.

Estos aspectos están íntimamente ligados en la eficiencia de la separación. Para ilustrarlo se pueden analizar las siguientes situaciones:

Considérese que un separador se instala, para separar un volumen de líquido de 2000 galones por cada millón de pie cúbico de gas. De este volumen de líquido, 0.5 galones están formados por partículas menores de 10 micras. Si el separador tiene una eficiencia de 80% para separar partículas menores de 10 micras,

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

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

1.1.1.4 Velocidad del gas.

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

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

1.1.1.5 Presión de separación.

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

En ocasiones al disminuir la presión de separación, principalmente en la separación de gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta. Sin embargo, es necesario considerar el valor económico del incremento de volumen de líquidos, contra la compresión extra que puede necesitarse para transportar el gas. La capacidad de los separadores también es afectada por la presión de separación. Al aumentar la presión, aumenta la capacidad de separación de gas y viceversa.

1.1.1.6 Temperatura de separación.

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

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

- a) La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.
- b) Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos.

En consecuencia, para obtener la temperatura óptima de separación, desde el punto de vista de recuperación de líquidos es necesario considerar todos los aspectos mencionados.

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

1.1.1.7 Densidades del líquido y del gas.

Las densidades del líquido y el gas, afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente

proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

1.1.1.8 Viscosidad del gas.

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

1.2 DESHIDRATACIÓN ²

Después del proceso de separación el crudo tiene todavía que atravesar diversos procesos de tratamiento (deshidratación, desalado y estabilización) antes de que pueda ser enviado a las refinerías.

El objetivo de este tratamiento es primero remover el agua libre y después romper la emulsión para reducir el remanente emulsionado en el petróleo.

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

Dependiendo del contenido original de agua en el crudo así como de su salinidad y del proceso de deshidratación utilizado, el tratamiento del crudo en el campo puede producir un aceite con un contenido de agua remanente entre 0.2 y 1 %. El

² ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

agua remanente es normalmente llamada sedimentos de fondo y agua (BS&W.). El proceso de tratamiento y las facilidades deben ser escogidos cuidadosamente y diseñados para cumplir los requerimientos de contrato para BS&W. Teniendo especial cuidado en no exceder el objetivo de sequedad. Remover más agua remanente de la establecida en el contrato cuesta más dinero mientras genera menos ingresos porque el volumen de crudo vendido estará basado en el valor de contrato de BS&W.

Un sistema de deshidratación se compone generalmente por varios tipos de equipo. Comúnmente los siguientes:

- Tanque FWKO (free water knockout)
- Gun barrel
- Tratador de flujo (calentador/tratador)
- Inyector químico
- Deshidratador electrostático

Generalmente un tratador eficiente y un bajo contenido de agua libre hacen que no sea necesaria la utilización de los tanques de segregación gravitacional.

El método de tratamiento de un crudo “húmedo” para la separación de agua asociada con el varía dependiendo la forma en que el agua es encontrada con el crudo. La remoción del agua libre viene primero en el proceso de tratamiento seguido de la separación del agua emulsionada junto con cualquier materia extraña como arena y otros sedimentos.

1.2.1 Remoción del agua libre

Existen varias razones para separar el agua libre primero

- Reducción del tamaño de las tuberías de flujo y de los equipos de tratamiento

- Reducción de la inversión de calor cuando se calienta la emulsión (el agua requiere casi dos veces la cantidad de calor que el petróleo)
- Minimización de la corrosión porque el agua libre entra en contacto directo con las superficies metálicas. Mientras que el agua emulsionada no.

El agua libre por otro lado tiene sus beneficios distintivos. El agua libre encontrada en los fluidos de de yacimiento transportara dos veces más calor que el crudo y lo llevara por el tubing a superficie. Eventualmente, ayudara a romper las emulsiones del crudo. Se ha observado que un pozo produciendo agua salada (agua libre) será mucho más cálido que un pozo que produzca crudo solamente. Además el agua libre contribuye al proceso de “lavado de agua” que es la acción del agua salada para romper emulsiones de crudo.

La remoción de agua libre toma lugar utilizando recipientes de knock-out (tanque FWKO), el cual podría ser una pieza de equipo individual o estar incorporado en un tratador de flujo.

1.2.2 Emulsiones³

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

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

³ Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

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

Una tercera sustancia o el llamado agente emulsificante, debe estar presente para estabilizar la emulsión. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración hacia la interfase aceite-agua, además, forma una película interfacial alrededor de las gotas de aceite. La película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

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

1.2.3 Parámetros que determinan el rompimiento de las emulsiones

El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros:

1.2.3.1 Película interfacial

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

1.2.3.2 Viscosidad de la fase continúa

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

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

1.2.3.3 Tamaño de la gota

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

1.2.3.4 Relación de volumen de fase

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

1.2.3.5 Temperatura

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

1.2.3.6 PH

La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película, e incrementar la tensión superficial.

1.2.3.7 Edad

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

1.2.3.8 Salinidad de la salmuera

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

1.2.3.9 Tipo de aceite

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

1.2.3.10 Diferencia de densidad

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

1.2.4 Resolución del aceite emulsificado⁴

Este es el corazón del proceso de deshidratación que consiste en tres pasos consecutivos:

- **ROMPIMIENTO DE LA EMULSION:** Este requiere un debilitamiento y ruptura de la película estabilizante que rodea a las gotas de agua dispersas. Este es un proceso de desestabilización y es afectado por la utilización de lo que llamamos “ayudas”. Como los químicos y el calor.
- **COALESCENCIA:** Este involucra la combinación de las partículas de agua que se liberaron después del rompimiento de la emulsión formando gotas más grandes. La coalescencia depende mucho del tiempo y puede ser mejorada aplicando un campo electrostático y/o lavado con agua.
- **ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL Y SEPARACION DE LAS GOTAS DE AGUA:** Las gotas de agua mas grandes resultantes de la coalescencia se asentaran del crudo por gravedad y serán colectadas y removidas.

Porque estos pasos están en serie, el más lento es el más determinante (controlador). De estos la coalescencia es el paso más lento. En otras palabras la utilización de calor o químicos seguidos del asentamiento gravitacional pueden romper algunas emulsiones, pero el proceso es dependiente del tiempo gastado en la coalescencia. Este tiempo es el elemento que determina el dimensionamiento (tamaño) del equipo, por lo tanto su costo en efectivo

1.2.5 Ayudas para el rompimiento de emulsiones

La utilización de químicos seguida de un asentamiento puede romper algunas emulsiones. Otras requieren calentamiento y permitir que el agua se asiente del

⁴ ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing

volumen de aceite. Las emulsiones más difíciles (apretadas) requieren sin embargo ambos tratamientos, químicos y de calentamiento seguidos por coalescencia y asentamiento gravitacional.

Básicamente un proceso de deshidratación que utiliza cualquiera o una combinación de dos o más de las ayudas de tratamiento antes mencionadas (calentamiento, adición de químicos y la aplicación de un campo eléctrico) son usados para resolver las emulsiones agua-aceite. El rol de cada una de estas ayudas se discutirá a continuación.

1.2.5.1 Calentamiento

El calentamiento es la forma más común del tratamiento de emulsiones agua-aceite. Para entender como el calentamiento ayuda en la resolución de las emulsiones agua-aceite y la separación de las gotas de agua del volumen de aceite se debe hacer una referencia a la ecuación de velocidad de asentamiento de la gota.

$$v = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{\mu_o} \text{ ft/s} \quad (1)$$

Donde

v = la velocidad de asentamiento de la gota de agua

$\Delta\gamma$ = la diferencia entre las gravedades específicas del agua y el petróleo

d_m = el diámetro de la gota de agua (en μm)

μ_o = es la viscosidad del aceite.

1.2.5.1.1 Beneficios y desventajas del calentamiento

El calentamiento de las emulsiones de agua-aceite ayuda en la resolución de la emulsión y la separación del agua emulsionada de varias maneras. El efecto más importante es la reducción de la viscosidad con la temperatura. La viscosidad de

todos los tipos de crudo disminuye rápidamente con la temperatura. De la ecuación (1), tal reducción de viscosidad resulta en un incremento en la velocidad de asentamiento de las gotas de agua y además acelera y promueve la separación del agua del petróleo.

Como el agua y el crudo son calentados su densidad (gravedad específica) se verá reducida, sin embargo el efecto de la temperatura en la densidad el crudo es más pronunciado que en la densidad el agua, dando como resultado que la diferencia de densidades (o gravedades específicas) se incremente mientras la emulsión es calentada. Por ejemplo si el agua y el crudo son calentados de 60° F a 150°, se presentara el siguiente cambio en sus gravedades específicas relativas

Tabla 1 Variación de la gravedad especifica con la temperatura

	a 60 °F	A 150 °F
Gravedad especifica del crudo	0.83	0.79
Gravedad especifica del agua	1.05	1.03
Diferencia en gravedad especifica	0.22	0.24

Fuente: ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

Con referencia a la ecuación (1) un incremento en $\Delta \gamma$ aumenta la velocidad de asentamiento y por lo tanto promueve la separación de las gotas de agua del cuerpo del aceite. Sin embargo el cambio en la diferencia de las gravedades específicas es pequeño y no tiene un efecto tan significativo como el de la viscosidad. De hecho podríamos ignorar el efecto de la gravedad específica en el proceso hasta temperaturas de 200 °F. Para algunos crudos específicos, el incremento de la temperatura puede causar un efecto inverso en la diferencia de gravedades específicas. Para algunos crudos pesados, la gravedad específica del

aceite y el agua será iguales a una determinada temperatura, esta situación debe ser evitada porque detendría el proceso de separación completamente. Por lo tanto se debe tener cuidado cuando se esté determinando la temperatura de tratamiento para un crudo específico.

Otro de los efectos benéficos del calentamiento es que el incremento de temperatura promueve el movimiento de las pequeñas gotas de agua, que por colisión entre ellas terminan formando gotas de agua más grandes. El aumento del tamaño de las gotas acelera significativamente el proceso de asentamiento, como se indica en la ecuación (1). El calor también ayuda a desestabilizar (debilitar) la película emulsificante rompiendo la emulsión, además el calor disolverá las pequeñas parafinas y cristales de asfáltenos y neutralizará su efecto potencial como emulsificantes.

A pesar de todos los beneficios que se han nombrado, hay ciertas desventajas con este método de tratamiento. El calentamiento del crudo puede resultar en una pérdida significativa de los hidrocarburos ligeros además de una pérdida de volumen del crudo. Por ejemplo calentar un crudo de 35 °API de 100 °F a 150 °F da como resultado la pérdida de más del 1% del volumen de petróleo. Por supuesto los ligeros evaporados pueden ser colectados y vendidos con el gas, pero esto no compensará la pérdida de ingresos resultante de la pérdida de crudo. Además de la pérdida de volumen, la evaporación de los ligeros deja al crudo tratado con una gravedad API más baja (menor calidad) que será vendido a un precio más bajo. Finalmente el calentamiento requiere una inversión adicional para el equipo de calentamiento y costos de operación para el combustible y el mantenimiento.

1.2.5.1.2 Métodos de calentamiento de emulsiones

El combustible usado para suministrar calor en las operaciones de tratamiento de crudo es prácticamente gas natural. Bajo ciertas condiciones especiales se puede utilizar petróleo.

Los calentadores son generalmente de dos tipos:

- Calentadores Directos: En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos

- Calentadores Indirectos: en estos el calor se transfiere de los tubos de gases calientes a la emulsión por medio de agua como medio de transferencia. La emulsión pasa a través de tubos sumergidos en un baño de agua caliente.

En general la cantidad de agua libre en la emulsión de crudo será un factor determinante en la escogencia del método a utilizar. Si el agua libre encontrada es del 1-2% se usara un calentador indirecto. Si el contenido de agua libre es suficiente para mantener un nivel alrededor del tubo de fuego, entonces se utilizara un calentador directo.

1.2.5.2 Tratamiento químico⁵

Algunas emulsiones se romperán fácilmente con el uso de calor sin necesidad de adicionar químicos, otras responderán al tratamiento químico sin calentamiento. Una combinación de las dos “ayudas” acelerara el proceso de rompimiento de la emulsión. Los aditivos químicos conocidos como la segunda “ayuda” son agentes

⁵ Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

especiales tensioactivos con polímeros de peso molecular relativamente alto. Estos químicos (desemulsificadores), una vez absorbidos en la interfaz agua-crudo pueden romper la película estabilizante y/o desplazar el agente estabilizante debido a la reducción de la tensión superficial en el interior de la película. En otras palabras cuando los desemulsificantes son agregados al crudo, ellos tienden a migrar a la interfaz agua-crudo y funcionan con el siguiente patrón: floculación, ruptura de la película, seguido por coalescencia. Entre más rápido alcance el desemulsificante la interfaz agua-crudo mejores resultados conseguirá.

1.2.5.2.1 Selección e inyección de químicos

El primer paso para la selección del químico apropiado para el tratamiento es probar una muestra representativa del crudo.

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm.

Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como **Pruebas de botella**, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

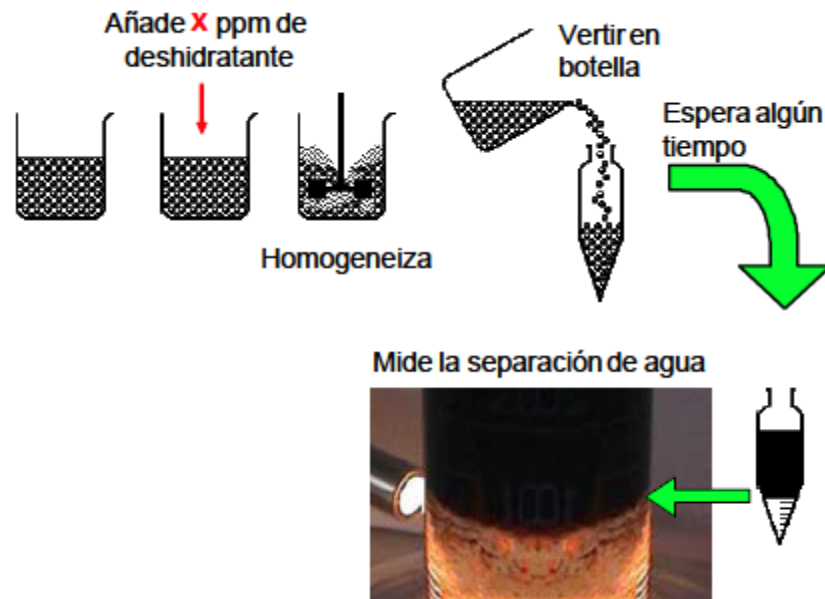
Las pruebas de botella ayudan a determinar cual química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la

menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

- Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la **figura 1** se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar 1/2 ó 2/3 del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

Figura 1 Esquema procedimiento prueba de botella



FUENTE Shirley MAFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo- Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

Desde un punto de vista práctico, la mayoría de los desemulsificantes de crudo son solubles en crudo en lugar de solubles en agua, porque se usan pequeñas cantidades en el tratamiento y para asegurar un correcto mezclado se recomienda diluir el químico con un solvente para tener un mayor volumen de solución a inyectar.

Los puntos de inyección de los desemulsificantes dependerán principalmente del tipo usado. Para el caso de desemulsificantes solubles en agua, la inyección se lleva a cabo después de que el agua libre haya sido removida; de lo contrario la mayoría del químico se perdería en el drenaje, se recomiendan tres puntos de inyección:

- Por encima del choke: donde se presenta una violenta agitación por la disminución de la presión de cabeza de pozo a la correspondiente al separador de gas-crudo. Se considera el punto ideal de inyección.
- Por encima de la válvula de control de nivel en el separador, donde se presenta agitación en la válvula por la disminución de la presión.
- Para el caso en que el sistema de tratamiento no incluya un separador gas-aceite, el punto de inyección es colocado a 200-250 ft del tratador de emulsión

Los químicos son aplicados e inyectados usando una pequeña bomba de desplazamiento de embolo. La bomba debe ser capaz de entregar pequeñas cantidades del desemulsificante a la línea del crudo. A condiciones normales de tratamiento 1L del químico es usado para cada 15-20 m³ de crudo (1 qt por 100 barriles de crudo). Es necesaria la dilución del químico con los solventes apropiados. Basados en el tipo de crudo la concentración requerida del químico varía entre 10 y 60 ppm. Los desemulsificadores químicos son compuestos orgánicos complejos con características tensioactivas. Una combinación de materiales no iónicos, cationicos y anionicos contribuyen a las propiedades tensioactivas. Algunos desemulsificadores son sulfonatos, esteres poliglicolicos, compuestos de poliaminas y muchos otros.

Es importante saber que una cantidad excesiva de químicos puede ser perjudicial y dañar el proceso, a esto se le llama sobretratamiento, además de adicionar costos de operación innecesarios, el tratamiento excesivo llevaría a lo que se conoce como “quemar la emulsión” (emulsión apretada o irrompible).

1.2.5.3 Ayuda eléctrica

Esta es la tercera ayuda del tratamiento de emulsiones en la deshidratación del crudo. Sin embargo debe tenerse en cuenta que el calentamiento y el tratamiento químico trabajan para romper la emulsión, mientras que el tratamiento eléctrico tiene como objetivo acelerar la coalescencia y por lo tanto el asentamiento. En otras palabras, la deshidratación eléctrica no rompe la emulsión eléctricamente.

Mirando los pasos involucrados en la deshidratación de crudo emulsificado (rompimiento de la emulsión, coalescencia de las gotas de agua, asentamiento y separación) y asumiendo que el primer y tercer paso son rápidos comparados con el segundo, se puede concluir que la coalescencia es el paso controlador, en otras palabras, la coalescencia que es una función del tiempo influencia el asentamiento. Consecuentemente en el diseño de los deshidratadores algunos medios deben ser implementados para reducir el tiempo de coalescencia y por lo tanto el de asentamiento. Algunos de estos medios son

- La instalación de un medio coalescente en la sección de asentamiento para acelerar la formación de las gotas de agua.
- Aplicación de fuerza centrífuga a la emulsión para promover la separación
- Aplicación de un campo eléctrico en la sección de asentamiento del tratador.

El principio de rompimiento de emulsiones agua-aceite utilizando una corriente eléctrica es conocido como separación electrostática. La ionización de estas emulsiones con la ayuda de un campo eléctrico fue introducida en 1930 para el desalado de crudo en las refinerías. Campos de alto voltaje (10000 a 15000 V) se utilizan para ayudar a la deshidratación de acuerdo a los siguientes pasos:

- La gota de agua está hecha de moléculas polares, porque el átomo de oxígeno tiene una terminación negativa y los átomos de hidrógeno tienen

cargas positivas. Estas fuerzas polares están magnetizadas y responden a un campo de fuerza eléctrico externo. Por eso se establece una atracción de dipolos entre las gotas de agua en la emulsión, llevando a la coalescencia y por lo tanto al asentamiento y la separación.

- Como resultado del campo de alto voltaje, las gotas de agua vibran rápidamente, causando que la película estabilizante se debilite y se rompa.
- La superficie de las gotas de agua se expande (sus formas cambian a las de elipsoides); así atraídas entre sí colisionan y coalescen.
- Al combinarse las gotas de agua, estas aumentan de tamaño hasta que se vuelven lo suficientemente pesadas para separarse por asentamiento al fondo del tratador.

Cuando se tiene dos partículas adyacentes, se presenta una fuerza de atracción mutua que debe ser de magnitud suficiente para que el chocar se rompa las películas que rodean las gotas, permitiendo así la coalescencia. Esta fuerza se define como:

donde:

$$F = \frac{K E^2 d^6}{S^4} \quad (2)$$

F = fuerza de atracción entre las gotas.

K = constante dieléctrica.

E = gradiente eléctrico.

d = diámetro de la partícula.

S = distancia entre las partículas (centro a centro).

Para aumentar la fuerza de atracción entre las partículas adyacentes, se debe:

- Aumentar el voltaje aplicado (controlado).
- Aumentar el diámetro de las partículas.
- Disminuir la distancia entre las partículas.

Se pueden utilizar los dos tipos de campos eléctricos. En un campo eléctrico de corriente continua, la polaridad permanece constante, permitiendo que las gotas de agua sean atraídas hacia el electrodo más cercano.

Cuando la gota hace contacto con el electrodo, esta se carga positiva o negativamente dependiendo de la carga que tenga este electrodo, y a la vez produciendo que la gota sea repelida y se desplace hacia el otro electrodo. Este movimiento continuo de una gran cantidad de gotas, y además de la atracción entre las gotas de carga opuesta, da lugar a un rápido incremento en la coalescencia. La velocidad con la que se moverá la gota depende también de la viscosidad de la fase continua. Con este tipo de corriente se logra obtener una gran eficiencia, mayor que con corriente alterna; pero no puede manejar grandes cantidades de agua de entrada o crudos de muy bajo grado API. Los equipos con esta configuración son menos costosos y de menor tamaño.

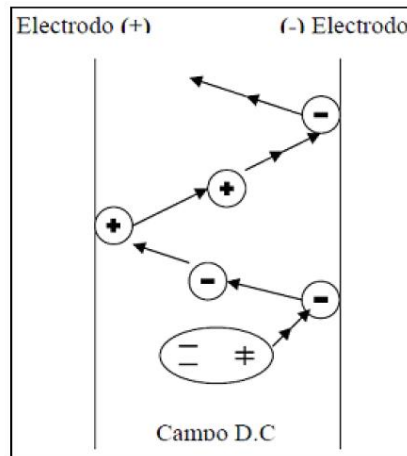
En la **figura 2** se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente, en un campo de corriente continua.

En el caso de corriente alterna, la polaridad cambia continuamente dependiendo de la frecuencia de la misma. En este tipo de campo eléctrico, las gotas de agua vibran cambiando su forma (**figura 3**), debido al cambio continuo de polaridad.

Este proceso se repite constantemente ocasionando que se rompa la película de agente emulsificante que rodea la gota y por lo tanto se de la coalescencia. Las gotas cargadas tenderán a oscilar en una posición media entre los electrodos.

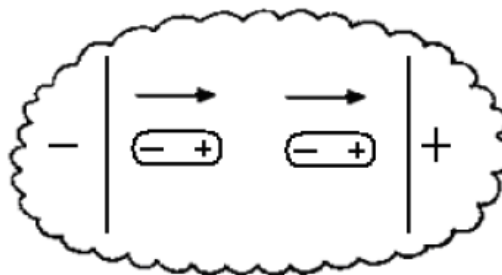
Este tipo de corriente provee: un excelente rompimiento de la emulsión, permite manejar grandes cantidades de agua de entrada, y una excelente operación con crudos de bajo grado API.

Figura 2 Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo- Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

Figura 3 movimiento de gotas en corriente alterna



Fuente: autores

1.3 DESALADO⁶

El proceso de eliminación de sales solubles en agua de una corriente de crudo es llamado desalado. La mayoría del crudo se produce con un poco de agua la cual normalmente contiene sales disueltas, principalmente cloruros de sodio, calcio y magnesio. La mayoría de esta sal producida es removida en el proceso de separación y tratamiento, sin embargo después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente con contenido de sal. Los tratamientos típicos anteriormente mencionados (adición de desemulsionante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0,2-1 % volumen.

La eliminación de la sal de petróleo crudo para alimentar las existencias de la refinería, ha sido y seguirá siendo un paso obligatorio. Esto es particularmente cierto si el contenido de sal es superior a 20 PTB (libras de sal. expresado como cloruro de sodio equivalente, por mil barriles de petróleo).

El lugar más económico para el proceso de desalado es por lo general en la refinería. Sin embargo, cuando se imponen los requisitos de comercialización o de transporte en la tubería, se necesita el uso de plantas de campo para procesar el aceite salado antes de su envío. Los principios involucrados son los mismos si la desalación se lleva a cabo en la refinería o en el campo. La sal en el petróleo crudo es, en la mayoría de los casos, encontrada disuelta en la salmuera remanente dentro del petróleo.

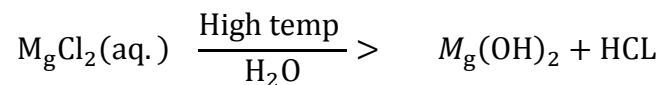
La salmuera remanente es esa parte del agua salada que no se puede reducir más por cualquiera de los métodos de deshidratación. Es comúnmente descrita

⁶ ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing

como sedimentos básicos y agua. (B.S. & W.). Se entiende que esta agua remanente existe en el petróleo crudo como una dispersión muy fina de gotas emulsionadas en la mayor parte del petróleo. Las sales minerales de esta salmuera consisten principalmente de cloruros de sodio, calcio y magnesio. La cantidad de sal en el petróleo crudo es una función de la cantidad de la salmuera que queda en el aceite W_R (% B.S. &W.) y de la salinidad S_R en partes por millón (ppm).

El método para reducir las PTB es mediante la reducción de agua remanente W_R que normalmente se conoce como el proceso de tratamiento de la deshidratación del petróleo. Que ya ha sido analizado. La otra alternativa de la reducción del PTB es reducir sustancialmente el contenido de sal disuelta en el agua remanente (concentración S_R). Esta práctica es la que se conoce como desalado.

El desalado del crudo puede eliminar o minimizar problemas derivados por la presencia de sales minerales en el petróleo. Estas sales suelen depositar a menudo cloruros en los equipos de transferencia de calor de la destilación y producir efectos de suciedad. Además, algunos cloruros se descomponen a altas temperaturas, formando ácido clorhídrico corrosivo:



La eliminación de estas sales tiene por objeto proporcionar un ciclo de operación económico en los procesos de refinación de petróleo. La reducción del contenido de sal a 5 PTB es factible. A pesar de este bajo contenido de sal, se ha informado de que el tratamiento de 25000 bbl/día de petróleo podría resultar una cantidad de HCL igual a 65lb/día.

1.3.1 Descripción del proceso

La mayor parte de la sal contenida en el petróleo crudo se disuelve en las pequeñas gotas de agua, dado que el agua es la que contiene la sal, la eliminación del agua elimina la sal del crudo. El contenido de sal en el agua se expresa en partes por millón (ppm) de cloruro de sodio equivalente, la salinidad puede variar desde 0 a más de 150000 ppm. El proceso desalado es necesario cuando la cantidad de sal contenida en el agua remanente después del tratamiento es mayor que la cantidad especificada.

Por ejemplo, supongamos que un tratador térmico se utiliza para la deshidratación y los rendimientos de aceite es de 0.5% agua, cada mil barriles de petróleo deshidratado incluye 5 barriles de agua. Además si supones que el agua tiene un contenido de sal bajo, digamos 10000 ppm NaCl, entonces cada barril de agua contiene aproximadamente 3.5 libras de sal entonces con 5 barriles de agua por cada 1000 barriles de aceite de petróleo, este contendría aproximadamente 17.5 PTB. Si el acuerdo de compra especifica 10 PTB o menos, un deshidratador más eficiente o un proceso de desalado es requerido.

En este ejemplo un tratador electrostático puede ser todo lo que se necesite para lograr una salida de aceite que contenga menos del 0.3% de agua. En este caso se asumió un bajo contenido de sal, si por lo contrario esta tuviera un alto contenido de sal 200000 ppm NaCl, habría aproximadamente 70 libras de sal por cada barril de agua (lb/bbl). En este caso, incluso la deshidratación al 0.1% deja 70 PTB, para alcanzar los 10 PTB requeridos se necesita realizar un proceso de desalado.

El proceso de desalado consiste en dos pasos, el primero de estos es la mezcla del agua fresca con el agua remanente producida, esto reduce la salinidad del agua producida por dilución de la sal. El segundo paso es la deshidratación, que es la extracción de agua del crudo. Con estos dos pasos se produce una menor salinidad en el agua residual en el aceite producido. El agua de dilución en la

desalación no tiene que ser fresca, cualquier cantidad de agua con un contenido de sal inferior a la del agua producida se puede utilizar.

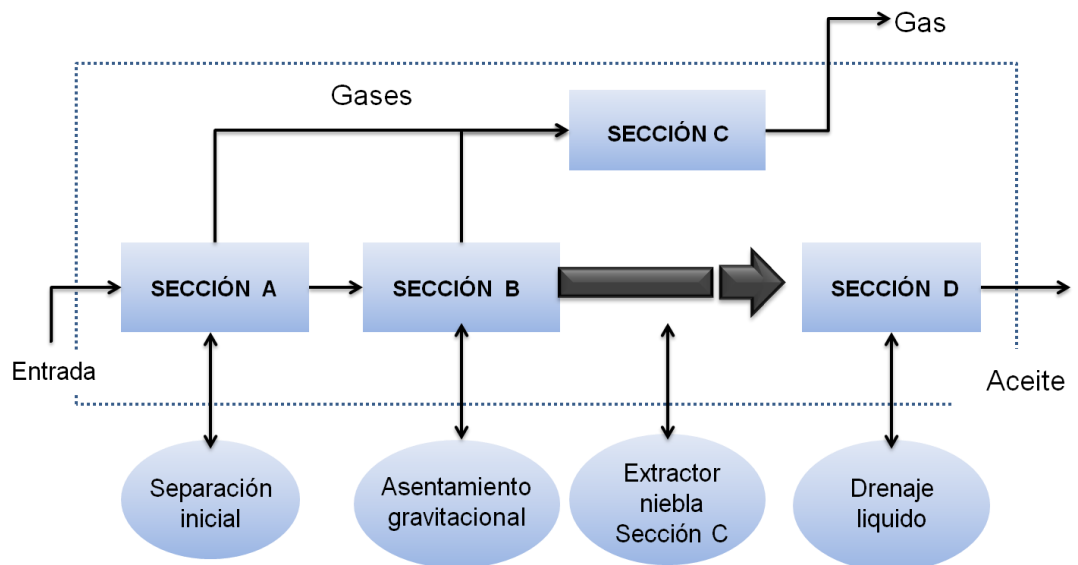
2 .EQUIPOS

2.1 COMPONENTES DE UN SEPARADOR GAS-ACEITE

Independientemente de su configuración, los separadores gas-aceite, usualmente consisten de cuatro secciones funcionales como se muestra en la **figura 4**.

1. Sección A: Separación inicial del volumen de gas y aceite tomo lugar en esta sección. La mezcla de líquido que entra llega a la entrada del desviador. Esto provoca un cambio repentino en el momento y, debido a la diferencia de gravedad produce la separación de la mayor parte de los gases del aceite. Luego, el gas fluye a través de la parte superior del separador y el aceite por la parte inferior.

Figura 4 Esquema de los principales componentes de un separador de gas-aceite



Fuente: ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

2. Sección B: El asentamiento gravitacional y la separación se lleva a cabo en esta sección del separador. Debido a la reducción sustancial de la velocidad del gas y la diferencia de densidad, gotas de aceite se asientan y son separadas del gas.

3. Sección C: Conocida como la sección de extracción de vapor, es capaz de eliminar las gotas más finas de aceite que no se asentaron en la sección de asentamiento por gravedad de la corriente de gas.

4. Sección D: esta se conoce como el sumidero de líquido o sección colectora de líquido. Su función principal es recoger el aceite y retenerlo por un tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio con el gas antes de que se descargue del separador

2.2 TIPO DE SEPARADORES⁷

2.2.1 Separadores bifásicos

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

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

2.2.1.1 Separadores horizontales.

En estos separadores (**figura 5**), el chorro de fluido entra y choca con el desviador de entrada causando un cambio brusco en la dirección lo que ocasiona un cambio

⁷ Diego Felipe GAMBOA GÓMEZ y Yuly Paola PEÑA SÁENZ. Determinación de Estándares Operativos para Separadores, 2007.

en el momento y una separación inicial de líquido, que se dirige hacia el fondo y el vapor hacia la cima. Los gases y el rocío del fluido suben para pasar por los laminarizadores. En los laminarizadores, las gotas del líquido se van acumulando hasta que eventualmente caen a la sección de acumulación líquidos. Estos también sirven para bajar la turbulencia presente en el gas que ha pasado. La sección de almacenamiento de líquido permite dar el tiempo de retención requerido para facilitar la salida del gas en solución y su desplazamiento al espacio de vapor.

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

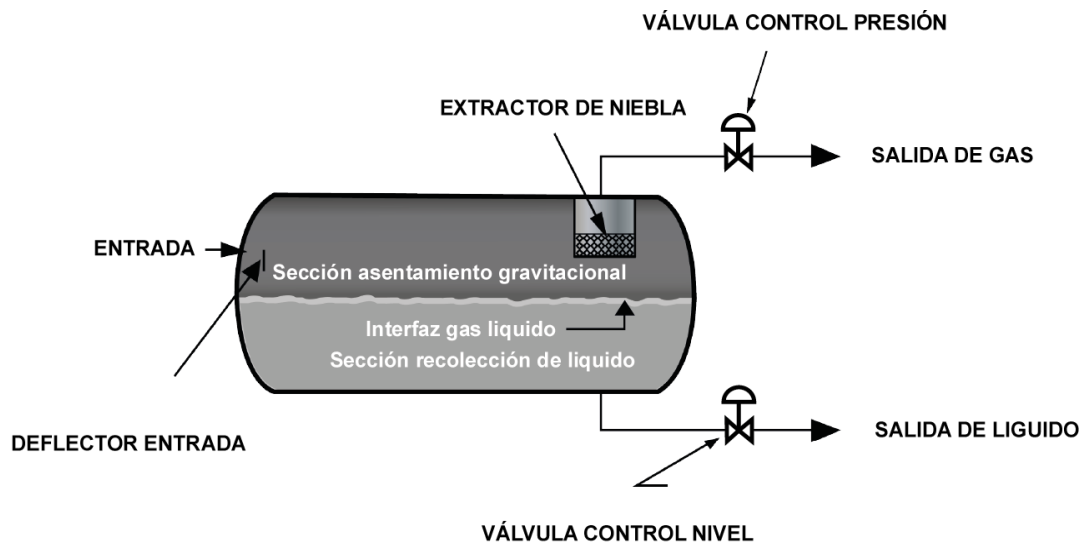
Como hay partículas pequeñas (mayores a 10 micras) que no pudieron removerse en la sección gravitatoria es necesario poner un extractor de niebla para removerlas. En la salida del gas un controlador abre o cierra la válvula de control de presión para mantener la presión deseada en el separador.

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

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

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

Figura 5 Esquema de un separador bifásico horizontal



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

Las aplicaciones para los separadores horizontales de gas y petróleo incluyen lo siguiente:

- Separación liquido/liquido en instalaciones con separador trifásico para obtener una separación agua-petróleo más eficiente.

- Separación del crudo espumante donde la mayor área de contacto gas-líquido del recipiente horizontal permitirá y/o causará un rompimiento más rápido de la espuma y una separación gas-líquido más eficiente.
- Instalaciones donde limitaciones de altura indican el uso de un recipiente horizontal debido a su forma.
- Fluido de pozo con una alta relación gas-petróleo.
- Pozos con tasa de flujo relativamente constante y con poco o ningún cabeceo o surgencia de líquido.
- Donde unidades portátiles son requeridas tanto para uso de prueba como producción.
- Donde unidades múltiples pueden ser apiladas para conservar espacio de planta.
- Aguas arriba de otro equipo de proceso en campo que no funciona apropiadamente con líquido entrampado en el gas.
- Aguas debajo de otro equipo de producción que permite o causa condensación de líquido o coalescencia.
- Donde la economía favorece al separador horizontal.

2.2.1.2 Separadores Verticales.

La **figura 6** muestra un separador vertical de dos fases. La entrada de fluido al separador está situada a un lado. Como en el separador horizontal el desviador de

entrada da una gran separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección del líquido del separador y sale de éste.

A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran a la sección de vapor. El controlador de nivel y la válvula de vaciar el líquido operan de la misma manera que en el separador horizontal.

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

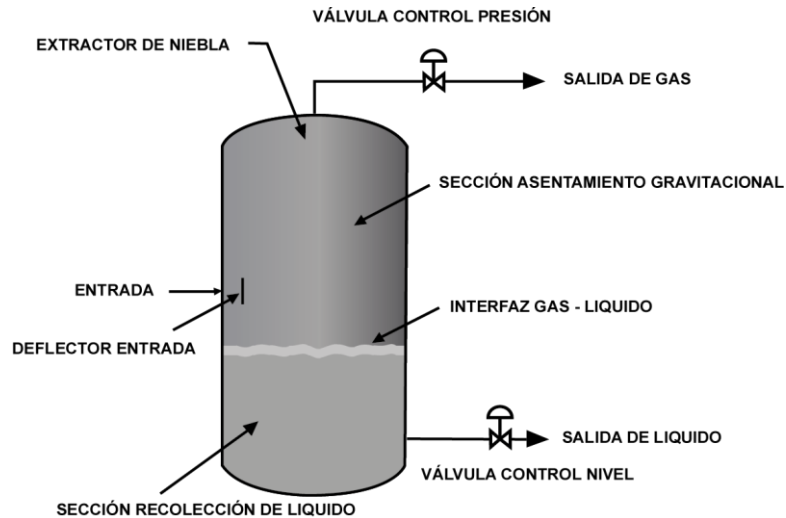
Son utilizados cuando la producción de arena y sedimento en la corriente del pozo es alta. El líquido en la sección acumuladora se lleva al centro de la tapa de fondo dirigiendo de esta manera los sólidos, los cuales se sacan por un drenaje ubicado en este sitio; por esto su limpieza es más sencilla.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

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

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

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

Figura 6 Esquema de un separador vertical



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

Las aplicaciones para los separadores verticales de gas y petróleo incluyen lo siguiente:

- Fluidos del pozo que tienen baja relación gas-líquido.
- Fluidos del pozo que contienen cantidades apreciables de arena, lodo, y sólidos similares finamente divididos.
- Instalaciones con limitaciones de espacio horizontal pero con pocas o ninguna limitación de altura, tales como plataformas de producción costafuera.

- Fluidos del pozo donde el volumen puede variar ampliamente e instantáneamente, tales como pozos de levantamiento por gas intermitente.
- Aguas debajo de otro equipo de producción que permite o causa condensación de líquido o coalescencia.
- Aguas arriba de otro equipo de proceso en campo que no funciona apropiadamente con líquido atrapado en el gas.
- Donde la economía favorece al separador vertical

2.2.1.3 Separadores Esféricos.

Un separador esférico típico es mostrado en la **figura 7**, en este se encuentran las mismas cuatro secciones de los separadores anteriores.

Este tipo de separador es muy eficiente en la separación de gas y manejo de líquidos en un área limitada. Sin embargo, cuando la corriente proveniente de los pozos contiene mucha arena, barro, componentes espumosos o se dan aumentos inesperados en el flujo, el uso de este tipo de separador no es eficiente.

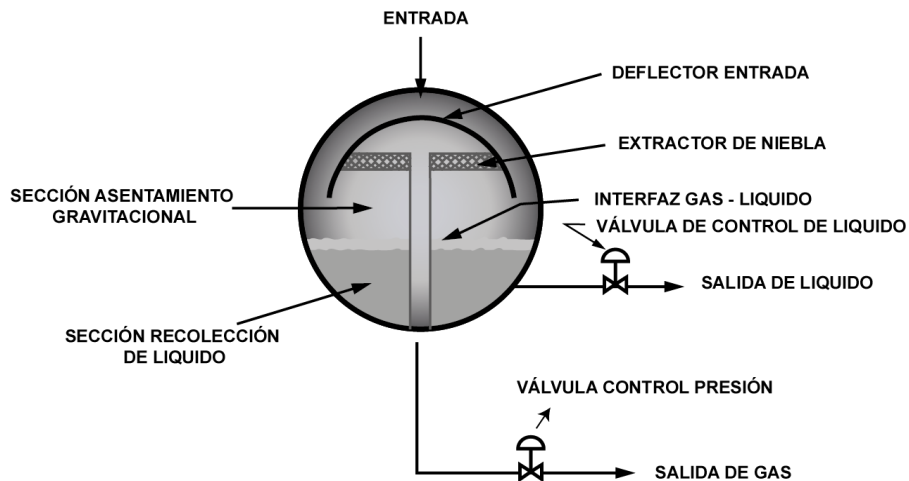
Estos separadores son eficientes para manejos de presión y exhiben dificultades en la fabricación. Ellos no son usualmente usados en las facilidades de superficie, por esta razón no serán discutidos a fondo.

La siguiente es una lista de las aplicaciones para los separadores esféricos de petróleo y gas.

- Fluidos del pozo con altas relaciones gas-petróleo, tasas de flujo constante, sin cabeceos ni baches.
- Instalaciones donde existe limitaciones de altura y espacio horizontal.

- Aguas debajo de unidades de procesos, tales como deshidratadores de glicol y endulzadores de gas, para depurar y recuperar los fluidos de procesos tales como la amina y el glicol.
- Instalaciones donde la economía favorece los separadores esféricos.
- Instalaciones que requieren un separador pequeño donde un hombre pueda transportar un separador esférico a la localización e instalarlo.
- Depurador para combustible y gas de proceso para uso de planta y o campo.

Figura 7 Esquema de un separador esférico



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

2.2.1.4 Separadores de dos barriles

El separador horizontal de dos tubos tiene un tubo superior y uno inferior los cuales están conectados por tuberías conocidas como tubos descendentes. El tubo

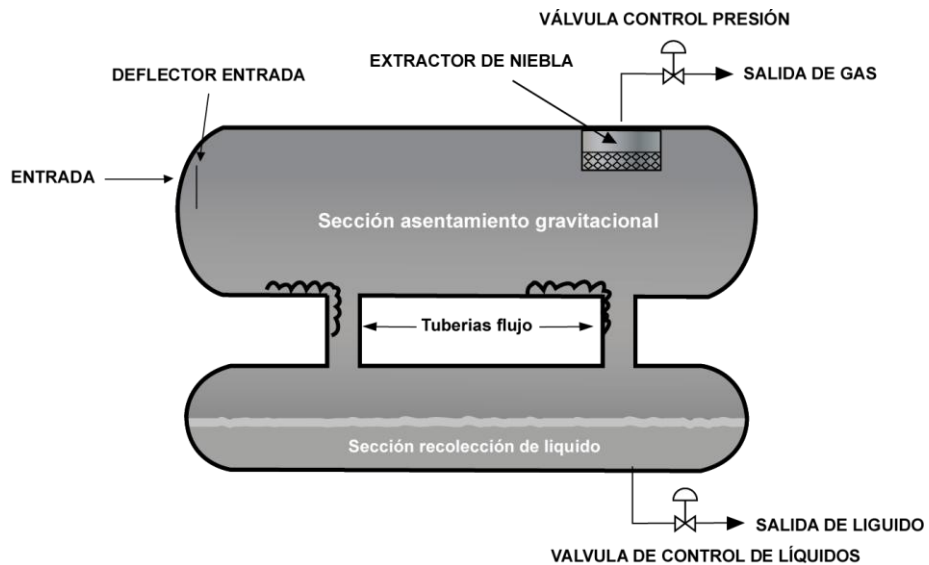
superior contiene la separación del gas. El tubo inferior contiene la sección de acumulación de líquidos.

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

La entrada del separador, al igual que los deflectores, los laminarizadores, y el extractor se encuentran en la sección de separación localizada en el tubo superior.

Arriba de éste, se podrá ver la válvula de escape o el disco de ruptura.

Figura 8 Esquema de un separador de dos barriles



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

2.2.1.5 Separadores centrífugos.

Separadores centrífugos o ciclónicos son diseñados para trabajar por fuerza centrífuga, estos dan resultados satisfactorios para grandes corrientes de gas,

estos no son comúnmente usados en operaciones de producción debido a que su diseño es muy sensible a cambios en la tasa de flujo, y requiere una mayor presión de operación que los anteriores separadores mencionados.

2.2.2 Separadores trifásicos

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

Al dejarse en reposo durante un lapso de tiempo la mezcla formada entre el aceite y el agua permite que una cantidad considerable de agua se asiente en el fondo de un recipiente, el crecimiento inicial de la columna de agua es rápido y va disminuyendo con el tiempo, después de un período de 3 a 30 minutos, el cambio en la altura del agua permanece prácticamente constante. La fracción de agua obtenida por efecto de la separación gravitacional se llama agua libre.

Es recomendable separar el agua libre contenida antes de iniciar el tratamiento del aceite remanente de las capas emulsionadas, recipientes presurizados diseñados para separar o remover el agua libre de una mezcla de crudo y agua son llamadas separadores trifásicos o “Free Water Knockout tanks” y se usan para separar o remover cualquier cantidad de agua libre que se pueda presentar. El término separador de tres fases es utilizado cuando se espera separar una gran cantidad de gas del líquido, en este caso las dimensiones del recipiente están determinadas por las ecuaciones de la capacidad de gas que se discutirán más adelante. La expresión “Free Water Knockout” o FWKO es empleada cuando la cantidad de gas

a remover es muy pequeña en comparación con la cantidad de agua y crudo, en este caso las dimensiones de la vasija están determinadas por las ecuaciones de separación de agua-crudo.

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

2.2.2.1 Separador Trifásico Horizontal

La **figura 9** es un esquema típico de un separador horizontal convencional. A diferencia de los separadores bifásicos este tipo de separadores (sean verticales u horizontales) manejan en su sección de líquido dos líquidos inmiscibles, por esta razón se diseña de forma tal que pueda separar los dos fluidos, que pueda controlar el nivel de estos en el compartimiento y con salidas separadas para el agua y el aceite.

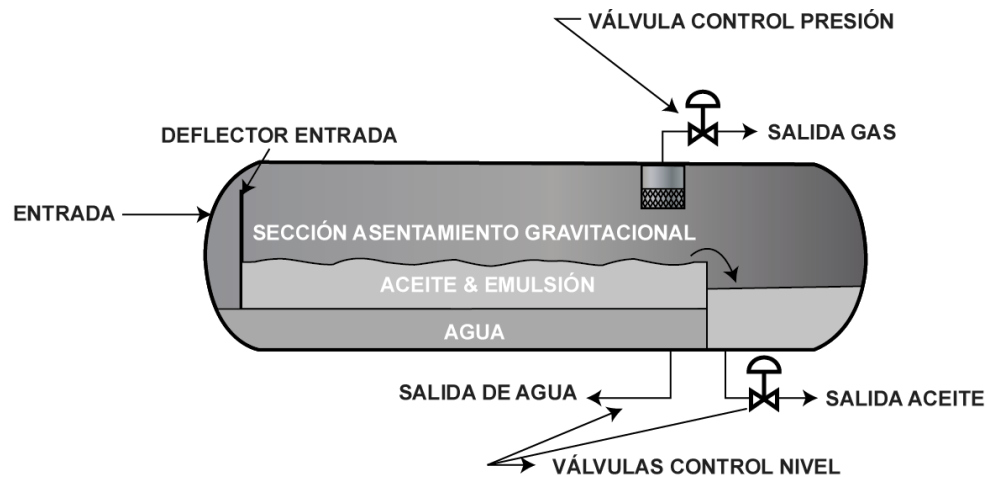
La secuencia del proceso en un separador trifásico convencional horizontal es la siguiente:

- El caudal proveniente del pozo productor entra al recipiente y choca con el desviador de flujo, donde se produce la separación primaria gas-líquido. El desviador de flujo tiene un arreglo especial “downcomer” que es un tubo a contracorriente que lleva el líquido separado por debajo de la interfase aceite-agua, esto ocasiona que la mezcla entrante de agua-aceite se mezcle con la fase continua de agua en el fondo del separador y que ascienda a través de la interfase agua-aceite. Este proceso llamado “lavado del agua” promueve la coalescencia de las gotas de agua que están contenidas en la fase continua del aceite. El desviador de flujo asegura que

las pequeñas gotas de gas no sean arrastradas con el líquido y el lavado del agua asegura que el líquido no va a caer en el tope de la interfase gas-aceite o aceite-agua, mezclando el líquido contenido en el separador haciendo más difícil el control de la interfase agua-aceite.

- El líquido pasa a la sección de acumulación de líquido del recipiente, aquí debe tener suficiente tiempo de residencia para que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite. El aceite limpio se localiza en la parte superior, mientras que el agua libre se precipita al fondo del recipiente. En esta sección se localiza una compuerta que mantiene el nivel de líquido del recipiente, mientras que el nivel de agua es mantenido por el control de nivel tipo interfase y por la válvula de descarga de agua.

Figura 9 Esquema de un separador trifásico horizontal



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

- El aceite limpio se recolecta en la cámara de aceite, donde su nivel se mantiene mediante un control de nivel mecánico convencional y la válvula de descarga de aceite.

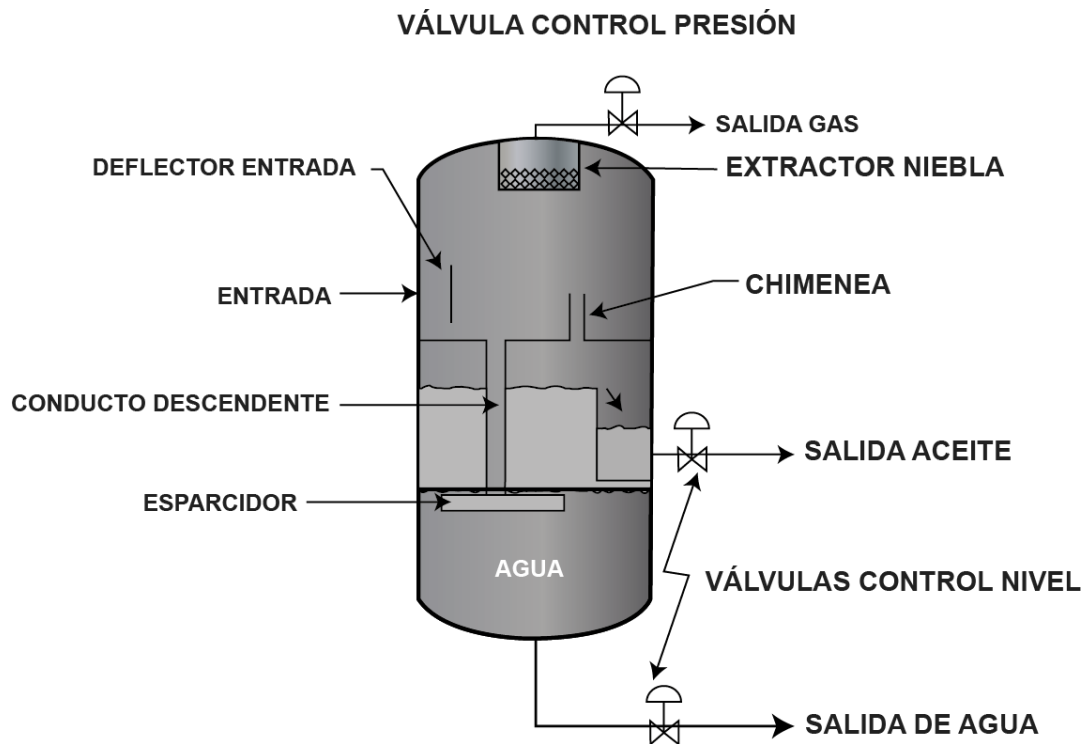
- El controlador del nivel de la interfase aceite-agua funciona mediante un sensor que infiere el peso de la interfase, el sensor envía una señal a la válvula de descarga de agua, permitiendo la salida adecuada de agua, de tal forma que la interfase agua-aceite o colchón de aceite, ho, se mantenga a la altura de diseño.
- El gas fluye horizontalmente hasta el extractor de niebla y la válvula de control de presión mantiene constante la presión del separador.
- Las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas se precipitan en forma perpendicular a la dirección del caudal de gas.
- El nivel de interfase gas-aceite puede variar desde la mitad del diámetro (50%) hasta el 75% del diámetro del recipiente, dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido.

La configuración más utilizada es la del 50%. Los controles de interfase instalados en este tipo de separadores son aplicables generalmente a crudo livianos o semilivianos, donde no se presentan problemas de emulsión o de parafina, ya que estos problemas interfieren en la definición de la interfase agua-aceite. Además este tipo de controladores tienen la ventaja de ajustarse fácilmente a las variaciones inesperadas de gravedades específicas o a las tasas de fluido.

2.2.2.2 Separador Trifásico Vertical.

Usualmente se opta por un separador vertical cuando la relación gas líquido es muy alta o el volumen total de gas es muy bajo. En este tipo de separadores la capacidad para manejar baches de líquido se puede mejorar aumentando la altura de la vasija. La **figura 10** muestra la configuración típica de un separador trifásico vertical.

Figura 10 Esquema de un separador trifásico vertical



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

La secuencia del proceso en este separador es la siguiente:

- Como en el separador bifásico el flujo entra al recipiente por la parte lateral superior y choca con el desviador de flujo donde se efectúa la separación primaria líquido-gas. Un conducto descendente es requerido para llevar el líquido a través de la interfase aceite-agua para no interrumpir la separación agua-aceite.

- Se requiere una chimenea para igualar la presión del gas entre la sección inferior y la sección de gas.
- El distribuidor de caudal ubicado al final del tubo bajante llega hasta un poco por debajo de la interfase aceite-agua. Desde este punto el aceite libera el agua libre contenida dentro de él, fluyendo en contracorriente al aceite; de igual forma las gotas de aceite arrastradas al fondo del separador por el agua ascienden en dirección contraria al agua.
- Cuando se espera producción de arena es aconsejable instalar un fondo cónico, cuyo ángulo debe estar entre 45° y 60° , pues la arena producida tiene tendencia a pegarse al acero a 45° . El cono que se instala puede ser parte integral del separador, es decir, estar sometido a la presión de operación del separador, o por razones estructurales estar instalado al interior del separador; en este caso se debe instalar una línea reguladora de gas para asegurar que el gas que se concentre en el cono se encuentra equilibrado en presión con la zona de gas.

2.2.3 Separadores horizontales vs separadores verticales

Los separadores horizontales son más pequeños y menos costosos que los separadores verticales para una capacidad de gas dada. En la sección de asentamiento gravitacional de un recipiente horizontal las gotas de líquido caen perpendiculares al flujo de gas así se asientan con mayor facilidad de la fase continua de gas. Además dado que el área de la interfase es mayor en un separador horizontal que en uno vertical, es más fácil para las burbujas de gas que estaban en solución alcanzar el espacio de vapor mientras el líquido se aproxima al equilibrio. También el separador horizontal ofrece una mayor capacidad de líquido y se adaptan mejor para la separación líquido-líquido y crudos espumosos.

Por lo tanto para un proceso de separación gas-liquido sería preferible un separador horizontal. Sin embargo estos tienen los siguientes inconvenientes que podrían ocasionar que se escogiera un separador vertical en ciertas situaciones:

- Los separadores horizontales no son tan buenos como los verticales para el manejo de sólidos.
- Los equipos horizontales requieren de un mayor espacio para realizar la misma separación que un equipo vertical, si bien esto no puede ser de importancia en locaciones terrestres, podría ser muy importante costa fuera.
- Los equipos horizontales más pequeños tienen menos capacidad de controlar el nivel de los líquidos que los equipos verticales para la misma tasa de flujo, para un cambio dado en la elevación de la superficie del líquido, ahí típicamente un mayor incremento en el volumen del líquido para un separador horizontal que para uno vertical dimensionado para la misma tasa de flujo. Sin embargo la geometría de un equipo horizontal causa que cualquier dispositivo de cierre de nivel sea ubicado cerca al nivel de operación normal, en un equipo vertical el cierre podría estar ubicado mucho más arriba, permitiendo al controlador de nivel y a la válvula de desecho más tiempo para reaccionar al cambio de nivel. Además, el cambio de nivel en un equipo horizontal podría crear olas internas que podrían activar un sensor de alto nivel (sophisticado).

Los equipos verticales también poseen algunos inconvenientes que no están relacionados con el proceso y deben ser considerados a la hora de tomar una decisión en la selección. Estos son:

- La válvula de alivio y algunos de los controles pueden ser difícil acceso sin plataformas o escaleras especiales.

En general, los equipos horizontales son los más económicos para una separación normal de gas-aceite, en particular cuando se pueden presentar problemas con las emulsiones, espumas o altas relaciones de gas-aceite. Los separadores verticales trabajan mejor en aplicaciones de bajo GOR, pero sin embargo también son usados en altos GOR, como depuradores donde solo se remueve nieblas de líquido del gas. Estas características de cada tipo de separador son tanto validas para separadores bifásicos como trifásicos.

2.3 EQUIPOS DESHIDRATACIÓN ⁸

2.3.1 Separadores gravitacionales

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gunbarrels” y eliminadores de agua libre (EAL ó “Free Water Knock-out FWKO”). Los eliminadores de agua libre (FWKO) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos, **figura 11**. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

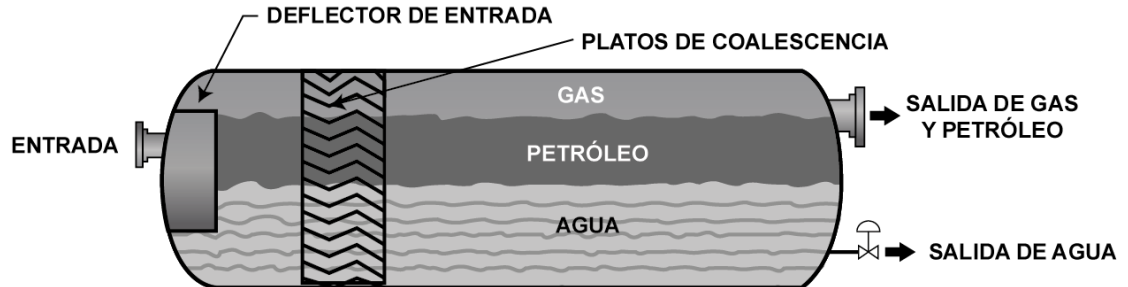
Los eliminadores de agua libre (FWKO), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

Otro sistema que es importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gunbarrels” **figura 12**.

Los tanques Gunbarrel son tanques verticales de bastante diámetro que operan principalmente a presión atmosférica

⁸ ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

Figura 11 Esquema de un Free water knock-out (FWKO)



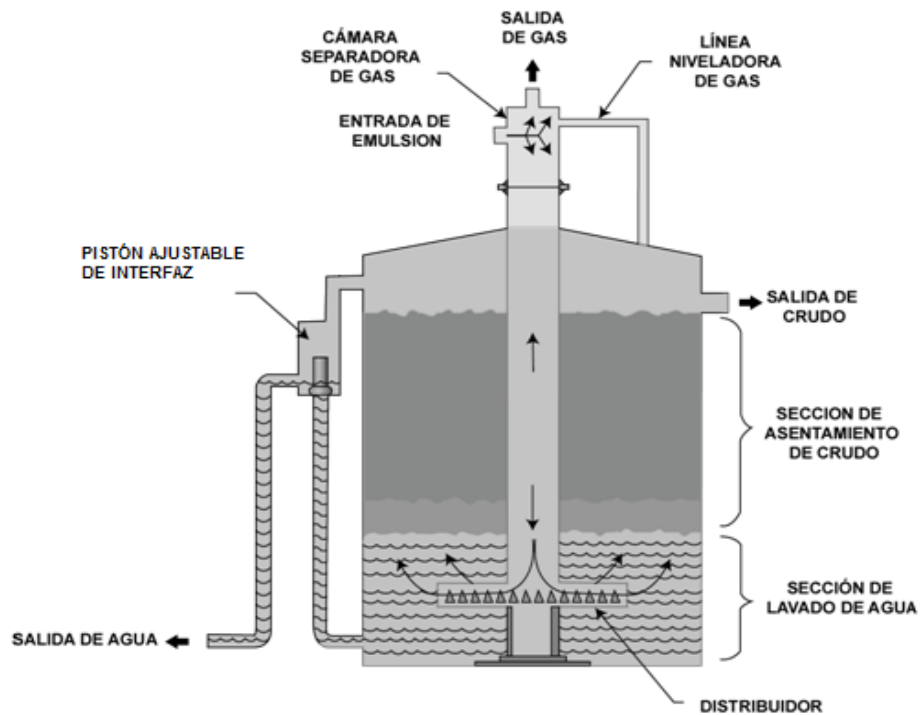
Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

Se utilizan generalmente para campos pequeños donde los requerimientos de calentamiento sean mínimos o inexistentes para la separación de la emulsión. Cuando se requiere calentamiento la forma más común es la de precalentar la corriente de crudo y emulsión antes de que entre al tanque. Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

Figura 12 Esquema de un gunbarrel



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

2.3.2 Tratadores térmicos

Los tratadores térmicos son una mejora sobre los sistemas de calentamiento y los gunbarrels. Se ofrecen muchos diseños para manejar varias condiciones tales

como, viscosidad, gravedades del crudo, tasas de flujo bajas y altas, corrosión y clima frío. Cuando se comparan con los gunbarrels, los tratadores térmicos son inicialmente menos costosos, ofrecen bajos costos de instalación, proveen gran eficiencia con el calor, proveen mayor flexibilidad y experimentan una mayor eficiencia general. Por otro lado, son más complicados de manejar, proveen menos espacio para almacenar sedimentos básicos y son más sensibles a los químicos.

Desde que los tratadores térmicos son más pequeños que otros recipientes tratadores, sus tiempos de retención son mínimos (10-30 minutos) cuando se comparan con los gunbarrels.

La corrosión interna del conducto descendente es un problema común. El aumento de sedimentos en las paredes o el fondo del tratador pueden causar que el nivel de la interfase aumente y que el líquido transporte aceite a la salida del tratador con agua salada. Se deben realizar inspecciones semestrales que incluya inspección por corrosión, aumento de sedimentos e incrustaciones

2.3.2.1 Tratadores térmicos verticales

Los tratadores más comunes para un solo pozo son los tratadores verticales como el que se muestra en la **figura13**. El tratador térmico vertical consta de cuatro secciones principales: separación de gas, FWKO, calentamiento y lavado de agua, sección de coalescencia-asentamiento.

Los fluidos que llegan entran a la parte superior del tratador a la sección de separación de gas, donde este se separa del líquido y sale a través de la línea de gas. Se debe tener cuidado al dimensionar esta sección para que tenga las dimensiones adecuadas para separar al gas de la corriente de flujo entrante. Si el tratador está ubicado después de un separador, la sección de separación de gas puede ser muy pequeña. Esta sección debe tener un desviador de entrada y un extractor de niebla.

El líquido fluye a través de un conducto descendente a la base del tratador que sirve como una sección de FWKO. Si el tratador está localizado después de un FWKO o de un separador de tres fases, la sección de fondo puede ser muy pequeña. Si se va a tratar la corriente total del pozo, esta sección debe ser dimensionada para un tiempo de retención de entre 3 y 5 minutos que permita que el agua libre se asiente. Esto minimizará la cantidad de combustible requerido para calentar la corriente de líquido que se eleva a través de la sección de calentamiento. El tubo descendente debe terminar ligeramente por debajo de la interfaz agua-aceite para que el aceite que está siendo tratado pueda ser lavado por agua. Esto ayudará en la coalescencia de las gotas de agua en el crudo.

El crudo y la emulsión suben a través de la sección de calentamiento y lavado de agua, donde el fluido es calentado, generalmente se utiliza un tubo de fuego para calentar la emulsión. Después que el aceite y la emulsión son calentados, entran a la sección de coalescencia, donde se provee suficiente tiempo de retención para permitir a las pequeñas gotas de agua en la fase continua del aceite que coalescan y se asienten hacia el fondo. Algunas veces se instalan baffles en la sección de coalescencia para tratar emulsiones difíciles. Estos causan que el aceite y la emulsión sigan un camino de ida y vuelta a través del tratador. El calentamiento causa que más gas se separe del aceite que el capturado en la cabeza de condensación. El aceite tratado fluye hacia afuera por la salida de crudo en el tope de la sección de coalescencia y a través del intercambiador de calor de la oil leg, donde una válvula controla el flujo. El aceite limpio calentado precalienta la emulsión entrante más fría en el intercambiador de calor de la oil leg. El agua separada fluye hacia fuera a través de la water leg, donde una válvula de control maneja el flujo al sistema de tratamiento de agua.

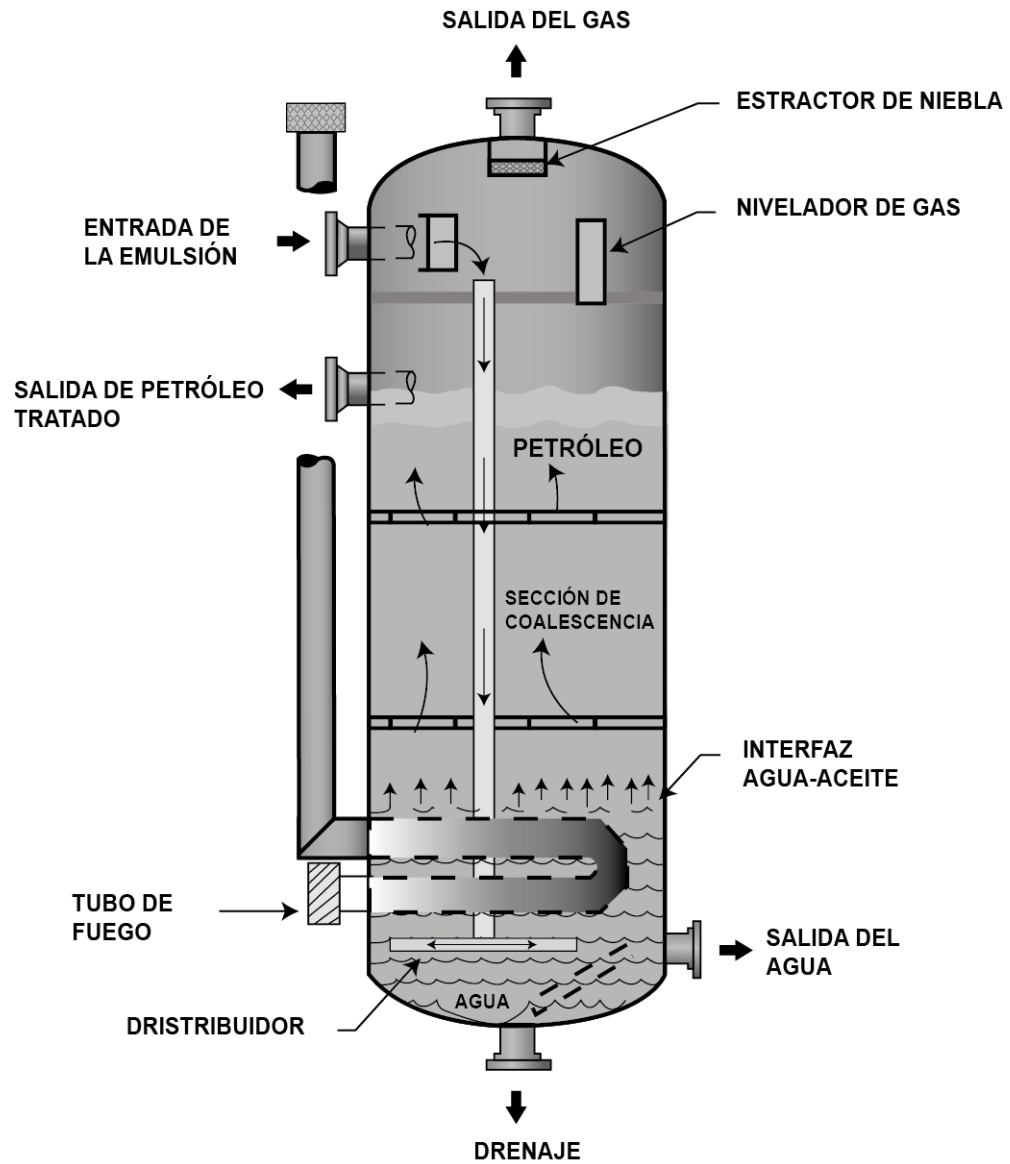
Cualquier gas flasheado del aceite debido al calentamiento es capturado en la cabeza de condensación. Cualquier gas que no se condense fluye a través de una línea de equalización a la sección de separación de gas.

Un extractor de niebla tipo veleta remueve la niebla liquida antes de que el gas abandone el tratador. El gas liberado cuando el aceite es calentado puede crear un problema en el tratador si no es diseñado adecuadamente. En los tratadores térmicos verticales el gas sube a través de la sección de coalescencia. Si una gran cantidad de gas es liberada, puede crear suficiente turbulencia y perturbación para inhibir la coalescencia. Igualmente importante es el hecho que pequeñas burbujas de gas tienen una atracción por los materiales con superficies activas y por lo tanto, las gotas de agua. Además, ellas tienden a mantener las gotas de agua e impedir su asentamiento e incluso pueden llevarlas a la salida del aceite.

El nivel de aceite es mantenido por unas válvulas neumáticas y la interfaz agua-aceite es controlada por un controlador de nivel de interfaces o por una water leg externa ajustable.

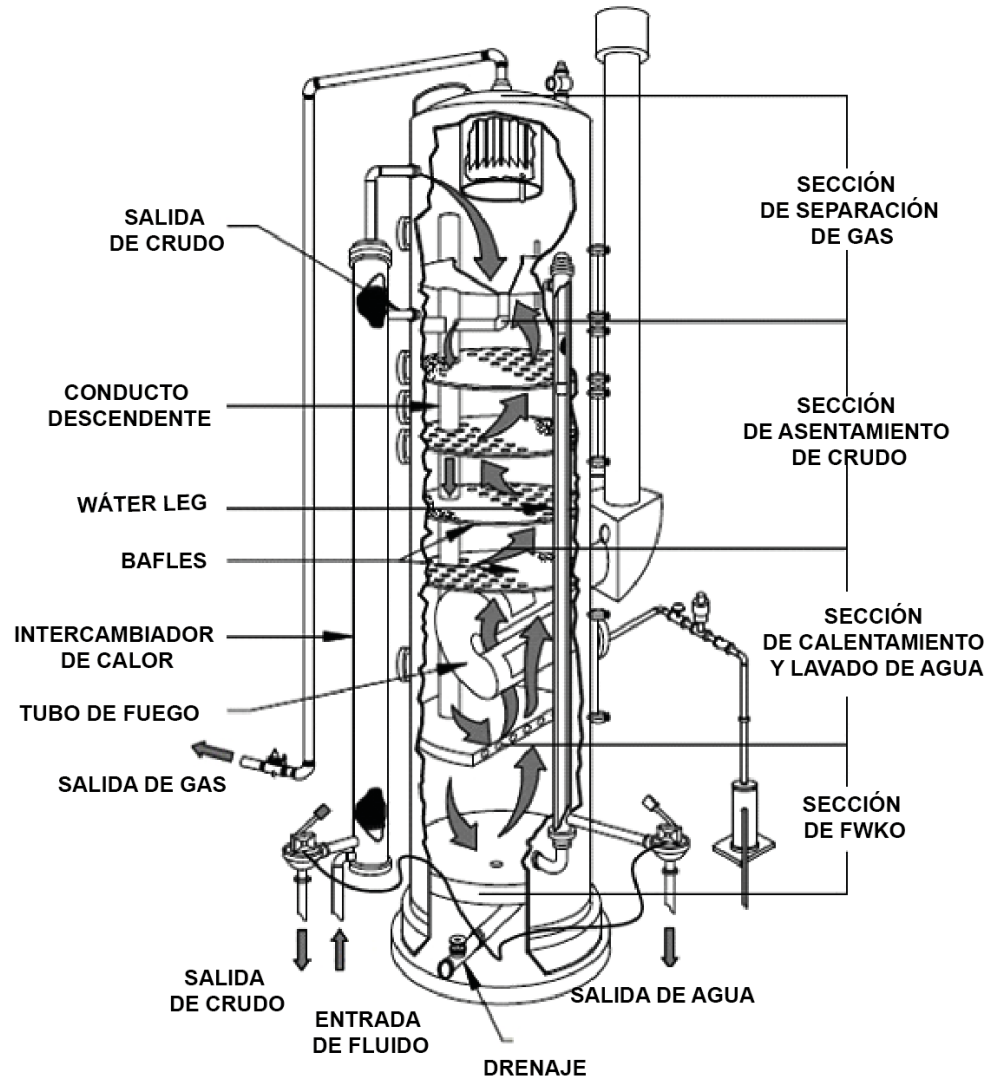
Los tratadores térmicos verticales están disponibles en 20 y 27 ft de altura. Estas alturas proveen suficiente presión estática para prevenir la vaporización del aceite. El diseño detallado del tratador, incluyendo los diseños internos, debe ser responsabilidad del proveedor de los equipo.

Figura 13 Tratador térmico vertical simplificado



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

Figura 14 Tratador térmico vertical



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

2.3.2.2 Tratadores térmicos horizontales

Para la mayoría de las Corrientes multipozo, se requieren normalmente tratadores térmicos horizontales. En la **figura 15** se ve un esquema simplificado de un tratador térmico horizontal. Los detalles de diseño pueden variar de un fabricante a otro, pero los principios son los mismos. Este tratador consta de tres secciones principales: la frontal (calentamiento y lavado de agua), la central (control de nivel), y la sección de coalescencia.

Los fluidos que llegan entran a la sección frontal (calentamiento y lavado de agua) a través de la entrada de fluidos y bajan sobre la capa deflectora donde el gas es flasheado y removido. Los materiales más pesados (agua y sólidos) fluyen al fondo mientras que los materiales más livianos (gas y aceite) fluyen hacia el tope.

El gas libre escapa y pasa a través del aro ecualizador de gas hacia la salida de gas. El aceite, la emulsión y el agua libre pasan alrededor de la capa deflectora hacia el rociador localizado ligeramente debajo de la interfaz agua-aceite, donde el líquido es lavado con agua, y el agua libre es separada. Para crudos con bajo contenido de gas, se puede requerir un gas de cubierta para mantener la presión del gas. El aceite y la emulsión son calentados mientras suben pasando los tubos de fuego y son llevados a la cámara de control de nivel.

Como el agua libre se separa de los fluidos entrantes en la sección frontal, el nivel de agua se eleva. Si el agua no es removida, continuara subiendo hasta que desplace toda la emulsión comience a derramarse sobre la presa hacia la cámara de control de nivel. Por otro lado, si el nivel de agua fuera muy bajo, la sección frontal no sería capaz de lavar con agua el aceite y la emulsión entrantes, lo que reduciría la eficiencia del tratador. Por lo tanto, es importante controlar eficazmente la interfaz agua-aceite en la sección frontal. Esta interfaz es controlada ya sea por un controlador de nivel de interfaz, que opera una válvula de salida para el agua libre, o una sonda de resistencia. Si la válvula de salida del

agua se mantiene abierta, todo el crudo y el agua saldrán, dejando expuestos el tubo de fuego o la fuente de calor. Se requiere un sensor de seguridad de cierre de bajo nivel en la parte superior de la sección frontal. Este sensor asegura que el líquido siempre este por encima del tubo de fuego.

Si la válvula de salida de agua presenta un mal funcionamiento o falla al abrirse, el líquido que rodea al tubo de fuego caerá, y el calor generado por el tubo de fuego no será absorbido, provocando un posible daño por sobrecalentamiento.

Además si el nivel por encima del tubo de fuego cae, el sensor de seguridad de cierre de bajo nivel envía una señal que cierra la válvula de combustible que alimenta al tubo de fuego. También es importante controlar la temperatura del fluido en la sección frontal. Por lo tanto se requiere un controlador de temperatura que maneje el combustible que irá al quemador o a la fuente de calentamiento en la parte superior de la sección de calentamiento-lavado de agua.

Un controlador de nivel en la sección de control de nivel maneja la válvula de salida del aceite limpio para su línea de salida. Esta válvula regula el flujo de aceite fuera del recipiente, lo que mantiene el líquido en una condición comprimida. Cuando la válvula de salida del aceite limpio se abre, la presión del gas en la sección de control de nivel fuerza a la emulsión a fluir a través del rociador y empuja la salida del aceite limpio a través de un colector. Cuando la válvula de salida del aceite se cierra, el flujo de la emulsión hacia la sección de coalescencia-asentamiento se detiene y se previene la entrada de gas a esta sección.

El aceite y la emulsión fluyen a través de un rociador a la parte posterior de la sección de coalescencia del recipiente, que está llena de fluidos. El rociador distribuye el flujo homogéneamente a través de la longitud de esta sección. Al ser más liviano que la emulsión y el agua, el aceite tratado sube hacia el colector de

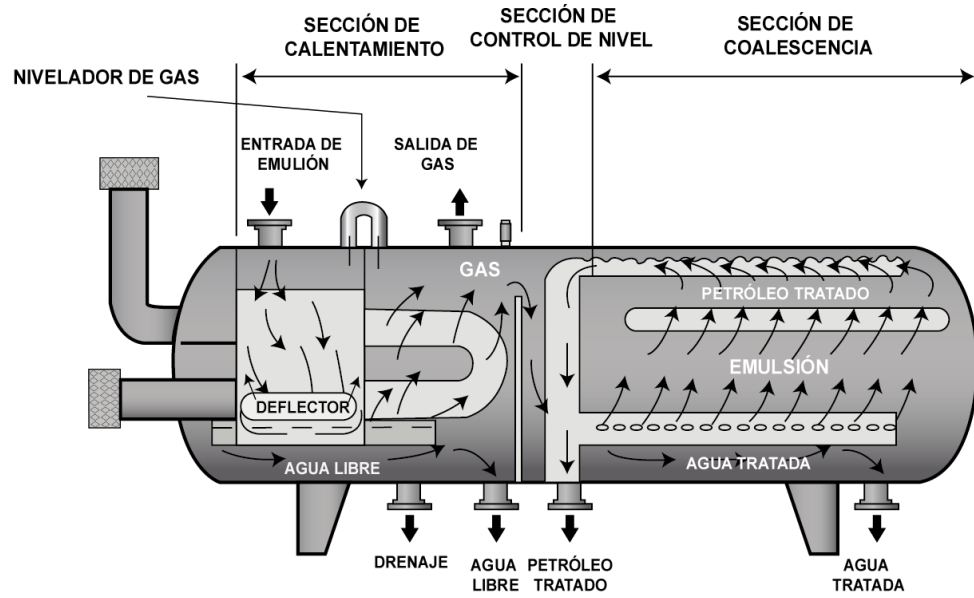
aceite limpio, donde es recogido y pasa el tratador a través de la salida de aceite limpio. El colector es dimensionado para mantener un flujo vertical uniforme del aceite. Las gotas coalescentes de agua caen a contracorriente de la fase continua de aceite que sube.

La sección frontal (calentamiento y lavado de agua) debe ser dimensionada para manejar el asentamiento del agua libre y el calentamiento del aceite. La sección de coalescencia debe ser dimensionada para proveer un tiempo de retención adecuado para que ocurra la coalescencia de las gotas de agua y su asentamiento hacia abajo a contracorriente del flujo ascendente del aceite.

La mayoría de los tratadores térmicos construidos hoy en día no utilizan tubos de fuego. El calor es añadido a la emulsión en un intercambiador de calor antes de que la emulsión entre al tratador. En estos casos la sección de entrada del tratador puede ser mucho más pequeña porque su propósito principal será desgasificar la emulsión antes que fluya hacia la sección coalescente.

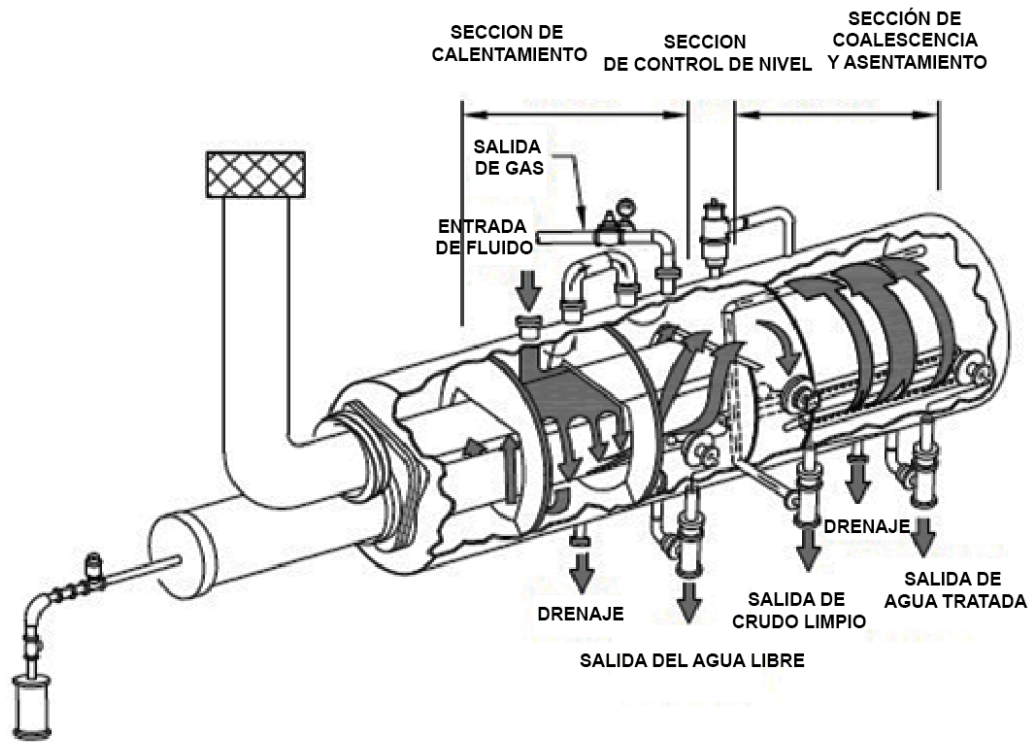
Algunos tratadores térmicos son diseñados únicamente con la sección de coalescencia. En estos casos la corriente de entrada es bombeada a través de un intercambiador de calor a un tratador que opera a una presión lo suficientemente alta para mantener el aceite por encima de su punto de burbuja. Además el gas no aparecerá en la sección coalescente del tratador

Figura 15 Tratador térmico horizontal simplificado



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

Figura 16 Tratador térmico horizontal

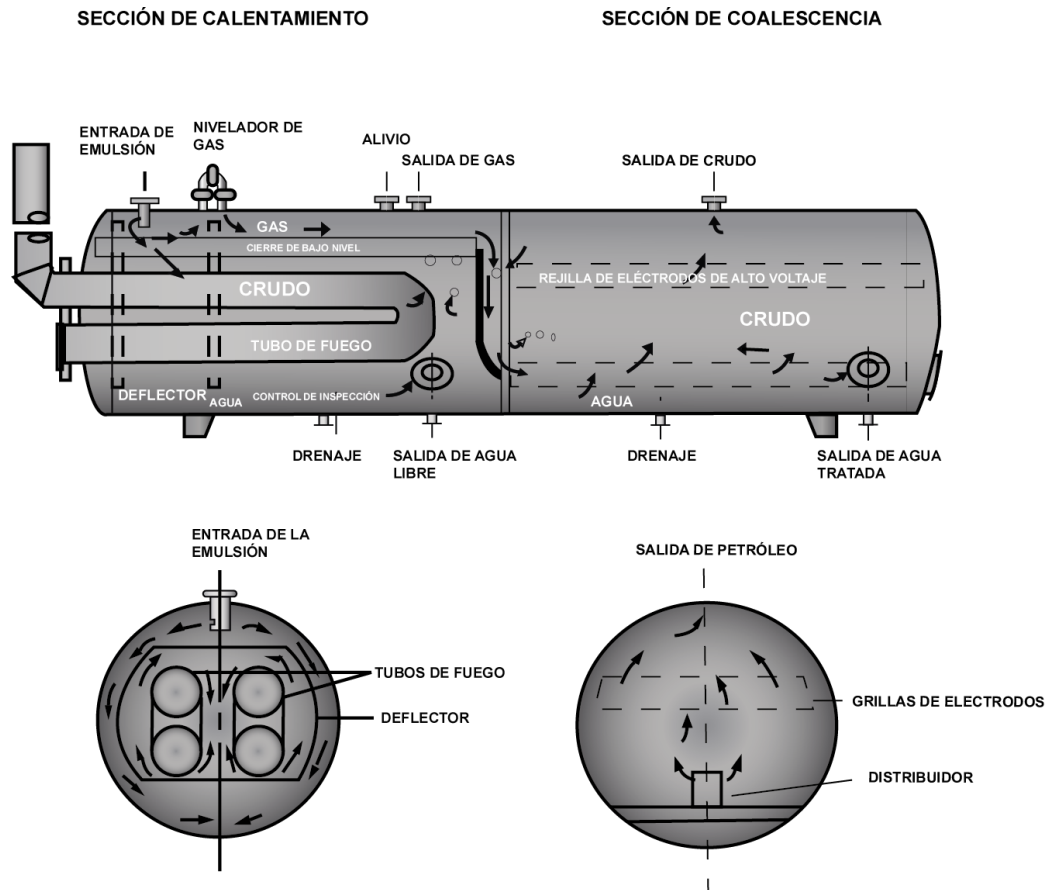


Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

2.3.3 Tratadores termoelectrostáticos

Algunos tratadores térmicos horizontales adicionan una malla electrostática en su sección de coalescencia. La **Figura 17** ilustra una versión simplificada de un tratador termoelectrostático horizontal. En este tratador el camino del flujo es básicamente el mismo que en un tratador térmico horizontal excepto por la malla electrostática en la sección de coalescencia-asentamiento, la cual ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua.

Figura 17 versión simplificada de un tratador electrostático



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

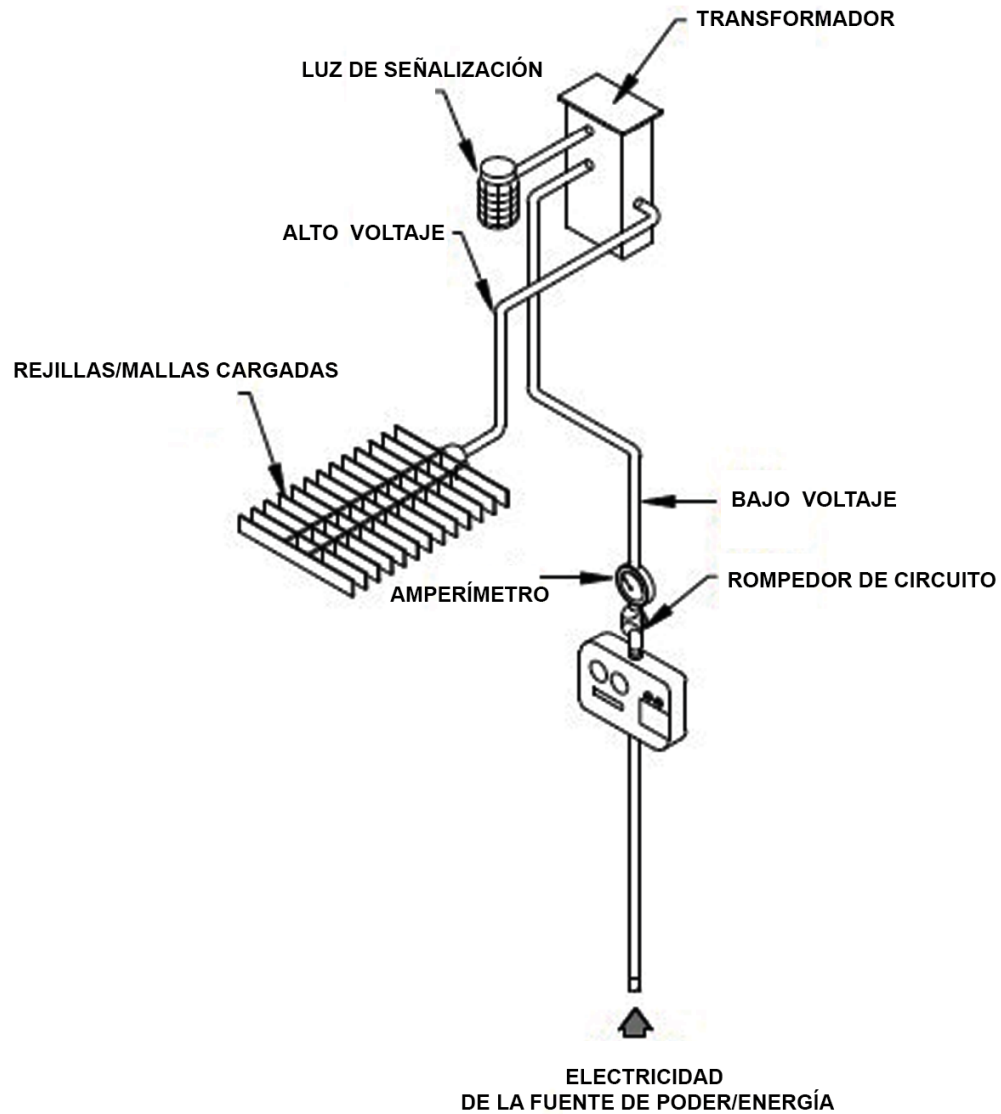
El caudal de producción, proveniente del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que eventualmente puede traer la corriente. El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua / petróleo, donde el petróleo es lavado y el agua libre es separada.

El petróleo y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego correspondiente al área de transferencia de calor, para luego caer en la sección de control de nivel. El petróleo y la emulsión calientes fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual se halla empaquetada.

La sección electrostática contiene dos o más electrodos, uno conectado a tierra al tratador y el otro suspendido por aislantes. Un sistema eléctrico provee de potencial eléctrico al electrodo suspendido. El voltaje aplicado normalmente varía entre 10000 y 35000 VAC, y el consumo de energía es de 0.05 a 0.10 KVA/ft² (0.54-1.08 KVA/m²) de la malla. La intensidad del campo electrostático es controlada por el voltaje aplicado y por el espaciamiento entre los electrodos. En algunas locaciones la ubicación del electrodo de tierra puede ser ajustada externamente para aumentar o disminuir su espaciamiento con el electrodo "caliente". Los campos óptimos varían con las aplicaciones pero generalmente caen dentro del rango de los 1000-4000 V/in de separación. El uso del campo eléctrico es más efectivo cuando la viscosidad del fluido es menor a 50cp a temperatura de separación, la diferencia de gravedades específicas es mayor que 0.001, y la conductividad eléctrica del crudo no excede los 10⁻⁶ mho/cm.

El sistema de control eléctrico que provee de energía a los electrodos consiste de un sistema de transformadores de intensificación (ya sean sencillos o de tres fases) en los cuales el lado primario está conectado a una fuente de poder de bajo voltaje (208,220 o 440 V) y son diseñados bobinados secundarios para que el voltaje inducido sea de la magnitud requerida **(figura 18)**.

Figura 18 Sistema de control eléctrico del tratador



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

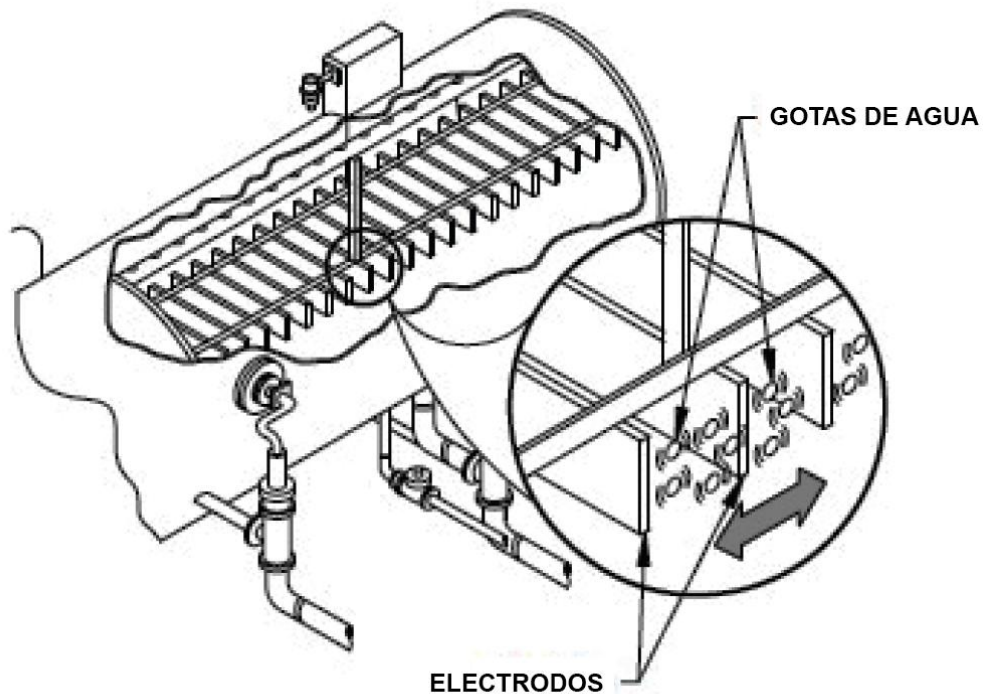
Como se muestra en la **(figura 19)**, el crudo y pequeñas gotas de agua entran a la sección de coalescencia y viajan dentro de la sección de la malla electrostática,

donde las gotas de agua se vuelven “electrizadas” o “ionizadas” y son forzadas a colisionar.

Los electrodos tienen cargas eléctricas que se devuelven muchas veces por segundo; así las gotas de agua son colocadas en un rápido movimiento de ida y vuelta. Entre mayor sea el movimiento de las gotas, más probable será que colisionen entre ellas, rompan la película del agente emulsificante, coalescan y se asienten fuera de la emulsión. Debido a las colisiones forzadas, los tratadores termoelectrostáticos operan normalmente a temperaturas más bajas y utilizan menos combustible que los tratadores térmicos estándares. El tiempo en el campo electrostático es controlado por el espaciamiento de los electrodos y la configuración del equipo. Un campo electrostático existe a través del cuerpo del crudo dentro del equipo, aunque la mayoría de la coalescencia toma lugar en la parte más intensa del campo en la cercanía a los electrodos.

El petróleo tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de petróleo. Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de petróleo. El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua por debajo de 0.5 % y salinidades por debajo de 20 lb. /1000 BLS de petróleo; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BS&W y contenido salino. Dentro de especificaciones los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0% de agua y 100 PTB para manejarse en oleoductos y 0.1% de agua y 10 PTB para refinación o exportación.

Figura 19 Efecto de las cargas eléctricas sobre las pequeñas gotas de agua en la emulsión



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

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.

- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Entre las ventajas que poseen los deshidratadores electrostáticos

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores calentadores.
- Ofrecen mayor flexibilidad y el tiempo de residencia asociado es relativamente corto.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gunbarrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.

- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Se recomienda que el equipo sea dimensionado como un tratador térmico horizontal, ignorando cualquier contribución de las mallas electrostáticas. Por prueba y error después de la instalación, las mallas eléctricas pueden ser capaces de permitir que el tratamiento ocurra a menores temperaturas.

2.4 EQUIPOS DESALADO⁹

2.4.1 Desaladores

Dado que el contenido de sal está directamente relacionado con la cantidad de agua residual, los mejores equipos de desalado eliminan la mayor cantidad de

⁹ ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

agua posible. Cualquier dispositivo que elimine agua del crudo puede ser usado como un desalador. Sin embargo, la mayoría de los desaladores empleados son tratadores electrostáticos horizontales. Este tipo de tratadores producirán los niveles más bajos de agua residual de todos los tratadores. La **figura 20** ilustra un tratador electrostático horizontal del tipo que normalmente se utiliza en las operaciones de desalado. Debido a que contenidos de agua muy bajos son requeridos, el crudo suele ser bombeado a través del desalador a presiones por encima de su punto de burbuja. Además, la temperatura del crudo que es desalado es determinada por intercambiadores de calor aguas arriba. Por lo tanto, existe la necesidad de una entrada de desgasificación y una sección de calentamiento como se muestra en el típico tratador electrostático horizontal discutido anteriormente.

Figura 20 Tratador electrostático



Fuente: http://www.engtechinc.com/electrostatic_treater.php

2.4.2 Equipo de mezcla

2.4.2.1 Válvulas de globo

Una válvula de globo de estrangulamiento manual es uno de los métodos más simples para promover la mezcla del agua de dilución y el agua salada. La caída de presión resultante de forzar el aceite y el agua a través de una válvula de estrangulación se puede utilizar para cortar el agua y la mezcla de las gotas en el aceite. La principal desventaja de cualquier válvula manual es su incapacidad para ajustarse automáticamente para los cambios en la tasa de flujo del aceite. A medida que el caudal varía, la caída de presión y por lo tanto la eficiencia de la mezcla varía. Por lo tanto, si el flujo de petróleo aumenta de manera significativa, la caída de presión puede aumentar hasta el punto que la emulsión mezclada resultante es casi imposible de tratar.

Es posible automatizar la válvula de globo para evitar “sobre mezclado”. Un regulador de presión diferencial se utiliza para controlar la caída de presión a través de la válvula de globo. Este sistema se ajusta automáticamente para el cambio de las tasas de flujo y mantiene una caída de presión controlada. El punto de control puede ser ajustado en el campo lo que permite al operador optimizar su desempeño. Las válvulas de globo convencionales de simple asiento o el equilibrado de doble asiento son de uso común y dan buenos resultados. El cuerpo de la válvula debe ser del tamaño de la línea. Si una válvula de simple asiento es usada, se debe proveer de alguna forma de premezclado antes de la válvula para asegurar una distribución uniforme de las gotas de agua para controlar la distribución del tamaño de la gota. Válvulas de globo doble asiento ofrecen menores caídas de presión que las de simple asiento y pueden eliminar la necesidad de premezcla.

La caída de presión a través de la válvula de mezcla varía de unos 10-50 psi (70-340 kPa). La caída de presión requerida a través de la válvula de mezcla varía de 10-50 psi (70-340 kPa). La caída de presión requerida se puede reducir si un

dispositivo de premezcla es instalado aguas arriba de la válvula de mezclado. La razón de esto, es que el dispositivo de premezcla distribuye el agua en el aceite y la válvula será necesaria solo para cizallar las gotas. Si en la mezcla se debe cizallar y distribuir el agua se requieren caídas de presión más altas.

Figura 21 Válvula de globo

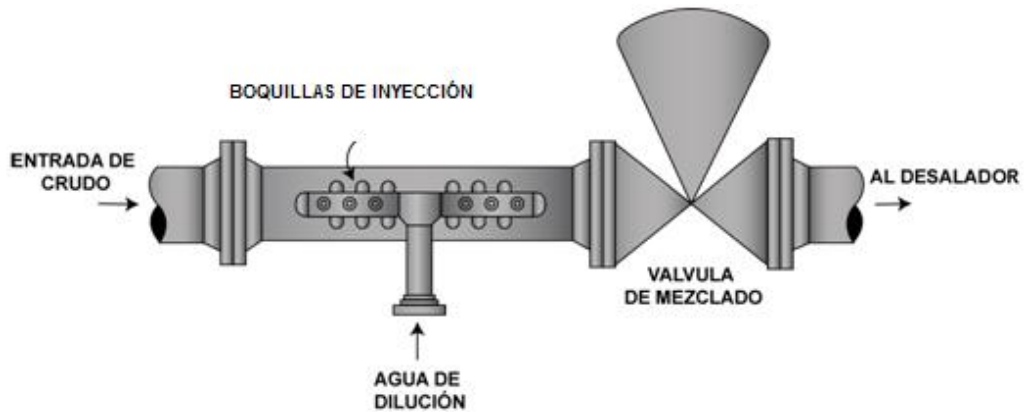


Fuente: http://www.sealmechvalves.com/globe_valves.htm

2.4.2.2 Boquillas de inyección

El premezclado corriente arriba se realiza con frecuencia ya sea con boquillas de inyección o mezcladores estáticos. Como se muestra en la figura 22, un método común de premezcla del agua y del aceite consiste en utilizar un sistema de boquillas de inyección. El agua es bombeada a través de las boquillas y luego se distribuye a lo largo de la corriente de aceite. Estos sistemas son eficaces y son generalmente menos costosos que los mezcladores estáticos

Figura 22 Esquema de un sistema de boquillas de inyección para premezclado entre agua y crudo



ESQUEMA DE UN SISTEMA DE BOQUILLAS DE INYECCIÓN PARA EL PREMEZCLADO ENTRE EL AGUA Y EL CRUDO

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

3.2.2.3 Mezcladores estáticos

Los mezcladores estáticos usan piezas de lámina corrugada, como se muestra en la **figura 23**. Estos mezcladores generalmente se dividen en muchos caminos paralelos que se dividen y se recombinan mientras el flujo pasa a través del mezclador. Las capas alternas de ondulaciones son perpendiculares entre sí para que el fluido deba pasar por una serie de aberturas relativamente pequeñas. Este tipo de mezclador cizalla las gotas de agua a un tamaño mucho más pequeño que mezcladores antiguos. Los mezcladores estáticos producen una estrecha gama de tamaños de gota esto es resultado de dos fenómenos opuestos. Las gotas grandes se cizallan por la acción de la mezcla en las pequeñas aberturas, mientras que al mismo tiempo estos mezcladores proporcionan grandes superficies donde las gotas pequeñas se pueden recoger y coalescer. En teoría, la capacidad de coalescencia mejora el rendimiento de los equipos de deshidratación debido a la reducción en el número de gotas muy pequeñas lo que hace más fácil

la deshidratación y disminuye la posibilidad de crear una emulsión estable intratable, durante el proceso de mezcla.

Los mezcladores estáticos están dimensionados para proporcionar un tamaño de gota promedio mediante ecuaciones empíricas basadas en datos de prueba. El tamaño promedio de la gota para el desalado debe ser aproximadamente entre 250 y 500 μm , este tamaño es una función del caudal del aceite. La principal desventaja de este tipo de mezcladores es que no se puede ajustar a las variaciones de flujo, por lo tanto, si el flujo de aceite puede variar en un rango de 3-1, o más, los mezcladores estáticos no se deben utilizar como el único dispositivo de mezcla.

Figura 23 mezclador estático



Fuente: <http://www.stamixco-usa.com/products/corrugated-plate-static-mixer/default.html>

3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS¹⁰¹¹

3.1 PRINCIPIOS DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES

Básicamente el diseño de los separadores se basa en determinar el requerimiento de las siguientes zonas:

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

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

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

¹⁰ ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

¹¹ ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

3.2 SEPARACIÓN BIFÁSICA (GAS-LIQUIDO)

Para el diseño de este tipo de separadores se deben tener en cuenta algunas suposiciones básicas y utilizar los siguientes fundamentos:

3.2.1 Aspectos teóricos

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

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

Fundamentos

- La diferencia de densidades entre el líquido y el gas es tomada como una base para determinar la capacidad de la sección de gas del separador ($\rho_o - \rho_g$).
- El tiempo de retención normal para separar el gas disuelto en el líquido oscila entre 30 segundos y 3 min, si existen problemas de espuma se debe considerar entre 5-20 min.

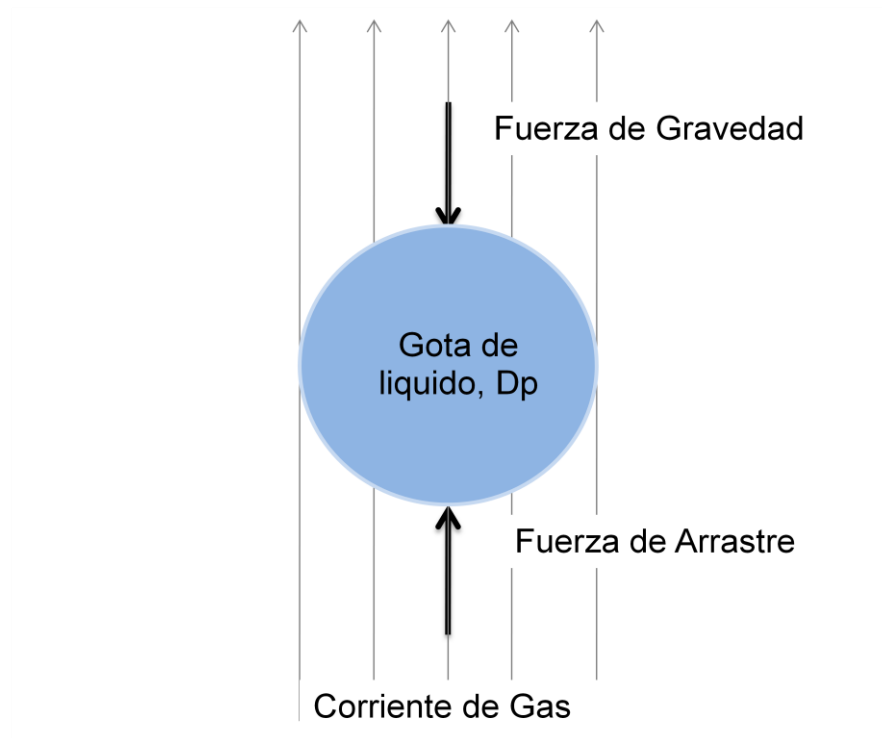
- En la sección de asentamiento gravitacional, las gotas de líquido se asentarán a una velocidad conocida como velocidad terminal que es alcanzada cuando la fuerza gravitacional (F_g) se iguala con la fuerza de arrastre (F_d) ejercida por el líquido o gas circundante.
- Para separadores verticales, las gotas de líquido se precipitan hacia abajo y a contracorriente del flujo de gas; para separadores horizontales las gotas de líquido siguen una trayectoria semi-parabólica a través del separador, similar a la seguida por una bala disparada por un arma.
- Para separadores verticales la capacidad del gas es proporcional a la sección transversal de flujo del separador; por otro lado en separadores horizontales, la capacidad de gas es proporcional al área transversal (LD), es decir longitud por diámetro.

3.2.1.1 Asentamiento

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

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

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



Fuente: Modificado de section 7, Separation Equipment. GPSA

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

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

La fuerza gravitacional estaría dada por:

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

Donde:

F_d = Fuerza de arrastre, lb.

F_g = Fuerza Gravitacional, lb.

C_D = Coeficiente de arrastre

d = Diámetro de la gota de aceite, ft.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

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

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg².

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

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

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

$$V = 0.01186 \left[\frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left(\frac{d_m}{C_d} \right) \right]^{1/2} \quad \text{(6)}$$

Donde:

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

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb/ft³.

d_m = Diámetro de la gota de aceite, μm .

C_d = Coeficiente de arrastre.

Como se mencionó anteriormente, en el diseño de los separadores de gas-liquido, las gotas más pequeñas de aceite que se extraen del gas en la sección de asentamiento gravitacional normalmente se toma como 100 μm . Bajo estas condiciones, el extractor de niebla será capaz de eliminar las gotas de aceite inferiores a 100 μm sin inundarse.

3.2.1.2 Tamaño de las gotas

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

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

3.2.1.3 Tiempo de residencia o retención

Para asegurar que el líquido y el gas se encuentran en equilibrio a la presión de funcionamiento del separador, es necesario mantener el líquido almacenado

durante cierto tiempo llamado tiempo de retención o tiempo en que una molécula de líquido es retenida en el recipiente a condiciones de flujo tapón. El tiempo de residencia se definiría entonces como:

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

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

Tabla 2. Tiempos de retención para diferentes gravedades API.

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

Fuente: Modificada de: Diplomado de Facilidades de Producción.

Los tiempos de retención para crudos con presencia de espumas se muestran en la tabla anterior sólo como una referencia y no es muy recomendable utilizarlos, pues estos son dos tres veces mayores de lo normal y esto traduce un aumento

proporcional en el tamaño del separador. Si la probabilidad de formación de espumas es alta, existen tres posibilidades: una corresponde a la instalación de platos antiespumantes, la segunda al tratamiento químico del fluido antes de entrar al separador o la aplicación de los dos primeros métodos.

3.2.1.4 Capacidad de gas de los separadores

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

$$Q_g = A_g * V \quad (7)$$

Donde:

Q_g = Rata Volumétrica de flujo, ft³/seg.

A_g = área transversal al flujo, ft².

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

La ecuación **(7)** da la rata volumétrica de flujo bajo las condiciones de presión y temperatura de operación del separador. Sin embargo, esta se reporta normalmente a presión y temperatura estándar (14.7 psia y 520 °R) y Q_g es reportada en millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD); por lo tanto,

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

$$Q_g = 3.056 \left(\frac{P}{TZ} \right) A_g * V \quad (8)$$

Despejando V en la ecuación (6) se obtiene,

$$V = 0.327 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left(\frac{1}{A_g} \right) \quad (9)$$

Donde:

Q_g = Flujo de gas, MMSCFD

P = Presión de operación, psia.

T = Temperatura de operación, °R.

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

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

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

3.2.1.5 Capacidad de líquido de los separadores

La relación que combina el flujo de aceite o la capacidad de aceite del separador, Q_o (ft³/min), el volumen ocupado por el aceite, V_o (ft³), y el tiempo de retención o residencia, t (min), es:

$$Q_o = \frac{V_o}{t} \quad (10)$$

Reescribiendo la ecuación (8) en términos de bbl/día (1 ft³/min = 257 bbl/día),

$$Q_o = 257 \frac{V_o}{t} \quad (11)$$

3.2.2 Dimensionamiento de separadores verticales gas-liquido

El tamaño (diámetro y altura o longitud) de un separador es normalmente determinado por la capacidad requerida para el gas y el líquido como se vio anteriormente.

3.2.2.1 Restricción de la capacidad de gas

Para el diseño de un separador vertical debe mantenerse un diámetro mínimo para permitir que las gotas de líquido se separen del gas.

El tiempo de retención de líquido requerido es una combinación entre el diámetro y la altura del volumen de líquido, cualquier diámetro mayor que el diámetro mínimo requerido puede utilizarse. La capacidad de la zona de gas en un separador vertical debe cumplir el siguiente criterio: la velocidad media ascendente del gas no debe exceder la velocidad terminal hacia abajo de la gota más pequeña de aceite que se separará de la corriente de gas. Matemáticamente esto se expresa mediante:

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

Si,

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

Y despejando D, se tiene:

$$D^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left[\frac{\rho_g}{(\rho_o - \rho_g)} * \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (12)$$

Donde,

D = Diámetro del separador, in.

Q_g = Flujo de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

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

P = Presión de operación, psia.

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb /ft³.

C_d = Coeficiente de arrastre, adimensional

d_m = Diámetro de la partícula, μm .

La ecuación **(12)** provee el mínimo diámetro requerido, diámetros mayores permitirán velocidades de gas más pequeñas, por lo tanto se tendrá una mejor separación de las gotas de aceite en la corriente de gas. Diámetros más pequeños resultarán en velocidades más grandes, en consecuencia las gotas de aceite serán arrastradas por la corriente de gas.

Para resolver la ecuación **(12)**, es necesario determinar el valor de C_d . El coeficiente de arrastre está relacionado con el número de Reynolds, mediante la siguiente ecuación,

$$C_d = 0.34 + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + \frac{24}{\text{Re}} \quad (13)$$

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

$$\text{Re} = 0.0049 \frac{\rho_g * d_m * V}{\mu_g} \quad (14)$$

Donde

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

d_m = Diámetro de la partícula, μm .

V = Velocidad de asentamiento, ft/seg.

μ_g = Viscosidad de gas, cp.

La velocidad V , está dada por la ecuación **(6)**, que es a su vez una función de C_d , por lo tanto C_d sólo puede ser determinado mediante el procedimiento iterativo que se explicará a continuación:

1. Asumir un valor para C_d (un valor de 0.34 puede ser utilizado como primera asunción).
2. Calcular la velocidad V , de la ecuación **(6)**.
3. Calcular Re de la ecuación **(14)**.
4. Calcular Cd de la ecuación **(13)** y comparar con el valor asumido en el paso 1.
5. Si no concuerdan, utilizar el valor obtenido para C_d y repetir los pasos 2-4 hasta que los valores sean iguales.

3.2.2.2 Restricción de la capacidad de líquido

El aceite será retenido dentro del separador durante un tiempo de retención específico t . El volumen del separador ocupado por el aceite, V_o , es obtenido multiplicando área transversal por la altura de la columna de aceite h . La ecuación **(11)** podría escribirse entonces como sigue

$$Q_o = 257 \left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{D}{12}\right)^2 \left(\frac{h}{12}\right) \left(\frac{1}{t}\right) \quad (15)$$

O,

$$D^2 * h = 8.565 * Q_o * t \quad (16)$$

Donde,

Q_o = Flujo de gas, bbl/día.

D = Diámetro del separador, in.

h = altura de la columna de aceite, in.

t = tiempo de residencia, min.

3.2.2.3 Procedimiento de diseño separador bifásico vertical

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

1. La ecuación **(12)** se utiliza para determinar el diámetro mínimo requerido.
2. Para diámetros más grandes que el mínimo, la ecuación **(16)** es utilizada para determinar combinaciones de D y h .
3. La longitud costura-costura, L_{ss} , para combinación de d y h es determinada con una de las siguientes expresiones:

$$L_{ss} = \frac{h+76}{12} \text{ Para } D < 36 \quad (17)$$

O,

$$L_{ss} = \frac{h+D+40}{12} \text{ Para } D > 36 \quad (18)$$

Donde,

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

D = Diámetro del separador, in.

h = altura de la columna de aceite, in

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

$$SR = \frac{12 * L_{SS}}{D} \quad (19)$$

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

3.2.3.4 Ejemplo procedimiento de diseño

A continuación se va realizar un ejemplo paso a paso del dimensionamiento del equipo:

Datos necesarios

$Q_g=15\text{MMSCFD}$

Presión operación sep=1000psia

G.E.gas=0.6

Temperatura operación sep=60°F

$Q_o=3000\text{BPD}$

Tiempo retención=3min

API=35°

Paso 1. Se deben determinar las propiedades del gas y del aceite necesarias para el desarrollo del ejercicio, entre estas están:

El factor de compresibilidad del gas Z, cuando no es dado se puede calcular de las graficas del **anexo A** o el **anexo B**, las cuales son útiles cuando no tenemos datos de pruebas de laboratorio para determinar este factor, igualmente ocurre con la viscosidad de gas si no se tienen datos para calcularla se puede encontrar con el **anexo C**.

Para este caso con una gravedad especifica del gas igual a 0.6 una presión de 1000psia y una temperatura de 60 °F:

Z=0.84 la viscosidad del gas=0.013 cp.

Seguido determinamos las densidades para el gas y aceite como se ve a continuación:

$$\rho_g = 2.7\gamma \frac{P}{TZ} = 2.7(0.6) \frac{1000}{520 * 0.84} = 3.708 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$\rho_o = \rho_w \gamma_o = 62.4 \frac{141.5}{131.5 + 35} = 53.03 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

Paso 2. Se debe determinar el coeficiente de arrastre, si no se tiene se asume un valor inicial de 0.34 para iniciar la iteración como se vio anteriormente.

- Se calcula la velocidad de asentamiento para diámetros de partícula de 100 micrones y arrancando con $c_d=0.34$.

$$V = 0.01186 \left[\frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left(\frac{d_m}{C_d} \right) \right]^{1/2} = 0.01186 \left[\frac{(53.03 - 3.708)}{3.708} \left(\frac{100}{0.34} \right) \right]^{1/2}$$

$$V = 0.7418 \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

- Luego calculamos el numero Reynolds, esta dado por:

$$\text{Re} = 0.0049 \frac{\rho_g * d_m * V}{\mu_g} = 0.0049 \frac{3.708 * 100 * 0.7418}{0.013} = 103.67$$

- Por último calculamos el C_d con la siguiente ecuación:

$$C_d = 0.34 + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + \frac{24}{\text{Re}} = 0.34 + \frac{3}{103.67^{0.5}} + \frac{24}{103.67} = 0.866$$

Comparamos el Cd calculado que para nuestro caso es 0.866 con el supuesto que fue 0.34, como no son iguales toca repetir de nuevo el paso 2, con un Cd nuevo el cual es igual al hallado ósea 0.866. Luego de realizar varias repeticiones el valor final de Cd es 1.1709.

Paso 3. Se utiliza la ecuación (12) para determinar el diámetro mínimo requerido.

$$D^2 = 5058 * 15 \left(\frac{520 * 0.84}{1000} \right) \left[\frac{3.708}{(53.03 - 3.708)} * \frac{1.1709}{100} \right]^{1/2}$$

$$D = 31.357 \text{ pulgadas}$$

Este es el mínimo diámetro para la separación de gotas de aceite debajo de 100 micrones.

Paso 4. Determinamos la restricción de la capacidad de líquido

$$D^2 * h = 8.565 * 3000 * 3 = 77.805$$

De la ecuación anterior vamos a tomar diámetros comerciales más grandes que 31.357 y calcular la altura del aceite h. como podemos observa en la **tabla 3**

Tabla 3 Resultados ejercicio dimensionamiento separador bifásico vertical

tr (min)	d (in)	h (in)	Lss (ft)	SR
3	36	57,87	11,16	3,72
	48	32,55	10,05	2,51
	60	20,83	10,07	2,01
	72	14,47	10,54	1,76
	84	10,63	11,22	1,60
	96	8,14	12,01	1,50

Según sea el caso calculamos los Lss y la relación de esbeltez, para este ejercicio el único que cumple con relación entre 3-4, es el diámetro de 36 pulgadas para una longitud de 11 pies, el cual proporciona un tiempo de retención de 3 minutos y una altura de aceite de 58 pulgadas.

3.2.3 Dimensionamiento de separadores horizontales gas-liquido

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

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

3.2.3.1 Restricción de la capacidad de gas

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

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

Q_g esta usualmente en unidades de MMSCFD, y debe por lo tanto convertirse a ft^3/seg ; del mismo modo D, está en pulgadas (in), y debe convertirse a ft, para obtener V_g en ft/seg , de este modo la ecuación anterior se convierte en,

$$V_g = 120 * \frac{Q_g}{D^2} \left(\frac{TZ}{P} \right) \quad (20)$$

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

$$t_g = \frac{L}{V_g} \quad (21)$$

El tiempo debe ser al menos igual al que le tomaría al gas remover la gota de aceite, y viajar la distancia $D/2$ para alcanzar la interface gas-aceite. Este tiempo de asentamiento, t_s , se obtiene dividiendo la distancia ($D/2$) por la velocidad de asentamiento (Ecuación 6); entonces,

$$t_s = \left(\frac{D}{2 \cdot 12} \right) \left\{ 0.01186 \left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_d} \right]^{0.5} \right\}^{-1} \quad (22)$$

Igualando las ecuaciones (21) y (22), y sustituyendo V_g (Ecuación 20) y resolviendo para LD (ft*in), se obtiene

$$LD = 422 \left(\frac{Q_g T Z}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \right) \left(\frac{C_d}{d_m} \right) \right]^{0.5} \quad (23)$$

La ecuación (23) provee una relación entre el diámetro de la vasija y la longitud efectiva que satisface los requerimientos de la capacidad de gas.

Cualquier combinación de D y L, que satisfaga la ecuación (23) asegura que las gotas de aceite de diámetro mayor o igual a d_m se precipitaran fuera de la corriente de gas que fluye a una rata de Q_g (MMSCFD) dentro del separador que opera a una presión P(psia) y una temperatura T (°R).

3.2.3.2 Restricción de la capacidad de líquido

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

$$V_o = 0.5 \left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{D}{12}\right)^2 L \quad (24)$$

Substituyendo en la ecuación (11) en (24), se obtiene la siguiente ecuación:

$$D^2 L = 1.428 Q_o t \quad (25)$$

La ecuación (25) proporciona otra relación entre D y L que satisfacen los requerimientos de capacidad de líquido.

3.2.3.3 Procedimiento de diseño separador bifásico horizontal

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

1. Asumir varios valores para el diámetro del separador, D.

2. Para cada valor de D, determinar la longitud efectiva, L_{effg} , que satisfaga los requerimientos de capacidad de gas (Ecuación 23) y calcular la longitud costura-costura, L_{ss} .

$$L_{ss} = L_{effg} + \frac{D}{12} \quad (26)$$

3. Para cada valor de D, determinar la longitud efectiva, L_{effo} , que satisfaga los requerimientos para la capacidad de liquido (Ecuación 23) y calcular longitud entre costura, L_{ss} .

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{effo} \quad (27)$$

4. Para cada valor de D utilizado, comparar los valores de L_g y L_o para determinar si el diseño se basara en los requerimientos de la capacidad de gas o liquido, es decir se seleccionara el de mayor valor.
5. Seleccione una combinación razonable de D y L de modo que la relación de esbeltez, SR se encuentre entre 3-5. Nuevamente el costo y la disponibilidad determinaran la selección final.

3.2.3.4 Ejemplo procedimiento de diseño

A continuación se va realizar un ejemplo paso a paso del dimensionamiento del equipo:

Datos necesarios

$Q_g=15\text{MMSCFD}$

$\text{API}=35^\circ$

$G.E.\text{gas}=0.6$

Presión operación sep=1000psia

$Q_o=3000\text{BPD}$

Temperatura operación sep=60°F

Tiempo retención=3min

Paso 1. Se deben determinar las propiedades del gas y del aceite necesarias para el desarrollo del ejercicio, como son los mismos datos del separador vertical tenemos ya:

$Z=0.84$ la viscosidad del gas=0.013 cp.

Densidad gas=3.708 lb/ft³, densidad aceite 53.03 lb/ft³, Cd=1.1709.

Paso 2. Resolver la ecuación de restricción de gas.

$$LD = 422 \left(\frac{15 * 520 * 0.84}{1000} \right) \left[\left(\frac{3.708}{53.03 - 3.708} \right) \left(\frac{1.1709}{100} \right) \right]^{0.5}$$

$$LD = 82.04 \text{ pulgadas} * \text{pie}$$

Para diferentes valores dados de D, vamos a calcular el L que para este caso sería la longitud efectiva para el gas Leffg.

Paso 3. Resolver la ecuación para la restricción de la capacidad de líquido.

$$D^2L = 1.428 * 3000 * 3 = 12852 \text{ pulgadas}^2 * \text{pies}$$

Para diferentes valores dados de D, vamos a calcular el L que para esta ecuación sería la longitud efectiva para el aceite Leffo.

Paso 4. Introducimos diámetros comerciales y calculamos las longitudes efectivas para el aceite y gas. Los resultados aparecen en la **tabla 4**

Como podemos observar en esta tabla el requerimiento para la capacidad de gas es menor que la del aceite entonces calculamos el Lss para el aceite

Paso 5. Determinamos el L_{ss} para el aceite por medio de esta ecuación para cada diámetro a evaluar.

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{effo}$$

Tabla 4 Comparación longitudes efectivas separador bifásico horizontal

Tr	D (in)	Leffg(ft)	Leffo(ft)
3	36	2,28	9,92
	48	1,71	5,58
	60	1,37	3,57
	72	1,14	2,48
	84	0,98	1,82
	96	0,85	1,39
	108	0,76	1,10

Paso 6 Calculamos la relación de esbeltez para cada L_{ss} y D a evaluar, seleccionamos una relación de esbeltez entre 3-5.

$$SR = \frac{12 * L_{ss}}{D}$$

La **tabla 5** nos muestra que la relación de esbeltez se calcula con una longitud costura-costura (L_{ss}) para la capacidad de aceite, selecciona un diámetro de 36 pulgadas que nos dará una longitud de 13 pies aproximadamente y un tiempo de retención de tres minutos.

Tabla 5 Resultados ejercicio dimensionamiento separador bifásico vertical

tr	D (in)	Leffg(ft)	Leffo(ft)	Lsso(ft)	SR
3	36	2,28	9,92	13,22	4,41
	48	1,71	5,58	7,44	1,86
	60	1,37	3,57	4,76	0,95
	72	1,14	2,48	3,31	0,55
	84	0,98	1,82	2,43	0,35
	96	0,85	1,39	1,86	0,23
	108	0,76	1,10	1,47	0,16

3.3 SEPARACIÓN TRIFÁSICA (ACEITE-AGUA-GAS)

Los conceptos básicos de separación y ecuaciones de asentamiento desarrolladas para los separadores bifásicos son en general válidos para los separadores trifásicos. En particular, las ecuaciones desarrolladas para la separación de las gotas de líquido de la fase gaseosa que determinan la restricción de la capacidad de gas, son exactamente las mismas para separadores de tres fases.

Sin embargo, el tratamiento de la fase líquida para separadores de tres fases sí es diferente de la utilizada para los separadores de dos fases. La limitación del tiempo de retención es el único criterio utilizado para determinar la capacidad de

líquido de los separadores de dos fases. Para separadores trifásicos, además de la restricción del tiempo de retención se debe tener en cuenta el asentamiento y separación de las gotas de aceite del agua y de las gotas de agua del aceite. Adicionalmente se debe considerar que el tiempo de retención tanto para el agua como para el aceite pueden ser diferentes.

3.3.1 Aspectos teóricos

En general el agua producida con el petróleo existe en parte como agua libre y en parte como agua emulsionada. En algunos casos, sin embargo cuando la relación agua-aceite es muy alta emulsiones aceite en agua pueden ser formadas en lugar de las de agua en aceite.

El agua libre producida con el aceite se define como el agua que se asienta y separa del aceite por gravedad. Sin embargo para separar el agua emulsionada, el uso de un tratamiento térmico, químico o electrostático, o una combinación de estos tratamientos, sería necesario además de la sedimentación por gravedad. Por lo tanto, es conveniente primero separar el agua libre de aceite para reducir al mínimo los costos de tratamiento de la emulsión.

Junto con el agua y el petróleo, el gas estará siempre presente, por lo tanto, deben ser separados de los líquidos. El volumen de gas depende en gran medida la producción y las condiciones de separación. Cuando el volumen de gas es relativamente pequeño en comparación con el volumen de líquido, el método utilizado para separar el agua libre, el petróleo y el gas que es llamado free-water knockout. En tal caso, la separación del agua del aceite regirá el diseño del recipiente.

Cuando hay un gran volumen de gas que se separa del líquido (aceite-agua), el recipiente es llamado un separador de tres fases y cualquiera de los requisitos de capacidad de gas o de las restricciones de separación agua-aceite pueden regir el diseño de los recipientes

Free-water knockout y separadores de tres fases son básicamente similares en forma y en componentes. Además, los mismos conceptos de diseño y los procedimientos se utilizan para ambos tipos.

Consideraciones

- Para determinar la capacidad de tratamiento de gas de los separadores de tres fases, se utilizan las mismas ecuaciones que para separadores de dos fases.
- Para determinar la capacidad de manejo de aceite o agua de un separador de tres fases, únicamente se considera el factor del volumen del aceite y el tiempo de retención del aceite y del agua en el separador. Este tiempo está en función del volumen de líquido retenido, el caudal de líquido a manejar y las densidades relativas del aceite y el agua.
- Es importante notar que el volumen de retención de líquido en un separador de tres fases, es aquel donde el aceite y el agua permanecen en contacto. Cuando el aceite y el agua están en el separador, pero en compartimientos diferentes el volumen ocupado por estos, no se puede considerar como parte del volumen de retención.
- Al diseñar separadores trifásicos se considera que del volumen total disponible para la retención de líquidos, la mitad es para el aceite y la otra para el agua. Sin embargo los diseños son más adecuados cuando los volúmenes de retención son variables. Esto se logra por medio de un controlador de interfase variable.
- Debe tenerse en cuenta que estas ecuaciones se utilizan generalmente para dimensionamiento preliminar de los separadores. Otros aspectos importantes del diseño no deben ser ignorados. Los cambios en las

condiciones de operación, tales como las tasas de producción, relación gas-líquido, el agua-aceite, las propiedades del fluido, presión y temperatura, durante la vida del campo deben ser incorporados en el diseño.

- El procedimiento de diseño es generalmente similar al del separador de dos fases con la excepción de que la separación de agua del aceite y el aceite del agua son restricciones adicionales para los separadores de tres fases.

3.3.1.1 Asentamiento

En la separación de las gotas de aceite del agua o de las gotas de agua del aceite, un movimiento relativo existe entre la gota y la fase continua de los alrededores. Una gota de aceite, siendo de menor densidad que la del agua, tiende a moverse verticalmente hacia arriba bajo la fuerza de gravedad o flotación, F_g . La fase continua (agua), por otro lado, ejerce una fuerza de arrastre, F_d , en la gota de aceite en la dirección opuesta. La gota de aceite se acelera hasta que la resistencia por fricción de la fuerza de arrastre del fluido F_d se aproxime y se balancee con F_g , a partir de entonces, la gota de aceite continua ascendiendo a una velocidad constante la cual es conocida como velocidad de asentamiento o terminal. Del mismo modo, una gota de agua, con mayor densidad que el aceite, tiende a moverse verticalmente hacia abajo por la fuerza de gravedad o flotación, F_g . La fase continua (petróleo), por el contrario ejerce una fuerza de arrastre F_d , en la gota de agua en la dirección opuesta, la gota de agua se acelera hasta que la resistencia por fricción de la fuerza de arrastre del fluido F_d se aproxime y se balancee con F_g , a partir de entonces, la gota de agua continua descendiendo a una velocidad constante la cual es conocida como velocidad de asentamiento o terminal. Hacia arriba el asentamiento de las gotas de aceite en el agua y hacia abajo el asentamiento de las gotas de agua en el aceite siguen la ley de Stokes y la velocidad asentamiento final puede ser obtenida de la siguiente forma. La fuerza

de arrastre, F_d , es proporcional al área superficial de la gota perpendicular a la dirección de flujo, y su energía cinética por unidad de volumen, por lo que,

$$F_d = C_D \frac{\pi}{4} d^2 \left(\frac{\rho_c V^2}{2g} \right) \quad (28)$$

De igual forma,

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\Delta\rho) \quad (29)$$

Donde:

F_d = Fuerza de arrastre, lb.

F_g = Fuerza Gravitacional, lb.

C_D = Coeficiente de arrastre

d = Diámetro de la gota, ft.

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

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

d = Diámetro de la gota de aceite, ft.

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg²

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

$$C_d \approx \frac{24}{Re} = \frac{24 \mu' g}{\rho_c d V} \quad (30)$$

Donde:

C_d = Coeficiente de arrastre

Re = Número de Reynolds

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

g = Constante gravitacional, 32.17 ft/seg²

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

d = Diámetro de la gota, ft.

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

Reemplazando la ecuación **(30)** en la ecuación **(28)**, se tiene

$$F_d = 3\pi\mu'dV \quad (31)$$

La velocidad de asentamiento es alcanzada cuando $F_d = F_g$, igualando las ecuaciones **(29)** y **(31)**, y despejando la velocidad de asentamiento

$$V = \frac{(\Delta\rho) d^2}{18 \mu'} \quad (32)$$

Sustituyendo d (ft) por d_m (μm) y μ' (lb-seg/ft²) por μ (centipoise, cp) en la ecuación **(30)** se obtiene

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

$$V = 2.864 * 10^{-8} \frac{(\Delta\rho) d_m^2}{\mu} \quad (33)$$

$$V = 1.787 * 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma) d_m^2}{\mu} \quad (1)$$

Donde:

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

d_m = Diámetro de la gota, μm .

μ = Viscosidad de la fase continua, cp.

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

Donde:

γ_w = Gravedad específica del agua.

γ_o = Gravedad específica del aceite.

La ecuación **(33)** o **(1)** muestran que la velocidad de asentamiento de la gota es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase continua; la viscosidad del aceite es mucho más grande que la del agua, por este motivo la velocidad de asentamiento de las gotas de agua será mucho más pequeña que la de las gotas de aceite en el agua. El tiempo necesario para que una gota salga de la fase continua y alcance la interfase entre las dos fases dependerá de la velocidad de asentamiento y de la distancia recorrida por la gota. En operaciones donde el espesor de la zona de aceite es mayor que la zona de agua, las gotas de agua deberán viajar una distancia mucho más grande para alcanzar la interfase agua-aceite que la recorrida por las gotas de aceite para llegar al mismo punto, además la velocidad de asentamiento de las gotas de agua es mucho menor en comparación con la del aceite, por lo que se necesitará más tiempo para separar las gotas de agua de la región de aceite, que las gotas de aceite de la zona de agua; esto se cumple aún en situaciones en las que la relación agua-aceite es muy alta, debido a que se conserva el efecto de la viscosidad. Por este motivo la

separación de las gotas de agua de la zona de aceite (fase continua) será siempre tomada como el criterio de diseño para separadores trifásicos.

3.3.1.2 Tamaño de las Gotas

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

3.3.1.3 Tiempo de retención

El tiempo de retención es otro aspecto importante que determina el volumen de líquido requerido para el separador. El colchón de aceite debe estar suficiente tiempo en el separador para permitir que se alcance el equilibrio y que el gas se libere. El tiempo de retención también debe ser suficiente para que se produzca la coalescencia de las gotas de agua suspendidas en el aceite para promover una separación y asentamiento efectivo. Del mismo modo, la fase de agua debe ser retenida dentro del separador el tiempo suficiente para que se produzca la coalescencia de las gotas suspendidas de aceite.

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

3.3.2 Dimensionamiento de separadores horizontales aceite-agua-gas

Al igual que con los separadores de dos fases, la consideración de la restricción de capacidad de gas y la restricción del tiempo de retención de líquido resulta en el desarrollo de dos ecuaciones, cada una se relaciona el diámetro del recipiente a su longitud. El análisis de las dos ecuaciones determina la ecuación que rige el diseño y que se debe utilizar para determinar las posibles combinaciones de diámetros y longitudes. Para los separadores horizontales de tres fases, la consideración del asentamiento de las gotas de agua en el aceite resulta en una tercera ecuación que determina el diámetro máximo del separador. Por lo tanto, en la determinación de la combinación del diámetro-longitud del recipiente, los diámetros seleccionados deben ser igual o menor que el diámetro máximo determinado.

3.3.2.1 Restricción del asentamiento de las gotas de agua

En comparación con los separadores de dos fases, la restricción adicional en el diseño de los separadores horizontales de tres fases es que el tiempo de retención de aceite debería ser suficiente para las gotas de agua de cierto tamaño mínimo para se asientan fuera del aceite. Para estar en el lado conservador, vamos a suponer que las gotas de agua a separar están en la parte superior del colchón de aceite. Por lo tanto, dichas gotas tienen que viajar una distancia igual al espesor del colchón de aceite antes de llegar a la interfase agua-aceite. Esta restricción puede traducirse en una relación útil igualando el tiempo necesario para que las gotas de agua que viajan a través del espesor del colchón de aceite y el tiempo de retención.

El tiempo necesario para que las gotas de agua viajen a través del colchón de petróleo t_{wd} min, se obtiene dividiendo espesor del colchón de aceite, H_o (in), en la velocidad de asentamiento dada por la ecuación **(1)**,

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

Igualando la ecuación (33) con el tiempo de retención de aceite, t_o , y despejando H_o , se obtiene el espesor máximo del colchón de aceite, $H_{o,max}$ (in), como sigue:

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

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

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

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

Donde;

A = área transversal total del separador

A_w = área transversal del separador ocupada por agua

H_o = espesor del colchón de aceite

D = diámetro del separador

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

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

Reemplazando se obtiene:

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

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

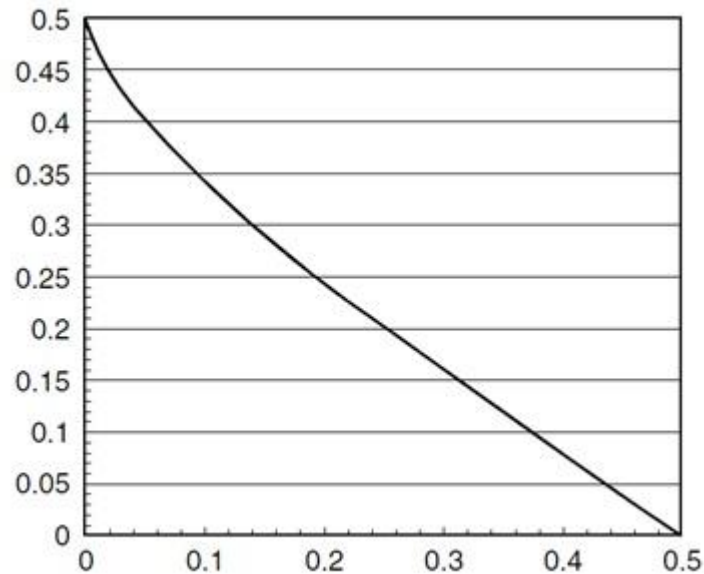
$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w t_w}{Q_o t_o + Q_w t_w} \quad (37)$$

Una vez resuelta la ecuación **(37)**, se puede determinar la relación H_o/D de la ecuación **(36)** y H_o máx. de la ecuación **(35)**, con estos valores y la ecuación que se presenta a continuación es posible obtener el valor del diámetro máximo del separador asociado al valor del máximo espesor del colchón de aceite

$$D_{\max} = \frac{H_o \max}{H_o/D} \quad (38)$$

Con esta ecuación se establece el límite superior para el diámetro del separador. Dada la complejidad de la ecuación **(35)** es mejor utilizar el método gráfico que se presenta a continuación para obtener el valor de H_o/D , **figura 25**.

Figura 25 Ho/D en función de Aw/A



Fuente: ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

3.3.2.2 Restricción de la capacidad de gas

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

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

Donde:

L = Longitud efectiva del separador, ft.

D = Diámetro interno del separador, in.

Qg = Caudal de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

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

P = Presión de operación, psia.

pg = Densidad del gas, lb/ft³.

po = Densidad del aceite, lb/ft³.

Cd = Coeficiente de arrastre, adimensional.

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

El diámetro mínimo de la gota a remover como se explico anteriormente en la mayoría de los casos se toma $d_m=100 \mu\text{m}$ y C_d se haya mediante un proceso iterativo.

Usando diámetros más pequeños que el diámetro máximo determinado con la ecuación (38), la ecuación (39) se utiliza para determinar posibles combinaciones de diámetro y longitud que satisfacen la restricción de la capacidad de gas.

3.3.2.3 Restricción del tiempo de retención

El tamaño del separador debe proporcionar suficiente espacio para el aceite y el agua de tal manera que cada fase se mantenga dentro del separador el tiempo de retención deseado, como en los separadores de dos fases aquí también se utiliza la suposición de que el líquido ocupara la mitad del volumen del recipiente, pero esa mitad es compartida por el agua y el aceite. Por lo tanto, el volumen ocupado por la fase liquida (aceite-agua) V_l , en un separador con un diámetro D (in), y una longitud efectiva L (ft) es dado por:

$$V_1 = 0.5 \left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{D}{12}\right)^2 L \quad \text{ft}^3$$

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

$$V_1 = 4.859 * 10^{-4} (D^2L) \quad \text{(40)}$$

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

$$V_o = \frac{t_o Q_o}{24*60} \quad \text{(41)}$$

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

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

Como $V_l = V_o + V_w$, reemplazando cada uno de los términos y resolviendo obtenemos:

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

Donde:

D = Diámetro del separador, in.

L = longitud efectiva del separador, ft.

Q_o = Caudal de aceite, BPD.

Q_w = Caudal de agua, BPD.

t_o = Tiempo de retención del aceite, min.

t_w = Tiempo de retención del agua, min.

Usando diámetros más pequeños que el máximo diámetro determinado de la restricción de asentamiento de las gotas de agua, ecuación (38), son usados para determinar las posibles combinaciones de diámetro y longitud que satisfagan la restricción del tiempo de retención.

3.3.3 Procedimiento diseño separadores trifásicos horizontales

El procedimiento para determinar el diámetro y la longitud de un separador horizontal de tres fases, por consiguiente, se resume en los siguientes pasos:

1. Determine el valor de Aw/A , ecuación (37).
2. Utilice el valor hallado en 1, y la **figura 25** para establecer el valor de Ho/D .
3. Determine el espesor máximo del colchón de aceite, $H_{o,máx}$ (ecuación 35) con $d_m = 500 \mu m$.
4. Halle D_{max} con la ecuación (38).
5. Para diámetros menores a D_{max} , establezca las combinaciones de D y L que satisfacen los requerimientos para la capacidad de gas (ecuación 39), substituyendo $100 \mu m$ para d_m .
6. Para diámetros menores a D_{max} , establezca las combinaciones de D y L que satisfacen los requerimientos para el tiempo de retención (ecuación 43).
7. Compare los resultados obtenido en los pasos 5 y 6 y estipule si el diseño del separador estará gobernado por los requerimientos para la capacidad de gas o para el tiempo de retención (capacidad de líquido).
8. Si la capacidad de gas rige el diseño, halle la longitud costura-costura, L_{ss} , con la siguiente ecuación:

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

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

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

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

3.3.3.1 Ejemplo procedimiento de diseño

A continuación se va realizar un ejemplo paso a paso del dimensionamiento del separador trifásico horizontal.

Datos necesarios

$Q_o=8000$ BPD

G.E.gas=0.65

$Q_w=3000$ BPD

$z=0.89$

$Q_g=8$ MMSCFD

Presión operación=250psia

Viscosidad aceite=20 cp.

Temperatura operación=95 °F

G.E.aceite=0.89

Tiempo retención aceite=15min

G.E.agua=1.04

Tiempo retención agua=10min

Paso 1. Determinar el valor de A_w/A y el h_o/D

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{0.5 * 3000 * 10}{8000 * 15 + 3000 * 10} = 0.1$$

Para determinar el valor de h_o/D es por medio de la figura 25, a ojo con el valor de 0.1 encontramos un valor de 0.338.

Paso 2. Determinar el espesor máximo del colchón de aceite Homax, con d_m de 500 micrones, si no se tiene más datos sobre el diámetro de partícula.

$$H_{o,max} = \frac{1.28 * 10^{-3} (15)(1.04 - 0.89) * (500^2)}{20} = 36 \text{ pulg}$$

Paso 3. Con los dos valores calculados en los pasos anteriores encontramos el D_{max} . Este es el máximo diámetro para el equipo.

$$D_{max} = \frac{36}{0.338} = 106.5 \text{ pulgadas}$$

Paso 4. Determinamos las propiedades del gas y del aceite necesario para el desarrollo del ejercicio, de igual forma a la que se realizó en el diseño de bifásicos.

Densidad gas=0.888 lb/ft³

Densidad aceite 55.54 lb/ft³

$C_d=0.65$

Paso 5. Usando la ecuación 39 para la capacidad de gas tenemos

$$LeffgD = 422 \left(\frac{555 * 0.89 * 8}{250} \right) \left[\left(\frac{0.888}{55.54 - 0.888} \right) \left(\frac{0.65}{100} \right) \right]^{0.5}$$

$$LeffgD = 68.22 \text{ plg} * \text{pie}$$

Paso 6. Determinar por medio de la ecuación 43 para la restricción del tiempo de retención (capacidad líquido)

$$D^2 \text{Leffliq} = 1429 (8000 * 15 + 3000 * 10)$$

$$D^2 \text{Leffliq} = 214350 \text{ plg}^2 * \text{pie}$$

Paso 7. Establecer combinaciones de D y L para las ecuaciones encontradas en los pasos 5 y 6, en la tabla 6 colocamos diámetros comerciales menores al Dmax calculado en el paso 3 y con estos diámetros encontramos para cada uno su respectivo Leff, ya sea para el gas o para el líquido.

Paso 8. Como podemos observar el diseño lo rige la capacidad para el líquido, valores más grandes de leffLiq se ven en toda la tabla por lo cual la Lss la calculamos con la ecuación:

$$L_{ss} = \frac{4}{3} \text{Leffliq}$$

Paso 9. Determinamos el SR, para cada combinación de Lss y D teniendo en cuenta que las relaciones que sirven están entre 3-5.

$$\text{SR} = \frac{12 * L_{ss}}{D}$$

Para este ejercicio el único diámetro que cumple con la relación de esbeltez es el de 96 pulgadas con una longitud de aproximadamente 30 pies. Cabe resaltar que posiblemente diámetros entre 84 y 96 pulgadas también sirvan pero están fuera de los diámetros comerciales.

Tabla 6 Resultados ejercicio dimensionamiento separador trifásico horizontal

D (in)	leff (ft) gas	leff (ft) liq	Lss	12Lss/D
12	6,94	1479,17	1972,22	1972,22
24	3,47	369,79	493,06	246,53
36	2,31	164,35	219,14	73,05
48	1,74	92,45	123,26	30,82
60	1,39	59,17	78,89	15,78
72	1,16	41,09	54,78	9,13
84	0,99	30,19	40,25	5,75
96	0,87	23,11	30,82	3,85

3.3.4 Dimensionamiento de separadores verticales aceite-agua-gas

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

3.3.4.1 Restricción del asentamiento de las gotas de agua

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

$$V_o = \frac{Q_o * 5,61}{24 * 3600} \left(\frac{4 * 144}{\pi D^2} \right)$$

$$V_o = 0.0119 \frac{Q_o}{D^2} \quad (46)$$

Con la ecuación (1) se obtiene la velocidad de asentamiento de la gota de agua:

$$V = 1.787 * 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma) d_m^2}{\mu} \quad (1)$$

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

$$D_{\min}^2 = 6686 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m^2} \quad (47)$$

Donde:

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

Q_o = Caudal de aceite, BPD.

μ_o = viscosidad del aceite, cp.

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

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

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

3.3.4.2 Restricción de la capacidad de gas

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

$$D_{\min}^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P} \right) \left[\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g} \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad (48)$$

Donde,

D = Diámetro del separador, in.

Q_g = Flujo de gas, MMSCFD.

T = Temperatura de operación, °R.

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

P = Presión de operación, psia.

ρ_g = Densidad del gas, lb /ft³.

ρ_o = Densidad del aceite, lb /ft³.

C_d = Coeficiente de arrastre, adimensional

d_m = Diámetro de la partícula, μm.

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

3.3.4.3 Restricción del tiempo de retención

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

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

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

Y,

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

Por lo tanto

$$V_o + V_w = 4.543 * 10^{-4} D^2 (h_o + h_w) \quad (49)$$

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

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

Y,

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

Por lo tanto,

$$V_o + V_w = 3.896 * 10^{-3} (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (50)$$

De las ecuaciones (49) y (50) se tiene:

$$(h_o + h_w) D^2 = 8.333 (Q_o t_o + Q_w t_w) \quad (51)$$

3.3.4.4 Procedimiento diseño separadores trifásicos verticales

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

1. Establezca el diámetro mínimo que satisface el requerimiento de asentamiento de las gotas de agua, ecuación (47).
2. Determine con la ecuación (48) el diámetro mínimo dado por la capacidad de gas.
3. El mayor de estos dos valores se considerará el diámetro mínimo permitido para el separador.

4. Para diferentes valores de diámetros (todos ellos mayores al del paso 3), utilice la ecuación (51) y halle las combinaciones de diámetro y altura del líquido.

5. Para cada arreglo, fije la longitud costura-costura con las siguientes ecuaciones:

Para D > 36 in:

$$L_{ss} = \frac{1}{12}(h_o + h_w + D + 40) \quad (52)$$

Para D < 36 in:

$$L_{ss} = \frac{1}{12}(h_o + h_w + 76) \quad (53)$$

3.3.4.5 Ejemplo procedimiento diseño

A continuación se va realizar un ejemplo paso a paso del dimensionamiento del separador trifásico horizontal.

Datos necesarios

Qo=6000 BPD

Temperatura opera=50 °F

Qw=3000 BPD

Tiempo retención aceite=10min

Qg=8 MMSCFD

Tiempo retención agua=10min

Viscosidad aceite=10 cP

G.E.aceite=0.87

G.E.agua=1.07

G.E.gas=0.6

Cd=0.64

Presión opera=500psia

$z=0.88$

Paso 1. Determinamos la densidad del aceite y del gas

$$\rho_g = 2.7\gamma \frac{P}{TZ} = 2.7(0.6) \frac{500}{550 * 0.88} = 1.674 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$\rho_o = \rho_w \gamma_o = 62.4 * 0.87 = 54.288 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

Paso 2. Usando un diámetro de 500 micrones, determinamos el mínimo diámetro del equipo para el asentamiento de la gota de agua.

$$D_{\min}^2 = 6686 \frac{6000 * 10}{(0.2)500^2} = 8023.2 \text{ plg}^2$$

$$D = 89.57 \text{ pulg}$$

Paso 3. Usando la ecuación (48) y un diámetro de 100 micrones, determinamos el mínimo diámetro del equipo para la restricción de gas.

$$D_{\min}^2 = 5058 * 8 \left(\frac{550 * 0.88}{500} \right) \left[\frac{1.674}{54.288 - 1.674} * \frac{0.64}{100} \right]^{1/2}$$

$$D_{\min} = 28.911 \text{ pulg}$$

Dado el caso que no se conociera el valor del coeficiente de arrastre C_d , este se calcularía por el método de iteración visto anteriormente.

Paso 4. El mayor de estos dos diámetros mínimos del paso 2 y 3, se selecciona como el menor diámetro del equipo en este caso 89.57 plg.

Paso 5. Para diámetros comerciales mayores que el diámetro mínimo del equipo, calculamos alturas del aceite y agua, h_o y el h_w , de las siguientes ecuaciones

$$h_o = \frac{Q_o * t_{ro}}{0.12 * D^2}$$

$$h_w = \frac{Q_w * t_{rw}}{0.12 * D^2}$$

Paso 6. Determinamos el L_{ss} según el diámetro si es mayor o menor de 36 para este caso todos los diámetros a escoger son mayores a 36 por lo que se utiliza la siguiente ecuación para cada uno de los diámetros a evaluar:

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

Paso 7. Calculamos la relación de esbeltez para cada relación L_{ss}/D con la formula

$$SR = \frac{12 * L_{ss}}{D}$$

La relación de esbeltez para los separadores trifásicos se manejan en rangos de 1.5 a 3, cualquier diámetro y longitud que cumpla con este requisito sirve.

Paso 8. La ultima parte es la selección del equipo correcto como podemos observar en la tabla 7 tenemos cinco posibles configuraciones que cumplen con los requisitos de esbeltez, la selección final depende de los costos y la viabilidad del separador en este caso el separador de diámetro de 96 plg y longitud de 18 pies es probablemente la mejor elección.

Tabla 7 Resultados ejercicio dimensionamiento separador trifásico vertical

D (in)	ho(in)	hw(in)	Lss (ft)	SR
96	54,25	27,13	18,12	2,26
108	42,87	21,43	17,69	1,97
120	34,72	17,36	17,67	1,77
132	28,70	14,35	17,92	1,63
144	24,11	12,06	18,35	1,53
156	20,55	10,27	18,90	1,45
168	17,72	8,86	19,55	1,40
180	15,43	7,72	20,26	1,35
192	13,56	6,78	21,03	1,31

3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN

Los principales factores que controlan el dimensionamiento de los equipos de tratamiento de emulsiones son:

- Requerimientos de entrada de calor
- Consideraciones de separación gravitacional
- Tamaño de gota de agua.
- Ecuaciones de asentamiento
- Ecuaciones de tiempo de retención

3.4.1 Requerimientos de entrada de calor

La entrada de calor además del combustible requerido para el tratamiento depende del aumento en la temperatura, la cantidad de agua en el crudo y de la tasa de flujo. El calentamiento del agua requiere dos veces más energía de la que se necesitaría para calentar el crudo. Por esta razón es ventajoso separar cualquier agua libre de la emulsión para que sea tratada ya sea con un FWKO localizado corriente arriba del tratador o un sistema interno de FWKO en el tratador mismo.

Asumiendo que el agua libre ha sido separada de la emulsión, el agua remanente es menor al 10 % del crudo y que el tratador está aislado para minimizar las pérdidas de calor. El calor de entrada requerido puede ser determinado por

$$q = 16Q_o \Delta T [0.5(SG)_o + 0.1] \quad (54)$$

Donde

q = entrada de calor [BTU/h]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BPD]

ΔT = incremento de la temperatura [°F]

SG_o = Gravedad específica del crudo

3.4.1.1 Efectos de Temperatura.

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

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

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

$$\mu_o = 10^X - 1 \quad (55)$$

Donde:

μ_o : Viscosidad del aceite, (Cp)

T: Temperatura del aceite; (°F)

G: Gravedad específica del aceite, °API

$$X = Y T^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023G$$

Estos datos fueron obtenidos trabajando con un rango de gravedad API entre 16 y 58° y temperaturas entre 70 y 295°F. La viscosidad también puede obtenerse gráficamente mediante la figura ubicada en **el anexo D**.

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

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

Al incrementar la temperatura, la disminución en gravedad específica tanto del crudo como del agua permite que el agua sea separada del crudo. Dependiendo de las propiedades del crudo, la diferencia en gravedad específica puede aumentar o disminuir, dependiendo de las características del aceite crudo. En muchos casos si la temperatura de tratamiento es menor de 200°F el cambio en gravedad específica con la temperatura puede ser despreciado.

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

3.4.2 Consideraciones de separación por gravedad

La mayoría de los equipos de tratamiento de crudo dependen de la gravedad para separar las gotas de agua de la fase continua de aceite, debido a que las gotas de agua son más pesadas que el volumen de aceite que desplazan. Sin embargo la gravedad es resistida por una fuerza de arrastre causada por las gotas en su movimiento hacia abajo del crudo. Cuando las dos fuerzas son iguales, se alcanza una velocidad constante dada por la ley de Stokes

$$v = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{\mu_o} \text{ ft/s} \quad (1)$$

Donde

v = es la velocidad de asentamiento de la gota de agua,

$\Delta\gamma$ =es la diferencia entre las gravedades especificas del agua y el petróleo

d_m = es el diámetro de la gota de agua [μm]

μ_o = es la viscosidad del aceite. [Cp]

De esta ecuación podemos obtener varias conclusiones

- Entre mayor sea el tamaño de la gota de agua mayor será el cuadrado de su diámetro y por lo tanto mayor será su velocidad de asentamiento, entre más grande sea la gota le tomara un menor tiempo para asentarse en el fondo del recipiente y será más fácil el tratamiento del crudo.
- A mayor diferencia de densidad entre las gotas de agua y la fase de aceite, mayor será la velocidad de asentamiento, por eso entre más ligero es el crudo más fácil es su tratamiento. Si la gravedad del crudo es de 10 °API y el agua es fresca, la velocidad de asentamiento es cero, y no hay diferencia de gravedades.
- A mayor temperatura, menor será la viscosidad del crudo y por lo tanto mayor será la velocidad de asentamiento. Por eso es más fácil tratar el crudo a temperaturas altas (asumiendo un efecto despreciable en la diferencia de gravedades debido al aumento de temperatura).

3.4.3 Tamaño de la gota de agua

Para desarrollar el procedimiento de diseño del tratador, se debe determinar el tamaño de gota de agua que será usado en la ecuación de asentamiento. Sería muy raro tener datos de laboratorio del tamaño de gota para una emulsión cuando entra a la sección de coalescencia del tratador. Cualitativamente esperaríamos que el tamaño mínimo de gota que debe ser removida para un determinado corte de agua:

- Aumente con el tiempo de retención en la sección de coalescencia.

- Aumente con la temperatura que tiende a excitar el sistema, llevando a colisiones entre las gotas más pequeñas.
- Aumente con la viscosidad del crudo que tiende a inhibir la formación de gotas pequeñas por el cizallamiento que ocurre en el sistema.

Hemos visto que después de un periodo inicial, el aumento del tiempo de retención tiene un pequeño impacto en la tasa de crecimiento de las partículas. Además, para tratadores dimensionados prácticamente con tiempos de retención de 10 a 30 minutos, no se esperaría que el tiempo fuera una variable determinante. Intuitivamente esperaríamos que la viscosidad tuviera un efecto mayor sobre la coalescencia que la temperatura.

Asumiendo que el tamaño mínimo de las gotas que deben asentarse, es una función únicamente de la viscosidad del crudo, se han desarrollado ecuaciones que correlacionan este tamaño de gota con la viscosidad del crudo, se usaron datos de tratadores convencionales operando con un corte de agua del 1 %. El tamaño de las gotas de agua se calculo usando las ecuaciones de asentamiento (tratadores horizontales) dando como resultado:

$$d_{m1\%} = 200\mu^{0.25} \text{ para } \mu_o < 80 \text{ Cp} \quad (56)$$

donde

$d_{m1\%}$ = diámetro de la gota de agua que se asentara del crudo para conseguir 1% de corte de agua [μm]

μ = viscosidad del crudo [Cp]

Utilizando el mismo procedimiento, se desarrollo la siguiente ecuación para tratadores electrostáticos

$$d_{m1\%} = 170\mu^{0.4} \text{ para } 3\text{cp} < \mu_o < 80 \text{ Cp} \quad (57)$$

Para efectos del corte de agua sobre el tamaño de gota se halló experimentalmente otra correlación resultando en la ecuación

$$\frac{d_m}{d_{m1\%}} = W_c^{0.33} \quad (58)$$

Donde

d_m = diámetro de la gota de agua que se asentara del crudo para conseguir un corte de agua dado W_c [μm]

W_c = corte de agua %

Estas ecuaciones solo deben usarse en ausencia de otros datos y valores experimentales, estas correlaciones están basadas solamente en una limitada experiencia.

3.4.4 Ecuaciones de asentamiento

La diferencia de gravedades específicas entre las gotas de agua dispersas y el crudo debe resultar en el agua hundiéndose al fondo del recipiente de tratamiento.

Desde que la fase continua de aceite este fluyendo verticalmente hacia arriba en los tratadores, la velocidad descendente de las gotas de agua debe ser suficiente para superar la velocidad del crudo viajando hacia arriba a través del tratador. Igualando la velocidad del crudo a la del asentamiento del agua se obtiene la siguiente ecuación:

Tratadores horizontales

$$DL_{\text{eff}} = 438 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) (d_m^2)} \text{ in.ft} \quad (59)$$

Tratadores verticales

$$D = 81.8 \left[\frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma)(d_m)^2} \right]^{1/2} \quad (60)$$

La altura de la sección de coalescencia para un tratador vertical no entra en la ecuación de asentamiento. El área transversal de flujo para la velocidad de subida del crudo es función únicamente del diámetro del tratador. Este es un factor limitante en la capacidad de los tratadores verticales. En un tratador horizontal el área transversal de flujo para la velocidad de subida del crudo es una función del diámetro por la longitud de la sección de coalescencia.

Gunbarrels

Las ecuaciones para los gunbarrels son similares a las de los tratadores verticales desde que los patrones de flujo y la geometría son iguales. Sin embargo los tanques gunbarrel experimentan un problema diferente debido a la distribución desigual del flujo. Esto es un resultado del gran diámetro del tanque. La ecuación de dimensionamiento para los gunbarrels incluye un factor de corto circuito F. este factor se tiene en cuenta para distribución imperfecta de liquido a través de toda la sección transversal del tratador o tanque y es función de las condiciones de flujo en el recipiente. Entre más grande sea el tiempo de retención, mayor será el factor de cortocircuito F.

$$D = 81.8 \left[\frac{F Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma)(d_m)^2} \right]^{1/2} \quad (61)$$

Si el diámetro d es mayor de 48 in, F tendrá un valor de d/48, si el diámetro es menor de 48 in entonces F será igual a 1

Donde

D= diámetro interno mínimo del recipiente [in]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BOPD]

μ_o = viscosidad del crudo [cp]

L_{eff} = longitud de la sección de coalescencia [ft]

$\Delta \gamma$ = la diferencia entre las gravedades específicas del agua y el petróleo (relativa al agua)

d_m = diámetro de la gota de agua [μm]

F= factor de cortocircuito.

3.4.5 Ecuaciones de tiempo de retención

El crudo debe ser mantenido a una temperatura por un periodo específico de tiempo para permitir la desemulsificación del agua del crudo. Esta información se determina mejor en el laboratorio, pero en ausencia de tales datos, de 20 a 30 min es un buen comienzo.

El tiempo de retención en la sección de coalescencia-asentamiento del tratador es el volumen de la sección dividido por la tasa de flujo de crudo. El volumen de la sección es una función del diámetro del recipiente y de la altura de la sección de coalescencia.

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

Tratadores horizontales

$$d^2 L_{eff} = \frac{Q_o (t_r)_o}{1.05} \quad (62)$$

Tratadores verticales

$$d^2h = \frac{Q_o (t_r)_o}{0.12} \quad (63)$$

Parte de la altura total del equipo se requiere para proporcionar retención de agua. La remoción de crudo del agua no es un problema primario. Se pueden derivar ecuaciones para la retención de agua similares a las ecuaciones para crudo. Asumiendo que el factor de cortocircuito no es crítico, la altura requerida para la retención de agua puede ser derivada.

La altura de agua requerida para proveer un determinado tiempo de retención define la distancia entre la salida del tubo descendente y la del agua. La altura de la interfaz crudo-agua puede ser mucho mayor debido a la necesidad de proveer espacio para los pirotubos. La altura de la sección de coalescencia y además la altura total del recipiente se determina con mayor frecuencia por la necesidad de mantener el crudo en la interfaz crudo-agua por encima de la presión de punto de burbuja, además la mayoría de los tratadores verticales tienen tiempos de retención para el crudo más largos que el necesario solo para la coalescencia.

Gunbarrels

$$d^2h = \frac{FQ_o (t_r)_o}{0.12} \quad (64)$$

Donde

t_r = tiempo de retención [min]

Q_o = flujo del crudo [BOPD]

h = altura de la sección de coalescencia [in]

F = factor de cortocircuito

3.5 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO TRATADORES TERMICOS

Para especificar el tamaño de un tratador, se deben determinar el diámetro (d), la longitud o altura de la sección de coalescencia (L_{eff} o h), y la temperatura de tratamiento o rango de los tubos de fuego. Como hemos visto, estas variables son interdependientes y no es posible llegar a una única solución para cada una. El ingeniero de diseño debe balancear el costo de un aumento en la geometría contra los ahorros generados por la reducción de la temperatura de tratamiento.

Las ecuaciones presentadas previamente nos proveen las herramientas para llegar a este balance. Sin embargo debido a la naturaleza empírica de algunas de los supuestos anteriores, el juicio del ingeniero debe ser usado en la selección del tamaño del tratador a utilizar.

3.5.1 Procedimiento general de diseño

- 1) Escoger una temperatura de tratamiento
- 2) Determinar la entrada de calor requerido de las ecuación **(54)**
- 3) Determinar la viscosidad del crudo a la temperatura de tratamiento. En ausencia de datos de laboratorio la ecuación **(55)** provee una correlación que puede ser usada para estimar la viscosidad del crudo dadas su gravedad API y su temperatura.
- 4) Seleccionar el tipo de tratador.
- 5) Escoger el mínimo tamaño de gota que debe ser separado de datos experimentales, tomarlo de otros tratadores en servicio ó sacarlo de las ecuaciones **(56)** ó **(57)**.

- 6) Dimensionar el tratador usando el procedimiento apropiado mencionado abajo para el tratador seleccionado.
- 7) Repetir el procedimiento para las diferentes temperaturas de tratamiento.

3.5.1.1 Procedimiento de diseño para tratadores verticales

- 1) Calcular el diámetro mínimo del tratador usando la ecuación **(60)**
- 2) Resolvemos la ecuación de tiempo de retención **(63)**
- 3) Reemplazamos el diámetro en la ecuación **(63)** y hallamos la L_{eff}
- 4) Con la L_{eff} hallada calculamos la L_{ss}
- 5) Calculamos la relación de esbeltez y observamos si se encuentra entre 3 y 4

Un ejemplo del dimensionamiento y la selección del tratador vertical se puede observar a continuación

Dimensionamiento de un tratador vertical

Dados los siguientes datos:

Gravedad del aceite = 40^a API

$$\frac{141.5}{131.5 + API} = SG_o$$

$$SG_o = 0.825$$

$$SG_w = 1.04$$

Flujo del Aceite = 2000 BOPD

Temperatura de entrada del Aceite = 90^a F

BS&W de entrada = 10%

BS&W de salida 1 %

SOLUCION

Primero calcularemos el calor requerido para las diferentes temperaturas de tratamiento. En este caso 90^o, 100^o y 120^o F, de la ecuación **(54)**

$$q = 16Q_o \Delta T [0.5(SG_o) + 0.1]$$

$$q = 16(2000) (\Delta T) [0.5(0.825) + 0.1]$$

$$q = 16400 (\Delta T)$$

Substituyendo la temperatura de tratamiento 90, 100 y 120^a F y con la temperatura inicial de 80^a F. hallamos los valores para ΔT y calculamos q para cada caso:

$$q_1 = 0$$

$$q_2 = 0.164 \text{ MM BTU/h}$$

$$q_3 = 0.492 \text{ MM BTU/h}$$

Para resolver la ecuación de asentamiento necesitaremos calcular la viscosidad y el diámetro de partícula para cada temperatura de tratamiento que queramos probar. En este caso 80^o F, 100^o F y 120^o F. los resultados será tabulados y aparecen en la **tabla 8**

Para la viscosidad usamos la ecuación **(55)**

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$X = yT^{-1.163}$$

$$Y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023G$$

Donde:

μ_o : Viscosidad del aceite, (cp)

T: Temperatura del aceite; (°F)

G: Gravedad específica del aceite, °API

Para el d_m usamos la ecuación **(56)**

$$d_{m1\%} = 200\mu^{0.25} \text{ para } \mu_o < 80 \text{ cp}$$

Donde

$d_{m1\%}$ = diámetro de la gota de agua que se asentara del crudo para conseguir 1% de corte de agua [μm]

μ = viscosidad del crudo [cp]

Con estos datos resolvemos la ecuación de asentamiento **(60)** para cada temperatura de tratamiento y tabulamos los datos en la **tabla 8**

$$D = 81.8 \left[\frac{Q_o \mu_o}{(\Delta SG)(d_m)^2} \right]^{1/2}$$

Donde

D = diámetro interno mínimo del recipiente [in]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BOPD]

μ_o = viscosidad del crudo [cp]

ΔSG = la diferencia entre las gravedades específicas del agua y el petróleo (relativa al agua)

d_m = diámetro de la gota de agua [μm]

Tabla 8 Resultados de las variables de cálculo a diferentes temperaturas del tratador vertical

Temperatura de Tratamiento (°F)	90	100	120
ΔSG	0.215	0.215	0.215
μ_o	7.0	5.2	3.4
d_m	325	302	271
D_i	64.2	59.57	53.68

Resolvemos la ecuación de tiempo de retención **(63)** para un tiempo de retención de 20 minutos

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

Donde

D= diámetro interno mínimo del recipiente [in]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BOPD]

h= altura de la sección de coalescencia [in]

t_r = tiempo de retención en minutos

$$D^2h = \frac{2000(20)}{0.12}$$

$$D^2h = 333333$$

Ahora calcularemos las longitudes efectivas

La altura h será considerada como L_{eff}

Reemplazamos los diámetros hallados con la ecuación (60) en la ecuación (63) y hallamos la L_{eff} para cada temperatura

Con las L_{eff} halladas calculamos las L_{SS} dependiendo si el diámetro es mayor o menor de 36 in usando las ecuaciones (17) y (18)

En caso de ser menor a 36 $L_{SS} = \frac{L_{eff} + 76}{12}$

En caso de ser mayor a 36 $L_{SS} = \frac{L_{eff} + D + 40}{12}$

Con el L_{SS} hallamos la relación de esbeltez utilizando la ecuación (19)

$$SR = \frac{12 * L_{SS}}{D}$$

Los resultados de este procedimiento se encuentran en la **tabla 9** junto con las L_{eff} en ft para tener una mejor idea de la altura de la sección de coalescencia

Tabla 9 Dimensionamiento del tratador térmico vertical

T	D [in]	$L_{eff} t_r$ [in]	$L_{eff} t_r$ [ft]	L_{SS} para d mayor a 36	Relación de esbeltez SR
90	64.2	80.87	6.74	15.42	2.88
100	59.57	93.93	7.83	16.13	3.24
120	53.68	115.67	9.64	17.45	3.9

Los resultados posibles son los que presentan una relación de esbeltez entre 3 y 4. Escogemos la de menor relación de esbeltez en este caso sería la opción con 59.57 de diámetro, 7.83 ft de altura.

Se recomendaría entonces la escogencia de un tratador con 60 in de diámetro y 8 ft de largo con una temperatura de tratamiento de 100°, con requerimientos de calor de entrada de 0.164 MM BTU/h

3.5.1.2 Procedimiento de diseño para tratadores horizontales

- 1) Resolver la ecuación de asentamiento **(59)**
- 2) Resolvemos la ecuación de tiempo de retención **(62)** para tomarla como valor de referencia
- 3) Reemplazamos diámetros comerciales en las ecuaciones **(59, 62)** y hallamos las L_{eff}
- 4) La L_{eff} del tiempo de retención se tomara como referencia y las que sean menores a estas serán descartadas, las que sean mayores deberán estar dentro de un intervalo máximo escogido por el diseñador

Un ejemplo del dimensionamiento y la selección de tratador horizontal se puede observar a continuación:

Dimensionamiento de un tratador horizontal

Dados los siguientes datos:

Gravedad del aceite = 30° API

$$\frac{141.5}{131.5 + API} = SG_o$$

$$SG_o = 0.875$$

$$SG_w = 1.04$$

Flujo del Aceite = 5000 BOPD

Temperatura de entrada del Aceite = 80° F

BS&W de entrada = 10%

BS&W de salida 1 %

SOLUCION

Primero calcularemos el calor requerido para las diferentes temperaturas de tratamiento. En este caso 80°, 100° y 120° F, **de la ecuación (54)**

$$q = 16Q_o \Delta T [0.5(SG_o) + 0.1]$$

$$q = 16(5000)(\Delta T)[0.5(0.875) + 0.1]$$

$$q = 43040 (\Delta T)$$

Substituyendo la temperatura de tratamiento 80, 100 y 120° F y con la temperatura inicial de 80° F. hallamos los valores para ΔT y calculamos q para cada caso:

$$q_1 = 0$$

$$q_2 = 0.86 \text{ MM BTU/h}$$

$$q_3 = 1.72 \text{ MM BTU/h}$$

Para resolver la ecuación de asentamiento necesitaremos calcular la viscosidad y el diámetro de partícula para cada temperatura de tratamiento que queramos probar. En este caso 80° F, 100° F y 120° F. los resultados será tabulados y aparecen en la **tabla 10**

Para la viscosidad usamos la **ecuación (55)**

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$X = yT^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023G$$

Donde:

μ_o : Viscosidad del aceite, (cp)

T: Temperatura del aceite; (°F)

G: Gravedad específica del aceite, °API

Para el d_m usamos la **ecuación (56)**

$$d_{m1\%} = 200\mu^{0.25} \text{ para } \mu_o < 80 \text{ cp}$$

Donde

$d_{m1\%}$ = diámetro de la gota de agua que se asentara del crudo para conseguir 1% de corte de agua [μm]

μ = viscosidad del crudo [cp]

Con estos datos resolvemos la ecuación de asentamiento **(59)** para cada temperatura de tratamiento y tabulamos los datos en la **tabla 10**

$$DL_{\text{eff}} = 438 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta SG) (d_m^2)} \text{ in.ft}$$

Donde

D = diámetro interno mínimo del recipiente [in]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BOPD]

μ_o = viscosidad del crudo [cp]

L_{eff} = longitud de la sección de coalescencia [ft]

ΔSG = la diferencia entre las gravedades específicas del agua y el petróleo (relativa al agua)

d_m = diámetro de la gota de agua [μm]

Tabla 10 Resultados de las variables de cálculo a diferentes temperaturas del tratador horizontal

Temperatura de Tratamiento ($^{\circ}\text{F}$)	80	100	120
ΔSG	0.165	0.165	0.165
μ_o	41.6	17.1	9.4
d_m	508	407	350
$D_i L_{\text{eff}}$	2140.4	1372.2	1017.9

Resolvemos la ecuación de tiempo de retención **(62)** para un tiempo de retención de 20 minutos

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{Q_o (t_r)_o}{1.05} \text{ [in}^2\text{ft]}$$

Donde

D = diámetro interno mínimo del recipiente [in]

Q_o = tasa de flujo de crudo [BOPD]

L_{eff} = longitud de la sección de coalescencia [ft]

t_r = tiempo de retención en minutos

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{5000(20)}{1.05} \text{ [in}^2\text{ft]}$$

$$d^2L_{\text{eff}} = 95238$$

Ahora calcularemos las longitudes efectivas.

Para el dimensionamiento de los equipos utilizaremos diámetros comerciales de tratadores horizontales. Que se encuentran en el **anexo E**. Con estos valores de diámetro comerciales calcularemos las longitudes efectivas de la sección de coalescencia para las ecuaciones de asentamiento y tiempo de retención

Pasamos los diámetros comerciales a pulgadas y los reemplazamos en las ecuaciones **(59, 62)**

Hallamos las L_{eff} , estos valores se muestran en la **tabla 11**

La L_{eff} del tiempo de retención se tomara como referencia y las que sean menores a estas serán descartadas, las que sean mayores deberán estar dentro de un intervalo máximo escogido por el diseñador

Tabla 11 Dimensionamiento del tratador térmico horizontal

D [in]	$L_{\text{eff}} t_r$	$L_{\text{eff}} 80$	$L_{\text{eff}} 100$	$L_{\text{eff}} 120$
36	73.49	59.46	38.12	28.28
48	41.34	44.59	28.59	21.21
72	18.37	29.72	19.06	14.14
96	10.33	22.29	14.29	10.60
120	6.61	17.83	11.44	8.48
144	4.59	14.86	9.53	7.07

En este caso escogimos un intervalo de 1.5 Se escoge el tratador dentro de las opciones resaltadas, para este caso la que tenga el menor diámetro y la menor temperatura de tratamiento.

D= 72 a 100°F de temperatura de tratamiento y L_{eff} de 19.06 ft por lo que se recomienda una longitud de 20 ft con 100°F de temperatura de tratamiento

3.5.1.3 Procedimiento de diseño para tratadores termoelectrostáticos

Se recomienda que el equipo sea dimensionado como un tratador térmico horizontal, ignorando cualquier contribución de las mallas electrostáticas. Por prueba y error después de la instalación, las mallas eléctricas pueden ser capaces de permitir que el tratamiento ocurra a menores temperaturas.

3.6 DISEÑO DEL PROCESO DE DESALADO

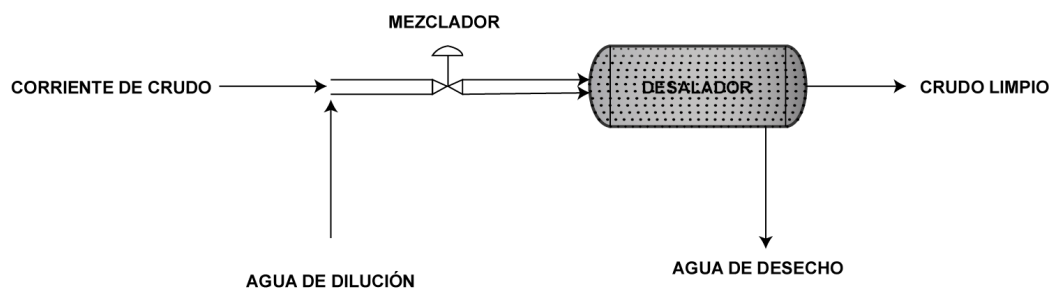
El proceso de desalado consiste en dos pasos, el primero de estos es la mezcla del agua fresca con el agua remanente producida, esto reduce la salinidad del agua producida por dilución de la sal. El segundo paso es la deshidratación, que es la extracción de agua del crudo. Con estos dos pasos se produce una menor salinidad en el agua residual en el aceite producido. El agua de dilución en la desalación no tiene que ser fresca, cualquier cantidad de agua con un contenido de sal inferior a la del agua producida se puede utilizar.

El sistema de desalado puede ser de una o dos etapas

3.6.1 Desalado de una etapa

La **figura 26** es un esquema de un sistema de desalado de una etapa, en este sistema, el agua de lavado, también llamada agua de dilución, es inyectada en el flujo de petróleo procedente de la etapa de deshidratación y luego se mezcla. El resultado de la mezcla es la formación de emulsiones agua-aceite. El aceite entonces entra al desalador donde se extrae el agua, que una vez separada se elimina a través del tratamiento del agua de la producción del campo y sistema de eliminación.

Figura 26 Esquema de un sistema de desalado de una etapa



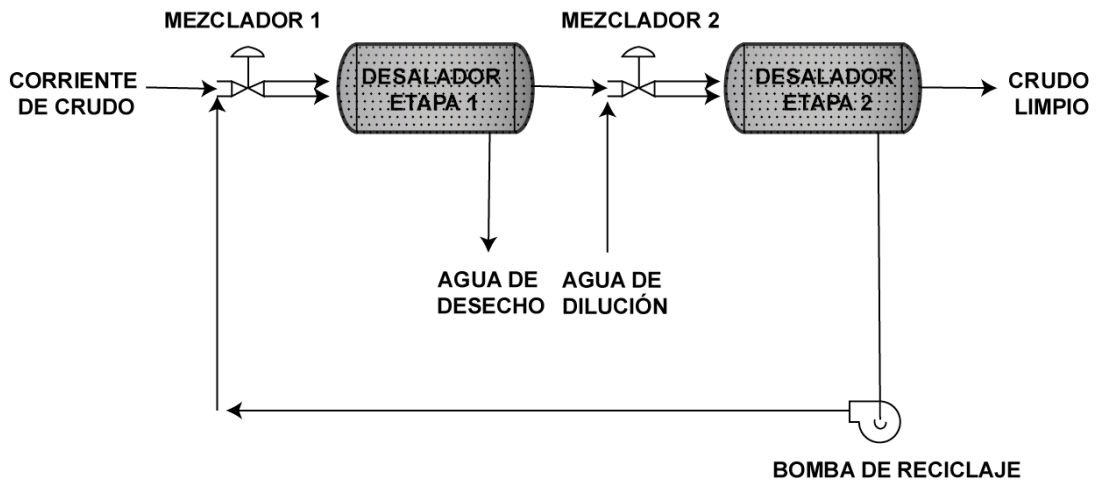
Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations.

Design of Oil-Handling systems and facilities.

3.6.2 Desalado en dos etapas

La **figura 27** es un esquema de un sistema de desalado de dos etapas, con capacidad de reciclaje de agua de dilución. En este sistema, el agua de dilución es agregada en la segunda etapa y toda, o parte, del agua de desecho en la segunda etapa es reciclada y usada como agua de dilución para la primera etapa de desalado. Los sistemas de desalado de dos etapas son normalmente usados para minimizar los requerimientos de agua de lavado, si se necesita más desalado, es posible añadir más etapas de una manera similar.

Figura 27 Esquema de un sistema de desalado de dos etapas



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

La etapa de mezcla en el desalado de petróleo se logra normalmente por el bombeo de crudo (que es la fase continua) y el agua de lavado (que es la fase dispersa) por separado a través de un dispositivo de mezcla. El dispositivo de mezcla usual es simplemente una válvula de estrangulación. El grado de mezcla puede aumentarse si la zona interfacial generada al mezclar es incrementada.

3.7 CALCULO CONTENIDO DE SAL¹²

Para calcular el contenido de sal (PTB) en el crudo, necesitamos el volumen de agua remanente BS&W, la salinidad del agua (ppm), y en algunos casos la densidad de la misma.

Analizaremos tres métodos diferentes para hallar el contenido de sal en base a un ejemplo

Ejemplo 1

Encontrar el PTB de un crudo con un 10% en volumen de agua remanente, si su concentración se estima en 40000 ppm a 25 ° C.

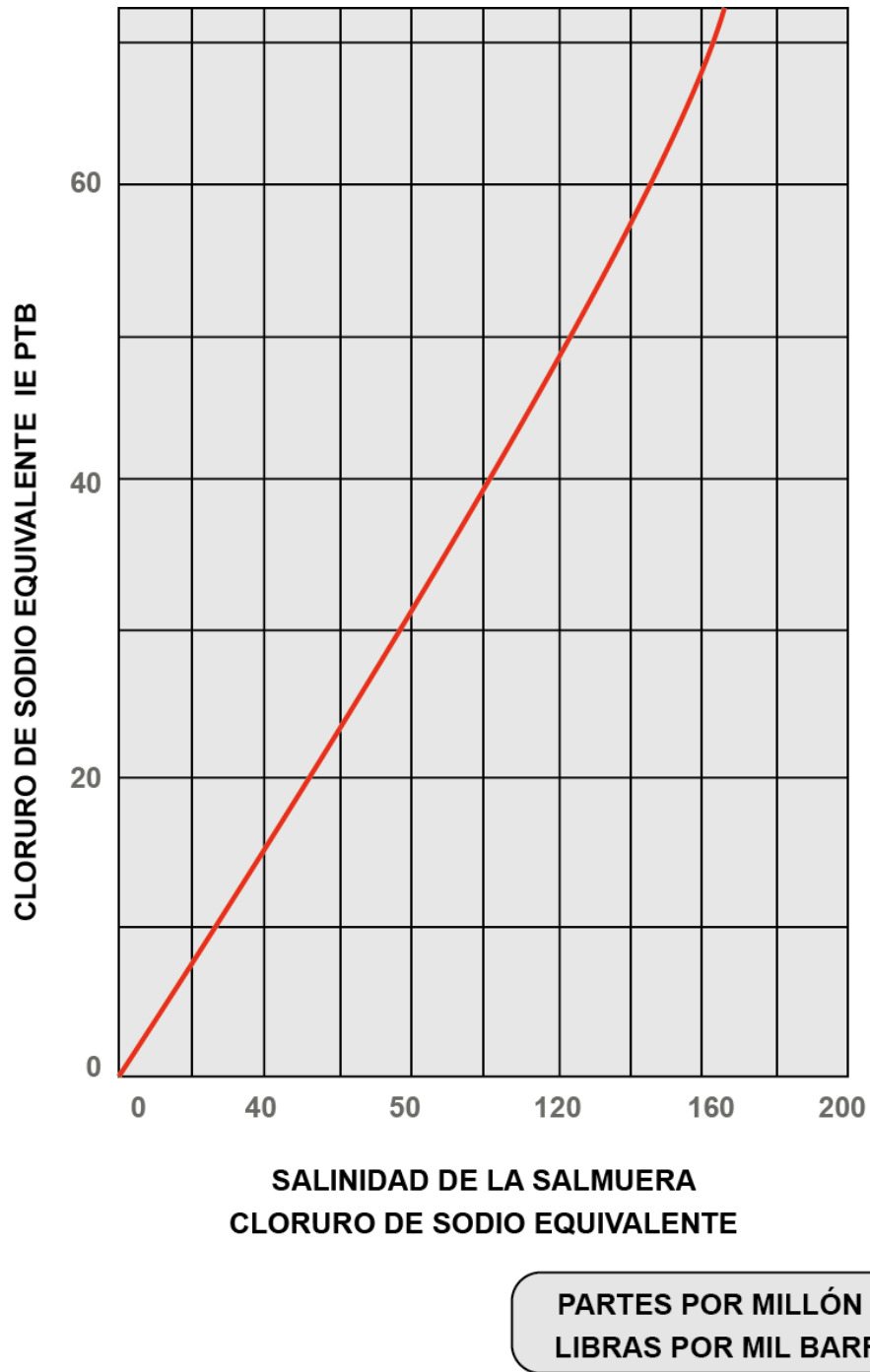
3.7.1 Método grafico

Tomando un 0.1% en volumen del agua que permanece en el crudo como una base para nuestros cálculos, la relación entre el contenido de sal del agua remanente expresada en libras de sal por cada mil barriles de petróleo (PTB) y su concentración o salinidad expresada en ppm se presenta gráficamente en la **Figura 28**. Para otros volúmenes, se utilizan múltiplos simples de los datos aportados por este gráfico. El siguiente ejemplo ilustra el uso de esta relación.

Figura 28 El contenido de sal de petróleo crudo (PTB) como una función de la salinidad de su remanente-agua 0,1% (1/1000) en volumen de agua remanente.

¹² ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

Figura 28 Salinidad vs PTB a 0.1 % de volumen de agua



Fuente: ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

Usando **la figura 28**, el PTB de crudo con 0.1% agua remanente con 40000 ppm de salinidad se encuentra a 14 PTB. Para el petróleo crudo que contiene 10% de agua remanente, el valor de PTB obtenido de la figura debe ser multiplicado por 100; por lo tanto el crudo dado contiene 1400 PTB.

3.7.2 Método volumétrico

Tomando una base de 1000 barriles de petróleo húmedo; el B.S.& W.= 10 %, y la concentración de agua salada = 40000ppm = 4%.

Entonces, calculamos la cantidad de agua en el aceite en ft³

Cantidad de agua en aceite = (1000bbl)0.1= 100bbl

$$= (100bbl) (5.6 \text{ ft}^3 / \text{bbl}) = 560 \text{ ft}^3$$

Ahora, la densidad del agua salada se calcula utilizando la **Tabla 12**. Teniendo en cuenta la concentración y la temperatura

Tabla 12 Densidades de soluciones acuosas inorgánicas (cloruro de sodio NaCl)

%	°C						
	0	10	25	40	60	80	100
1	1,00747	1,00707	1,00409	0,99908	0,99	0,9785	0,9651
2	1,01509	1,01442	1,01112	1,00593	0,9967	0,9852	0,9719
4	1,03038	1,0292	1,0253	1,01977	1,0103	0,9988	0,9855
8	1,06121	1,05907	1,05412	1,04798	1,0381	1,0264	1,0134
12	1,09244	1,08946	1,08365	1,07699	1,0667	1,0549	1,042
16	1,12419	1,12056	1,11401	1,10688	1,0962	1,0842	1,0713
20	1,15663	1,15254	1,14533	1,13774	1,1268	1,1146	1,1017
24	1,18999	1,18557	1,17776	1,16971	1,1584	1,1463	1,1331
26	1,20709	1,20254	1,19443	1,18614	1,1747	1,1626	1,1492

Fuente: ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

Para 4 % de concentración a 25 grados centígrados, la densidad es 1.0253 g/cm³.

Convertimos la densidad a sistema ingles y hallamos la masa de agua

Densidad = 63.3787 lb/ft³. Por lo tanto,

$$\begin{aligned} \text{Masa de agua} &= (560\text{ft}^3) 63.3787 \text{ lb/ft}^3 \\ &= 35828 \text{ lb} \end{aligned}$$

La cantidad de sal NaCl encontrada en esta masa de agua es

$$(35828\text{lb}) (40000)/10^6 = 1433 \text{ lb.}$$

Dado que nuestra base es de 1.000 barriles de petróleo, la sal contenida es 1433 PTB.

3.7.3 Método de cálculo por ecuación

La cantidad de sal en el crudo es una función de la cantidad de salmuera remanente en el crudo W_R (%BS&W) y de su salinidad S_R en partes por millón (ppm). En otras palabras esta relación podría ser escrita de la siguiente forma de acuerdo a Manning and Thompson.

La densidad de la salmuera se halla en la **Tabla 12**

$$\text{PTB} = 350 \gamma_{\text{Brine}} \left(\frac{1000 W_R}{100 - W_R} \right) \left(\frac{S_R}{10^6} \right) \quad (65)$$

$$\text{PTB} = (350)(1.0253) \left(\frac{1000(10)}{100 - 10} \right) \left(\frac{40000}{10^6} \right)$$

$$\text{PTB} = 1595$$

3.8 DETERMINACIÓN DEL REQUISITO DE AGUA DE DISOLUCION¹³

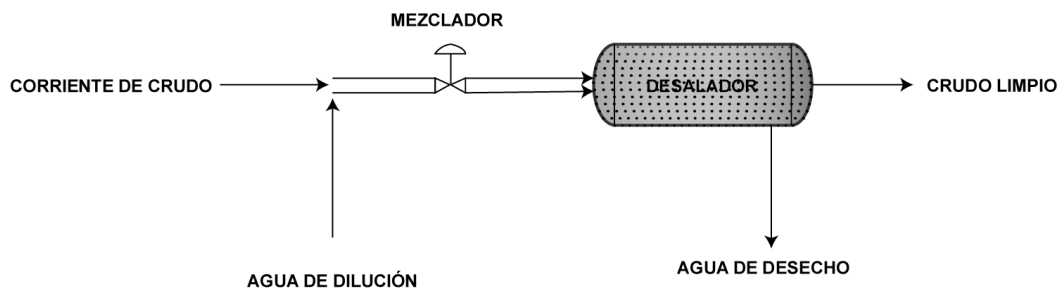
Desde el punto de vista operativo, Se ha informado que la cantidad de agua de dilución W_D añadido en los procesos de desalado de petróleo esta en el rango de 5-10% de volumen, basado en la cantidad de agua remanente y su salinidad.

La siguiente correlación se ha desarrollado para determinar W_D como una función de W_R , S_R , S_D , (la salinidad del agua de dilución) y la eficiencia de la mezcla entre las dos fases, E .

$$W_D = \frac{2.5 \cdot 10^3 (W_R)^{0.01533}}{(S_D)^{0.2606} (S_R)^{0.0758} E^{0.6305}} \quad (66)$$

Donde S_D y S_R están en partes por millón, y E y W_R están en porcentaje.

Figura 29



Después de la mezcla entre el agua remanente y el agua de dilución, nuestra corriente presentara una nueva salinidad. Realizando un balance de materia

¹³ ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing.

$$EW_D S_D + W_R S_R = S_B (EW_D + W_R)$$

O

$$S_B = \frac{EW_D S_D + W_R S_R}{EW_D + W_R} \quad (67)$$

Donde S_B se refiere a la salinidad promedio en la mayor parte de la fase homogénea como resultado de mezclar el agua remanente con el agua dulce.

Con S_B que es la nueva salinidad de la nueva agua remanente se calculan las PTB después del proceso de desalado con alguno de los métodos descritos en **(3.7)**

4. METODOLOGIA

4.1 ALCANCE DE LA HERRAMIENTA

Esta herramienta busca facilitar los cálculos necesarios para la determinación del sistema de separación, tratamiento térmico y desalado de crudo, teniendo en cuenta las características de este, y unas probables exigencias de entrega del mismo. El software facilita la escogencia del tipo de equipo para cada proceso y a su vez dimensiona los equipos escogidos en los procesos de separación y tratamiento, teniendo en cuenta claro las características y condiciones de crudo.

4.2 DESCRIPCION

Esta herramienta software consiste en una hoja de Excel programada en Visual Basic por medio de macros la cual contiene la siguiente información:

- Los datos de producción como lo son el caudal de aceite, agua y gas.
- Las características del crudo producido obtenidas por medio de pruebas de laboratorio.
- El procedimiento para la selección del sistema de tratamiento y separación, cada uno con su respectivo dimensionamiento, buscando siempre que el producto de salida cumpla con las condiciones mínimas para ser transportado, refinado y comercializado.

El software realiza la selección de forma interna basado en los siguientes criterios

4.3 CRITERIOS SELECCIÓN DE SEPARADORES

La separación de fluidos es uno de los primeros pasos en la disposición final de la producción de un campo petrolero, de la eficiencia de esta depende en gran medida la calidad de cada uno de los fluidos que se obtienen del separador. Los volúmenes a tratar y producidos dependen tanto de la producción de los pozos que llegan al separador como de la temperatura y presión de operación, la calidad y características de los fluidos (gravedad API, densidad, etc.). Además del

contenido del agua y el BS&W, aquí vale la pena hacer una pequeña diferenciación entre estos dos términos; el contenido de agua del crudo hace referencia a la cantidad total de este fluido que se encuentra en el aceite, bien sea libre o en emulsión (BS&W), mientras que el BS&W hace referencia tan sólo al agua emulsionada presente en el crudo.

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

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

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

Se considera que el primer parámetro que se debe tener en cuenta es el contenido de agua, si este es menor del 20% se elegirá un separador bifásico pues el agua presente, y en consecuencia el corte de agua que se tendrá será muy bajo y no justifica la elección de un separador trifásico. En caso de que el contenido de agua sea mayor al 20% es necesario evaluar el agua libre y la gravedad API del crudo.

En cuanto al agua libre valores menores a 20% no a merita usar separadores trifásico por lo cual se escoge un separador bifásico, en términos de la gravedad

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

Una vez que se ha determinado si el separador es bifásico o trifásico es necesario establecer la posición del mismo (horizontal o vertical). Los caudales tanto de gas como de líquido son de carácter importante en la elección de los separadores, caudales de gas mayores a 5 millones scf y caudales de líquido mayores a 5000bbl de líquido es mejor manejarlos con separadores horizontales.

También se analiza la relación gas-líquido (GLR, por sus siglas en inglés), en esta ocasión se fijarán dos límites uno menor de 500, otro mayor de 2000. El límite de GLR menor de 500 aplica para los separadores trifásicos debido a que en este tipo de separadores los tiempos de retención oscilan entre los 3 y los 30 minutos lo que hace necesario disponer de mayor espacio para llevar a cabo la separación; si el GLR se encuentra en el rango se elegirá un separador vertical pues como se explico en el capítulo dos, estos manejan mejor altos caudales de líquido. En el caso contrario ($GLR > 500$) la elección correcta será separador horizontal trifásico, ya que estos tienen un área mayor para manejar los altos caudales de gas que se presentarían y disminuyen la posibilidad de arrastre de líquido en la corriente de gas que sale del separador. Si de lo contrario se encuentra entre 500 y 2000 se miran otros parámetros para seleccionar el equipo como contenido de sólidos

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

En los **anexos F y G** pueden verse estos criterios de selección en forma de diagrama

4.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TRATADORES

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

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

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

Cuando el porcentaje de BS&W es mayor del 1% se analiza el contenido de sal debido a que la desalinización se relaciona con la extracción de las partículas estabilizadoras, así pues si el contenido de sal es mayor de 50 Ptb se debe seleccionar un tratador termoelectrostático, ya que este cuenta con un campo eléctrico que es una herramienta muy poderosa para romper la resistencia de las películas estabilizadoras.

Por el contrario cuando el contenido de sal es menor de 50 Lbs/MBIs se debe analizar la gravedad API ya que a menor gravedad la viscosidad del petróleo es mayor; un petróleo con alta viscosidad es decir, que fluye lentamente, mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja, por mantener gotas más grandes y por ser más lenta la velocidad con que se precipitan, un petróleo de viscosidad alta requiere más tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y se precipiten, por lo tanto entre más alta sea la viscosidad más estable será la emulsión de ahí cuando la gravedad API sea menor de 25° el tratador que se debe seleccionar debe ser termoelectrostático, de lo contrario se seleccionará un tratador térmico.

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

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

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

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

Estos criterios están expresados en el siguiente diagrama de flujo, el cual tiene muy en cuenta la cantidad de sal debido a que estamos realizando un proceso de desalado.

En el **anexo H** puede verse este criterio de selección en forma de diagrama.

4.5. EXPLICACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

Una vez iniciado el programa nos encontraremos con un menú que nos permitirá escoger entre dos opciones, seleccionar el proceso de tratamiento completo o realizar un dimensionamiento individual de alguno de los equipos que puede dimensionar el software. **Figura 30**, también aparece la opción de menú que será recurrente durante el software y nos permitirá volver al inicio o salir del programa, cualquiera de las dos opciones limpiara los datos introducidos al programa

Figura 30 Menú de inicio



Si escogemos la opción de dimensionamiento individual, el programa nos mostrara un pantallazo con todos los equipos que es capaz de dimensionar **figura (31)**,

Figura 31 Selección individual de equipos



cada equipo pide únicamente los datos que son necesarios para su dimensionamiento, sin tener en cuenta el proceso de selección, por ejemplo para seleccionar un separador bifásico vertical el programa nos pedirá lo mostrado en la **figura (32)**

Figura 32 Datos de entrada separador bifásico vertical

Datos	Valor	Unidades
Qo		BPD
API		°
Psep		psia
T		F
Viscosidad gas		cp
Qg		MMSCFD
G.E gas		Adimensional
z		Adimensional

Si faltan datos o alguno de los datos no se encuentra dentro de los criterios de restricción del programa, aparecerá un mensaje que le indicara al usuario cual es el problema para que lo corrija y le sea permitido avanzar. Como se ve en la **figura 33**

Figura 33 Datos faltantes




Si escogemos la opción de proceso completo, aparecerá el pantallazo que se ve en la **figura 34**, ahí podemos observar la hoja de entrada de datos necesarios para que la herramienta realice su trabajo, entre estos datos están las características del crudo producido tales como; el API, la viscosidad del gas, la gravedad específica del gas (G.E gas), el caudal de agua, aceite y gas (Qw, Qo y Qg respectivamente), el contenido de agua y sedimentos (BSW), el contenido de sal, la temperatura (Tsep) y la presión de separación (Psep), el factor de compresibilidad para el gas natural (z), la gravedad específica del agua (G.E agua), la viscosidad del aceite, el contenido de sólidos y las condiciones de entrega para BSW y cantidad de sal.

Figura 34 Datos de entrada Proceso completo

BIENVENIDO
INGRESE VALORES DE ENTRADA

Datos	Valor	Unidades
Viscosidad aceite		cp
Qo		BPD
API		°
Psep		psia
T		F
Viscosidad gas		cp
Qg		MMSCFD
G.E gas		Adimensional
z		Adimensional
G.E agua		Adimensional
Qw		BPD
Bsw		%
Concentracion sal		ppm
Bsw req		%
Sal req		PTB
Contenido de sólidos		%



➔

Se pueden observar tres botones, el primero es uno que posee una rutina de borrado para limpiar todos los datos ingresados en caso de que se quieran ingresar datos diferentes, el segundo botón inicia el programa para que seleccione el sistema de tratamiento y separación de acuerdo con las características del crudo ingresadas en la **figura 35**, los datos ingresados deben encontrarse dentro del rango de limitaciones que nos muestra el botón de rango. Si oprimimos el botón de diseño, el software nos llevara a otra hoja la cual se puede observar en la **figura 36**, si faltan datos o alguno de los datos no se encuentra dentro de los criterios de restricción del programa, aparecerá un mensaje que le indicara al usuario cual es el problema para que lo corrija y le sea permitido avanzar.

Figura 35 Datos de entrada ingresados para el ejemplo

BIENVENIDO
INGRESE VALORES DE ENTRADA

Datos	Valor	Unidades
Viscosidad aceite	20	cp
Qo	8000	BPD
API	28	°
Psep	250	psia
T	95	F
Viscosidad gas	0,0052	cp
Qg	8	MMSCFD
G.E gas	0,6	Adimensional
z	0,89	Adimensional
G.E agua	1,04	Adimensional
Qw	3000	BPD
Bsw	4	%
Concentracion sal	20000	ppm
Bsw req	0,8	%
Sal req	30	PTB
Contenido de solidos	1	%











Figura 36 Equipos seleccionados

EQUIPOS SELECCIONADOS

Criterio de Selección

SEPARADOR TRIFASICO HORIZONTAL

TRATADOR TERMoeLECTROSTÁTICO




REQUIERE DESALADO

SE RECOMIENDA USAR GUNBARREL

Inicio diseño



En esta nueva hoja el software utilizara los criterios de selección mostrados al inicio del capítulo y nos presentara el tipo de separador seleccionado y el tratador si es necesario para el proceso, además de los nombres de los equipos

seleccionados también nos presenta una imagen con un esquema general de cada equipo seleccionado. Un aviso de si será necesario un gunbarrel que no será dimensionado y otro de si habrá o no proceso de desalado aparecerán en la parte de debajo de la pantalla

En esta se puede ver el botón “Inicio diseño”, el cual al ser presionado inicia el dimensionamiento de los equipos ya escogidos empezado por el equipo seleccionado para el proceso de separación. Adicionalmente se puede señalar el botón criterio de selección y verificar cuales fueron los factores que influyeron en la escogencia de cada equipo.

Al oprimir el boton de diseño el programa nos dimensionara primero el separador elegido. Para este caso el programa pide primero entregar los tiempos de retencion para el agua y el aceite **figura 37** para luego completar el dimensionamiento del separador trifasico vertical como se muestra en la **figura 38**

Figura 37 Ingreso de tiempos de retención

Menu

Separador trifasico horizontal

Por favor ingrese los tiempos de retención para el agua y el aceite

tro	<input type="text"/>	min
tw	<input type="text"/>	min

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIMOS FUTURO

Inicio

En la nueva hoja que el programa genera, presenta el dimensionamiento para el separador trifásico vertical, **figura 38**, en este punto podemos observar datos de interés tales como densidad de los fluidos, la T de operación, el diámetro de partícula (dm), el coeficiente de arrastre supuesto y calculado (Cdsup y Cd cal respectivamente), además de los tiempos de retención dados para cada fluido, internamente nos calcula el diámetro del separador para que satisfaga los requerimientos mínimos tanto para el gas como el agua (Dmin gas y Dmin agua), nos muestra el diámetro mínimo de partícula a separar de agua (dm agua).

Por último la tabla más grande nos presenta el dimensionamiento del equipo empezando por el diámetro comercial inmediatamente superior al mayor de los diámetros (Dmin gas y Dmin agua), calcula las alturas de agua y aceite (ho y hd) para cada diámetro dado, y según el caso calcula la longitud costura-costura (Lss) y con esta calcula la relación de esbeltez para cada diámetro y longitud dada, el programa seleccionada las relaciones entre 3-5 y las coloca de color amarillo.

Figura 38 Dimensionamiento separador trifásico horizontal



El botón continuar nos mostrara un cuadro para almacenar las dimensiones del separador escogido **figura 39**, después de guardar los datos nos preguntara por el tiempo de retención que usaremos para el tratador escogido y nos llevara hacia el proceso de dimensionamiento del equipo de deshidratación, en este caso el del tratador termoelectrostático **figura 40**

Figura 39 Ingreso de valores escogidos del separador seleccionado

Separador trifasico horizo

Menu

D (in)	leff (ft) gas	leff (ft) liq	Lss	12Lss/D
--------	---------------	---------------	-----	---------

Datos de salida

T	554,67	*R
dens oil	55,36	lb/ft ³
dens gas	0,82	lb/ft ³
Sgo	0,89	Adim
dm	100	micro
Aw/A	0,1	Adim
ho/D	0,3428	Adim
PM gas	17,4	lb/lbmol
RGL	1000	scf/STB
QL	11000	BPD
RWL	27,27	%

homax	36,68	in
Dmax	107,02	in
dleff	81,81	in*ft
d ² leff	213000	in ² *ft

tro	15	min
trw	10	min

Cd sup	0,34
Cd cal	1,01

Dimensiones del equipo

INGRESE EQUIPO SELECCIONADO

Diametro escogido pulgadas

Longitud costura-costura pies

Atras Continuar

Continuar

Figura 40 Dimensionamiento Tratador electrostático



Aquí el programa muestra algunos de los datos de entrada necesarios para el dimensionamiento como el API, la Temperatura inicial, el Sgw y un tiempo de retención predeterminado, con estos datos y el Qo, el programa calcula las variables implicadas en el dimensionamiento como el deltaSG, la viscosidad del aceite y el diámetro de partícula, para todas las temperaturas de tratamiento.

Estos valores se utilizan para hallar los parámetros operacionales con las ecuaciones de asentamiento y tiempo de retención además de los requerimientos de calor de entrada.

La última tabla nos muestra la comparación entre las longitudes efectivas a las distintas temperaturas de tratamiento vs la longitud efectiva del tiempo de retención que fueron halladas utilizando los diámetros comerciales de los tratadores.

En la parte de abajo se encuentra el botón de seleccionar que se encarga de borrar las longitudes efectivas que no cumplan con el criterio de selección y deja

resaltadas en amarillo las posibles longitudes que nos servirían para el dimensionamiento final como se muestra en la **figura 41**

Figura 41 Tratador electrostático escogido



Si el crudo en esta etapa no cumple con los requerimientos de PTB, el software nos presentara la opción de avanzar hacia el desalado gracias al botón de desalado que aparece en la **figura 41**. El botón continuar nos permite almacenar las medidas , temperatura de tratamiento y calor requerido del tratador escogido. Como se ve en la **figura 42**

Figura 42 Ingreso valores escogidos del tratador seleccionado

Tratador Electrostatico

API: 28 °, BSW ent: 4 %, BSW sal: 0,5 %, Tentra: 95 °F

Tr: 20 min, Sgo: 0,887 adi, Sgw: 1,040 adi

$d^2 \cdot l_{eff}$: 15

T (F)	95	115	135	155	175	195
DeltaSg	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Visco oil	28,18	13,90	8,41	5,75	4,25	3,31
	98,45	342,15	303,18	274,51		
	14,38	1125,32	1059,31	1007,97		

Leff (ft): 115, 135, 155, 175, 195

T (F)	95	115	135	155	175	195
q (MMBTU/H)	0,00	1,39	2,78	4,17	5,57	6,96

Dimensiones del equipo: INGRESE EQUIPO SELECCIONADO

Diametro escogido: [] pulgadas
 Longitud efectiva: [] pies
 Temperatura tratamiento: [] °F
 Calor requerido: [] MMBTU/H

Buttons: Atras, Continuar, Seleccionar, Continuar, Desalado

Una vez en la parte de desalado el programa calculara la cantidad de agua necesaria para realizar la dilución del agua remanente. Para conseguir esto el programa preguntara al usuario la salinidad del agua de dilución que tenga disponible (ppm) , esta debe ser menor a la salinidad inicial como se ve en la **figura 43**

Figura 43 Pedido de salinidad del agua de dilución

Menu

Desalado

Por favor ingrese la salinidad del agua de dilución

50 12000 ppm

continuar

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIAMOS FUTURO

Con este valor y utilizando los datos de cantidad de agua remanente (%) y salinidad inicial (ppm) como se ve en la **figura 44**, hallaremos el % de agua de dilución, el programa para una mejor comprensión del agua necesaria nos muestra la cantidad de agua en barriles, el nuevo contenido de sal. Con estos datos el programa hallara la nueva salinidad de la mezcla, que será la nueva salinidad de nuestra corriente de crudo.

La herramienta determinara aquí si el crudo ya cumple con las condiciones de entrega o nos dirá si recomienda una segunda etapa de desalado

Figura 44 Resultado desalado



Si continuamos el programa nos llevara a un menú final en el que el usuario decidirá que hacer **figura 45**.

Figura 45 Menú de impresión y salida



Si quiere imprimir los resultados de los equipos involucrados en el proceso estos serán exportados a la ubicación elegida por el usuario en formato .xps. también puede salir del programa o volver al inicio del mismo. Este menú también está disponible al final de cualquier dimensionamiento individual del software.

5. VERIFICACION DE LA HERRAMIENTA CON DATOS DE CAMPO

Para comprobar la eficiencia de la herramienta se comparará un equipo seleccionado por el software con los datos de entrada de campo con el instalado en la planta de deshidratación galán ubicada en Barrancabermeja.

Para esto utilizaremos datos promedio que nos fueron facilitados en el campo y los usaremos para dimensionar individualmente el equipo, en este caso un tratador termoelectrostático.

Los datos iniciales de campo son:

Temperatura inicial: 90° -102° F escogeremos 100°F

API: 18°-23° escogeremos 21° API

Tiempo de retención: 15 minutos

GE_w: 1.04

BSW entrada al tratador: 4%

Q_o: en campo se manejan 8000 BPD pero el tratador instalado está diseñado para manejar caudales más altos por lo que trabajaremos con el caudal máximo de 12000

Con estos datos de entrada, en el campo se encuentran instalados dos tratadores termoelectrostáticos con uno de ellos actualmente en mantenimiento.

Los tratadores instalados presentan las siguientes características

Tabla 13 Especificaciones Tratador termoelectrostático

Tamaño nominal	D: 3.048 m = 10ft = 120 in ; L _{SS} : 13.716 m = 45 ft
Presión de diseño	60 psig
Presión de trabajo	30 psig
Temperatura máxima de trabajo	225 °F
Capacidad de tratamiento	10000-12000 BPD
Caudal de tratamiento	11500 BPD a 160 °F
Rata de calentamiento	6.3 MMBTU/hora
Tamaño de sección de calentamiento	D= 30 in ; L= 20 ft
Transformador	55 KVA
Voltaje primario	480
Voltaje secundario	16000 – 21000 voltios
BSW salida	0.2 %

Fuente: Manual de operaciones planta deshidratadora galán

La salida mínima aceptable de BSW es de 0.5%. Si el BSW de salida es de más de 0.5 % el crudo pasa a un Gunbarrel donde permanece alrededor de 7 horas hasta que el BSW disminuya.

El programa realiza el dimensionamiento de la sección de coalescencia, por lo que esta es la longitud con la que deben corroborarse los equipos, restamos el tamaño de la sección de calentamiento de la longitud costura-costura para obtener un valor aproximado

$$L_{\text{eff}} = L_{\text{ss}} - L_{\text{cal}}$$

$$L_{\text{eff}} = 45 - 20 = 25 \text{ ft}$$

Al realizar el dimensionamiento con el software introducimos los valores iniciales como se ven en la **figura 46**.

Figura 46 Datos de entrada de campo

Datos	Valor	Unidades
Qo	12000	BPD
API	21	°
T	100	F
G.E agua	1,04	Adimensional
Bsw	4	%
Tr	15	min

Dimensionamos el equipo en la **figura 47** y en la **figura 48** aparecen los posibles resultados.

Figura 47 Tratador electrostático con datos de campo



Figura 48 Comparación escogencia de tratador de campo vs software



El equipo instalado en campo se encuentra dentro de las posibles selecciones que nos presenta el software, marcado en rojo, con 120 in de diámetro, 23 ft de longitud efectiva y una temperatura de tratamiento de 160°.

La selección final dentro de los valores posibles depende de varios factores, en campo para realizar esta escogencia se recomienda un estudio sobre la pérdida de livianos con el aumento de la temperatura de tratamiento para evitar la disminución en la calidad del crudo, se analiza la calidad y cantidad del gas que se tenga disponible para usar como combustible para el calentamiento, así como la utilización de químicos que ayudaran al proceso. Estos factores son determinantes en la escogencia de la temperatura de tratamiento y las dimensiones del equipo, pero no están disponibles como criterios de selección del software.

Este se basa principalmente en la comparación entre los valores que cumplan los dos criterios de selección para coalescencia, tiempo de retención y asentamiento, tomando las longitudes para el tiempo de retención como variable de control los valores menores a este para las longitudes de asentamiento son descartadas, las mayores son las posibles respuestas y las que se encuentren más cerca de la longitud del tiempo de retención son resaltadas como los valores probables, escogiendo generalmente el de menor diámetro.

Debido a que el software solo tiene en cuenta los criterios de separación de la emulsión, es difícil escoger un valor parecido al encontrado en campo. En cuanto a la escogencia del voltaje requerido y la ubicación de las mallas eléctricas son necesarias pruebas de laboratorio sobre la emulsión y un proceso de pruebas en el campo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- A partir de unos parámetros establecidos y ingresando los datos de campo la herramienta puede seleccionar los equipos necesarios para los procesos de separación, deshidratación y desalado que cumplan las condiciones de entrega del crudo
- Los equipos seleccionados para cumplir los requisitos de entrega son dimensionados y los resultados obtenidos pueden ser exportados a un formato .xps para ser guardados
- La herramienta nos permite dimensionar individualmente varios tipos de equipos como separadores, tratadores térmicos y tratadores electrostáticos utilizando ciertos parámetros de operación y las características iniciales del crudo.
- El software nos dará una idea general de la cantidad y calidad requerida del agua utilizada en un proceso de desalado de crudo.
- Esta herramienta puede ser usada de forma didáctica para el aprendizaje del dimensionamiento de los equipos, comparando los cálculos realizados manualmente por los estudiantes con los resultados del software.
- Se recomienda desarrollar líneas de código para el dimensionamiento de los gunbarrels y una segunda etapa de desalado

BIBLIOGRAFIA

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

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

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Volume 1, Second Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

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

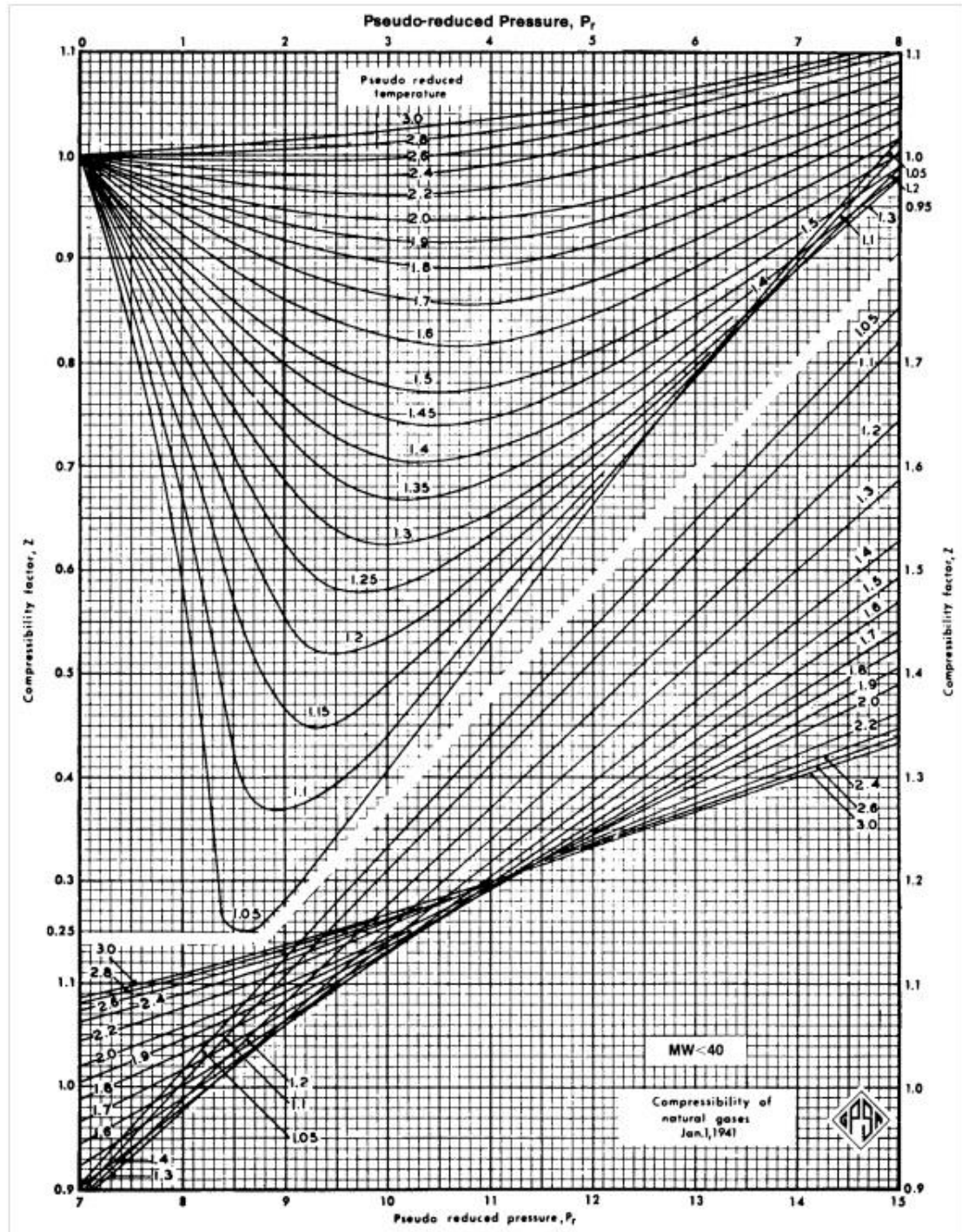
GRANADOS BARRIOS, Paola Andrea y GUTIERREZ MIRANDA, Nidia Rocío. "Definición de estándares operativos para tratadores Térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de Producción". Tesis. 2007. UIS

HERNÁNDEZ SERRANO, Diego Andrés y VALDERRAMA TORRES, Viviana Yamile." Desarrollo de un software para la selección de separadores y tratadores térmicos". Tesis. 2008. UIS

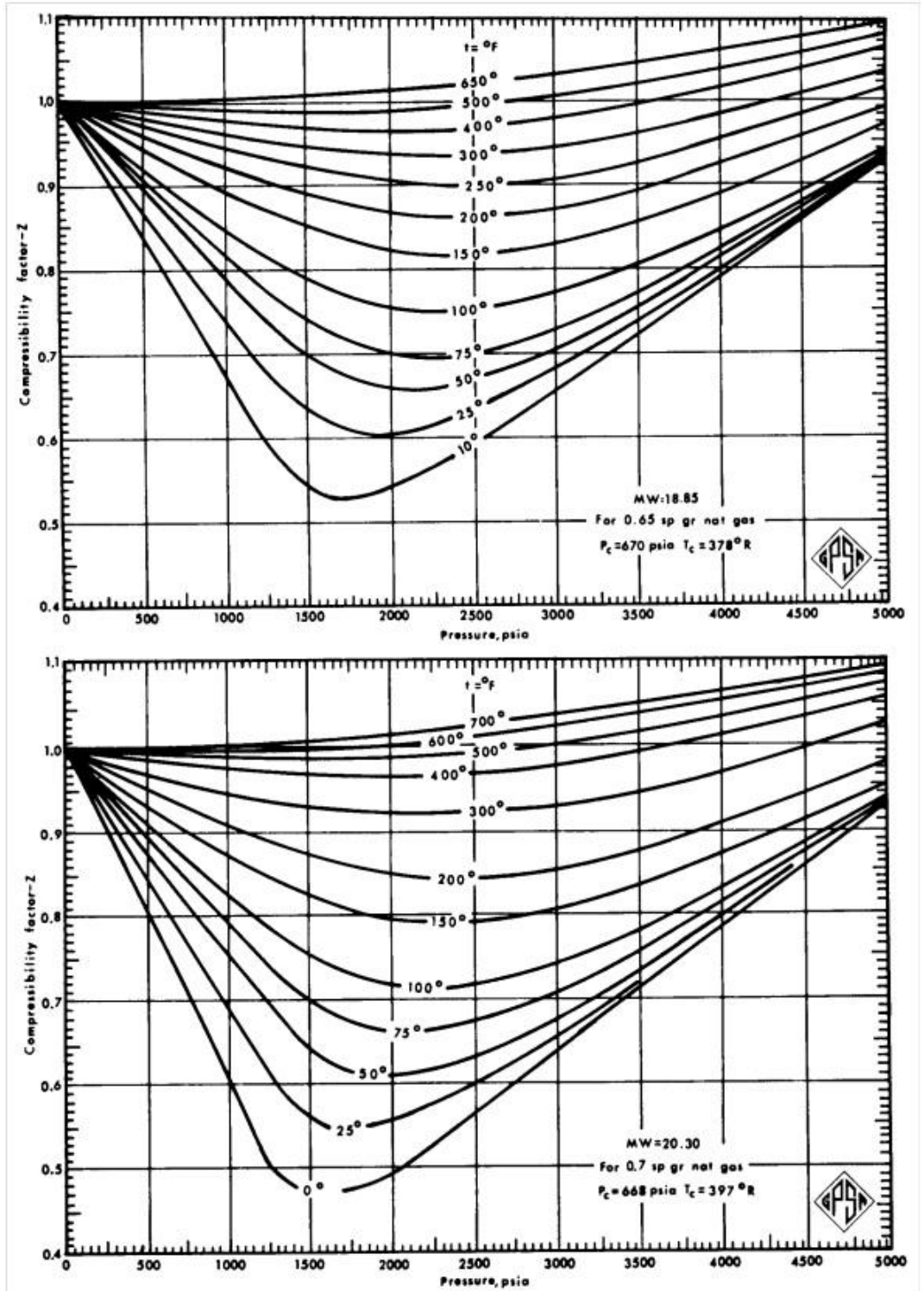
Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER. Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela 2004

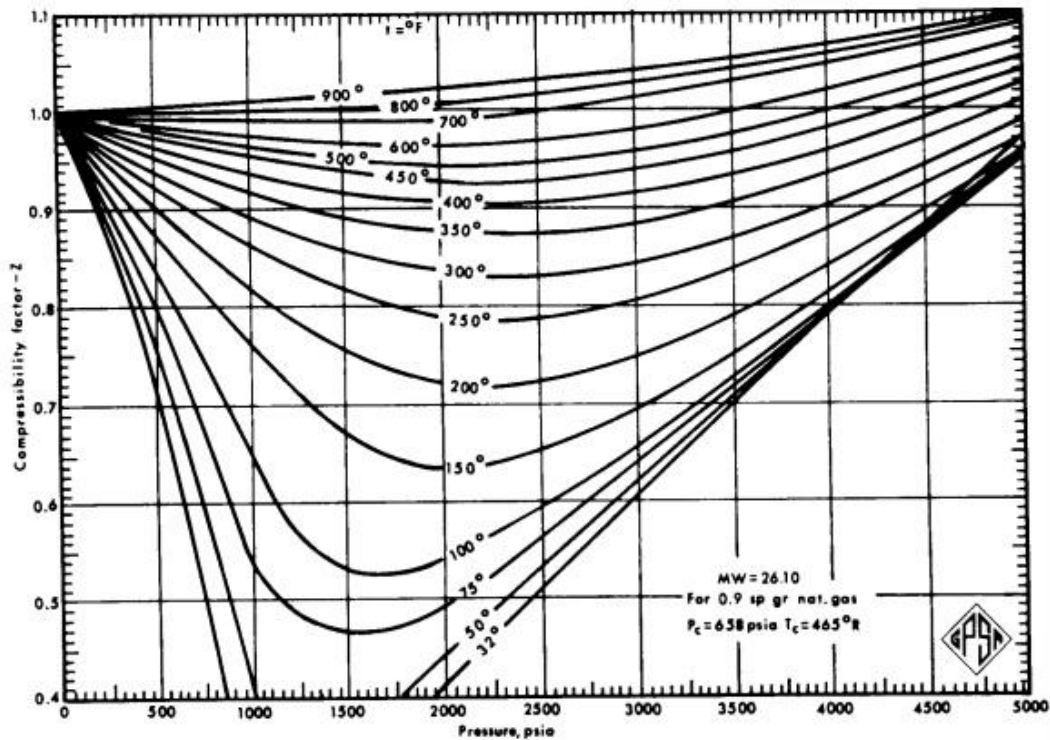
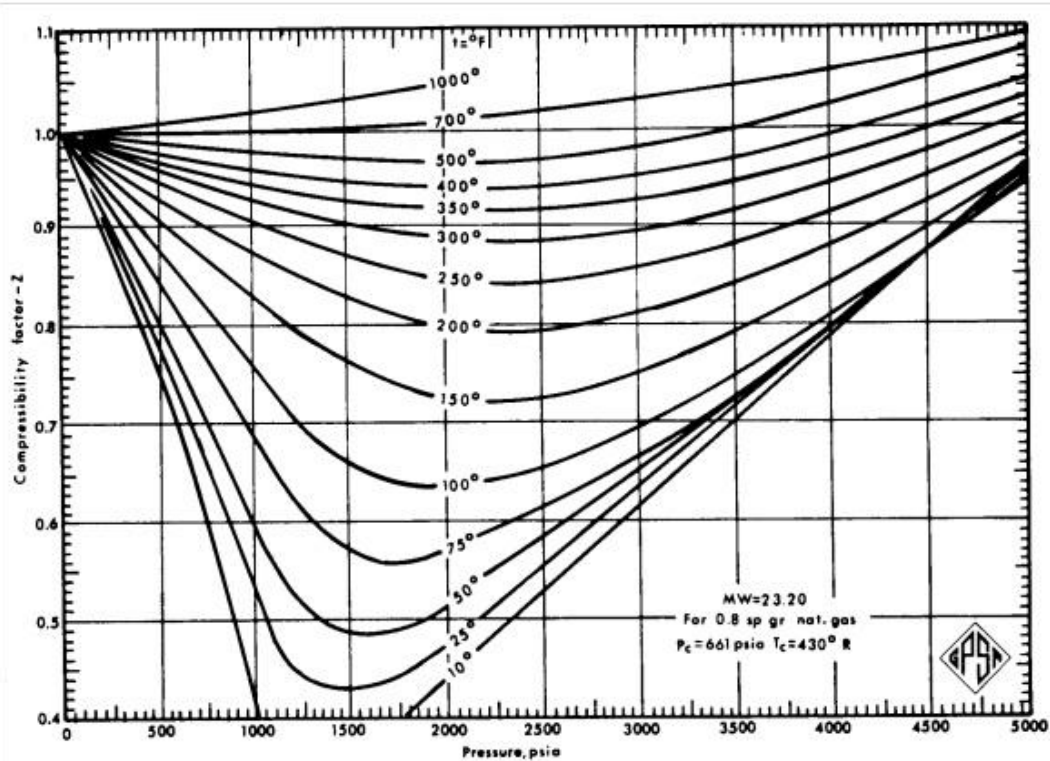
ANEXOS

ANEXO A. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PARA GAS NATURAL

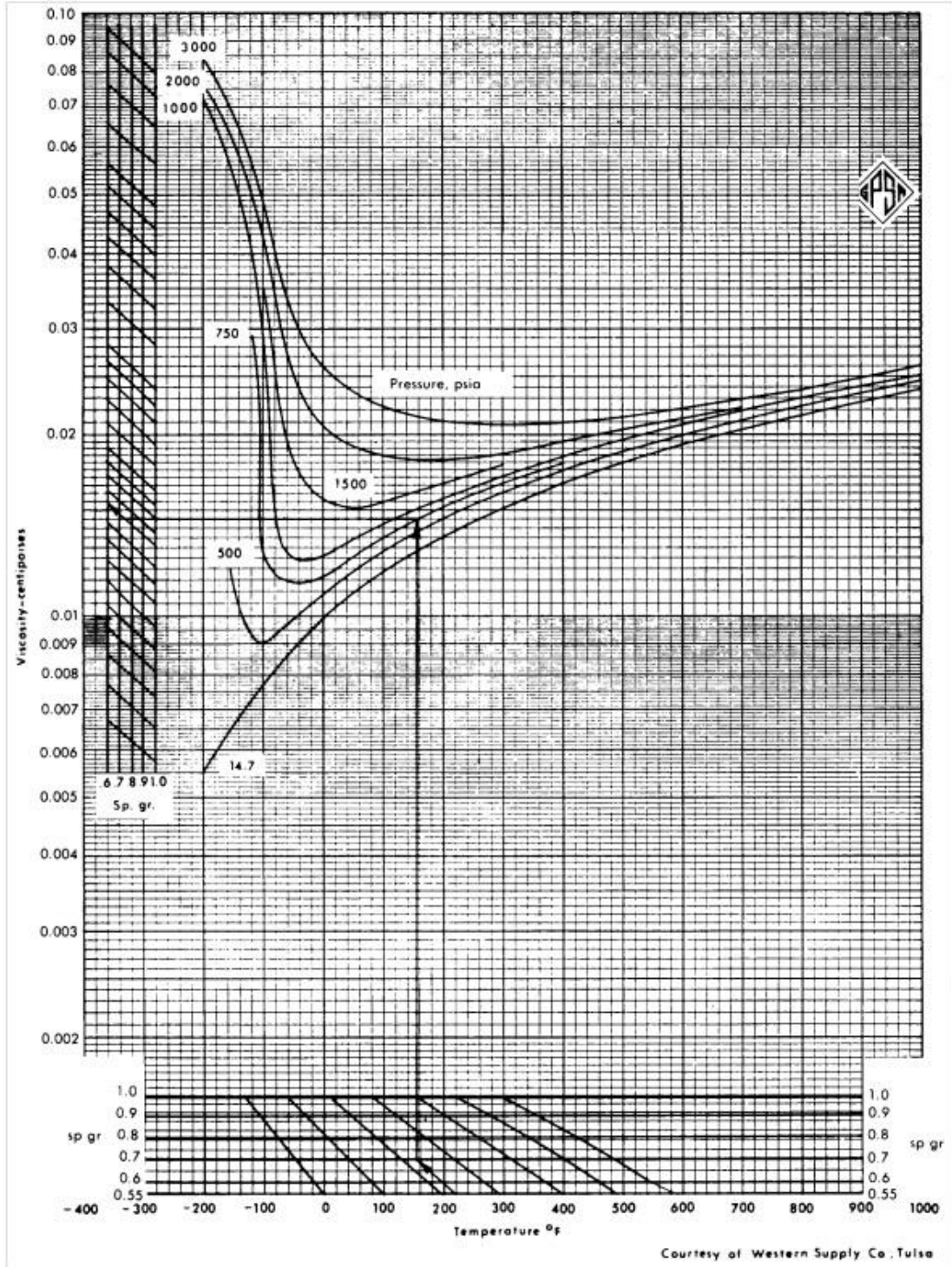


ANEXO B . COMPRESIBILIDAD PARA GASES DE BAJO PESO MOLECULAR

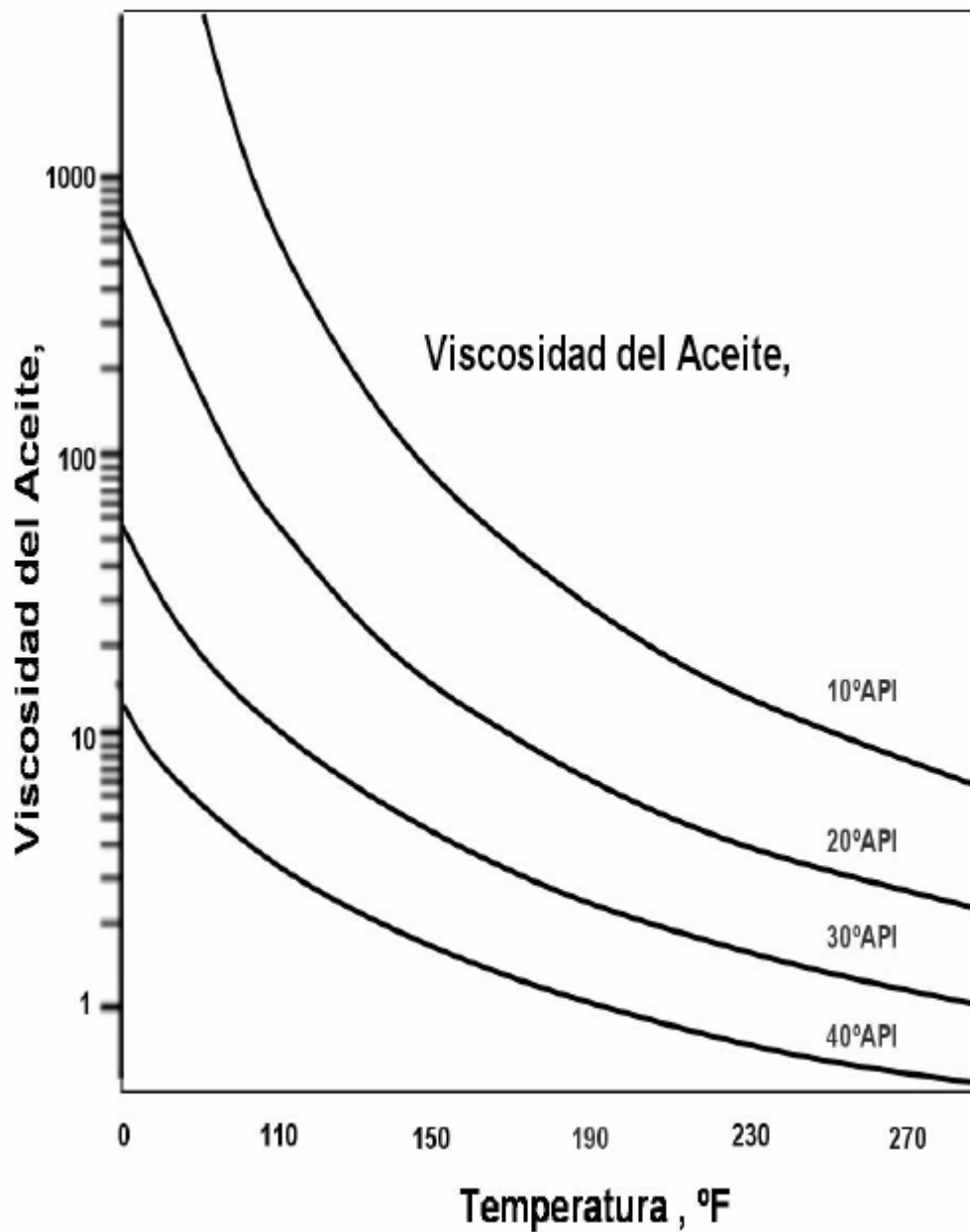




ANEXO C. VISCOSIDAD DEL GAS



ANEXO D. VISCOSIDAD DEL ACEITE



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

ANEXO E Dimensiones y presiones comerciales de tratadores térmicos

Los tratadores armados acorde a las especificaciones API, bien sean verticales y horizontales, están disponibles en diferentes rangos de tamaño y presión como se ilustran en la Tablas., que son los estándares nominales de la industria.

Tabla Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.

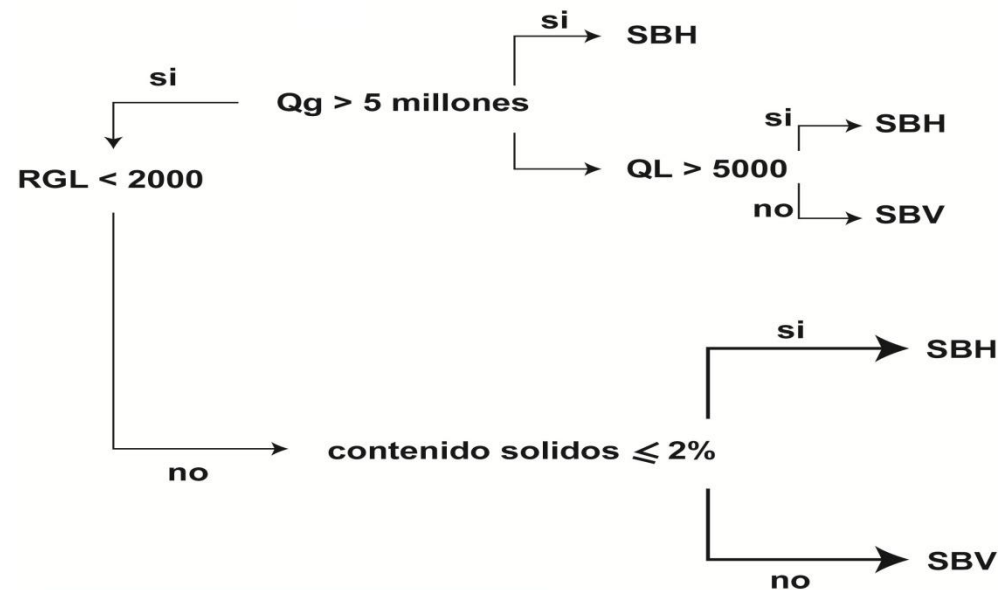
Diámetro exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12,20 o 27 ½	50
6	12,20 o 27 ½	50
8	20 o 27 ½	40
10	20 o 27 ½	40

Tabla Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales.

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

ANEXO F. DIAGRAMAS DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE SEPARADORES

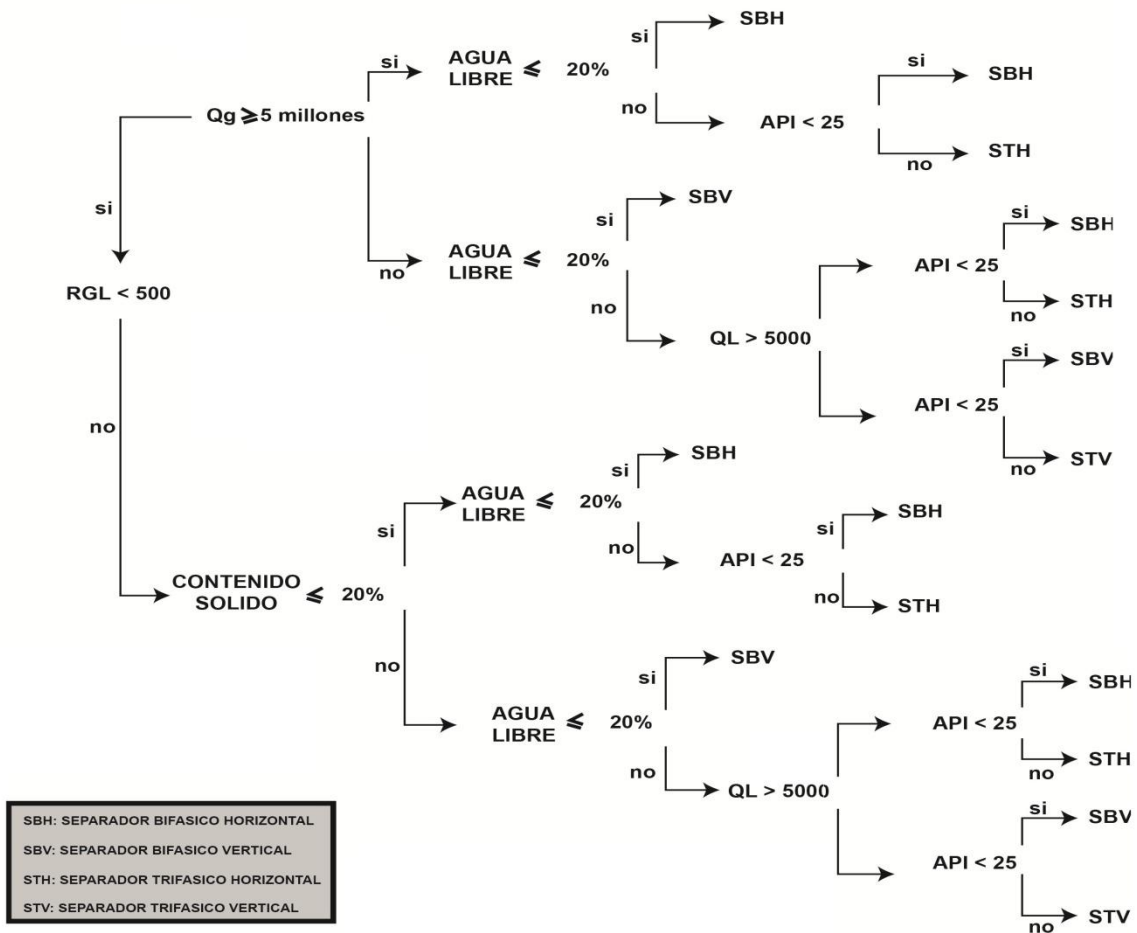
CONTENIDO DE H₂O < 20%



SBH: SEPARADOR BIFASICO HORIZONTAL
SBV: SEPARADOR BIFASICO VERTICAL

ANEXO G. DIAGRAMAS DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE SEPARADORES

CONTENIDO DE AGUA \geq 20%



ANEXO H. DIAGRAMAS DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE TRATADORES

