

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LA  
ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO**

**ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA  
JHON EDISSON SERRANO PARDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LA  
ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO**

**ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA  
JHON EDISSON SERRANO PARDO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

**FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA**

Docente de la carrera, director de este proyecto y amigo; por su perseverancia, apoyo desinteresado y su continua colaboración durante las etapas de revisión del presente trabajo. Por sus aportes técnicos, observaciones y asesorías.

Al ACEIP, por su aporte en la búsqueda de información la cual fue de vital importancia en el desarrollo de nuestro trabajo.

## DEDICATORIA

*A Dios por permitir realizar mis sueños.*

*A mis padres por creer en mí y brindarme todo lo necesario para convertirme en lo que soy, sus grandes esfuerzos y ejemplo de personas. Por ser el motor de mi vida.*

*A mis hermanos (Edinson, Alex y Johana) por su ayuda en la toma de decisiones en situaciones difíciles.*

*A Luz Marina y Ramiro Agudelo (Q.E.P.D) por apoyarme en los primeros semestres en los que sentí desfallecer y los momentos de alegría que me ofrecieron.*

*A mi querida Juliana C. por la energía que me brindo gracias a ese amor que me demostró en todo momento.*

*A mis amigos (el chayis, Roberto, chechi,) por animarme en los momentos de estrés y cansancio.*

*Anderson Reyes M.*

## **DEDICATORIA**

*A Dios por ser el guía y participe en este gran logro.*

*A mis padres por todo el apoyo y esfuerzo para que este sueño se hiciera realidad, por confiar en mí y enseñarme a ser persona.*

*A mis hermanos Liseth, Rubén y Juancito que junto con mi madre fueron la motivación para salir adelante.*

*A mi grandes amigos el chayán, chechí, Roberto, Téllez por su gran colaboración y entretenimiento en momentos difíciles.*

*Jhon Edisson*

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES	22
1.1. LÍNEAS DE FLUJO	26
1.1.1 Líneas individuales	26
1.1.2 Líneas comunes	27
1.2 MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN	28
1.2.1 Clasificación Múltiples	28
1.3 BOMBAS	29
1.4 SCRUBBER	31
1.5 TRATADORES TÉRMICOS	32
1.6 TANQUE DESNATADOR (SKIMMER)	36
1.7 SEPARADOR API	37
1.8 TRATADOR ELECTROSTÁTICO	38
1.9 PISCINA DE SEDIMENTACIÓN	40
1.10 PISCINA DE OXIDACIÓN	40
1.11 Tea	41
1.11.1 Tipos De Teas	42
1.11.1.1 Teas Elevadas	42

1.11.1.2 Teas a Tierra	42
1.12 TANQUES DE RECOLECCIÓN	46
2. SEPARACIÓN GAS - ACEITE	47
2.1 SEPARADORES	47
2.2 CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES	47
2.3 SECCIONES DE UN SEPARADOR	48
2.4 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN	49
2.4.1 Presión de separación	49
2.4.2 Temperatura de separación	49
2.4.3 Tamaño de las partículas de líquido	49
2.4.4 Tiempo de retención	50
2.4.5 Densidades de gas y líquido	50
2.4.6 Viscosidad del gas	50
2.5 EQUIPOS DE SEPARACIÓN	50
2.5.1 FUNCIONES PRIMARIAS DE LOS SEPARADORES GAS-LIQUIDO	50
2.5.2 FUNCIONES SECUNDARIAS	50
2.6 ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR	51
2.7 MECANISMO DE SEPARACIÓN	52
2.7.1 Mecanismos Utilizados Para Separar El Aceite Del Gas	52
2.7.1.1 Separación Gravitacional	52

2.7.1.2 Separación por Choque	52
2.7.1.3 Cambio en la Dirección del Flujo	52
2.7.1.4 Cambio en la Velocidad del Flujo	53
2.7.1.5 Fuerza Centrifuga	53
2.7.1.6 Coalescencia	53
2.7.1.7 Filtración	53
2.7.2 Mecanismos Utilizados Para Separar El Gas Del Aceite	54
2.7.2.1 Asentamiento	54
2.7.2.2 Agitación	54
2.7.2.3 Buffing.	54
2.7.2.4 Calor	54
2.7.2.5 Método Químico	55
2.7.2.6 Fuerza Centrifuga	55
2.8 ETAPAS DE SEPARACIÓN	55
2.9 SEPARADORES BIFÁSICOS	57
2.9.1 Otras Configuraciones De Separadores Bifásicos	62
2.9.1.1 Separadores Esféricos	62
2.9.1.2 De dos Barriles	63
2.9.1.3 Separadores Centrífugos	65
2.9.1.4 Separador de Filtro	65

2.9.2 Componentes De Un Separador Bifásico	67
2.9.2.1. TERNAS	67
2.9.2.1.1 Desviador de Entrada	67
2.9.2.1.2 Res De Olas	68
2.9.2.1.3. Platinas Antiespumantes	68
2.9.2.1.4. Quebrador de Remolinos	69
2.9.2.1.4. Extractor de Niebla	69
2.9.3 Diseño De Separadores Bifásicos	70
2.9.3.1 Dimensionamiento De Separadores Horizontales	74
2.9.3.2 Dimensionamiento De Separadores Verticales	77
2.9.4 Aspectos A Tener En Cuenta En El Dimensionamiento De Separadores Bifásicos	80
2.9.5 Separación Aceite-Agua	81
2.10 SEPARADORES TRIFÁSICOS	82
2.10.1 Separadores Horizontales	83
2.10.2 Separadores Verticales	86
2.11 EMULSIONES	89
2.11.1 Tratamiento	90
2.12 GUN BARREL	90
2.12.1 Características	91
2.12.2 Dimensionamiento De Gun Barrel	94

2.12.3 Criterios Para El Dimensionamiento:	96
3. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO	97
3.1 ÁREA DE PROCESO GENERAL	98
3.1.1 Múltiples Generales	98
3.1.2 Múltiple de Prueba	100
3.1.3 Separador de Prueba	101
3.1.4 Separadores Generales	101
3.1.5 Depurador de Gas (Scrubber)	103
3.1.6 Sistemas de Medición y Control	104
3.1.6.1 Medidores	105
3.1.6.2 Indicadores	105
3.1.6.3 Sistemas de Control	105
3.2 ÁREA DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO DE CRUDO	107
3.3 ÁREA DE CASETA PRINCIPAL Y VIGILANCIA	108
3.4 AUXILIARES	109
3.4.1 Sistema de Gas a Tea	109
3.5 ÁREA DE CONTRAINCENDIOS	111
3.6 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO	112
3.7 ÁREA DE PISCINAS	114
3.8 DIAGNOSTICO PRELIMINAR	116

4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	118
4.1 DATOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS	123
4.1.1 Condiciones Actuales	123
4.1.2 Máxima Producción de Crudo	124
4.1.3 Máxima Producción de Agua	124
4.1.4 Máxima Producción de Gas	125
4.1 ALTERNATIVA # 1.	126
4.2 ALTERNATIVA # 2	129
4.3 ALTERNATIVA # 3	132
4.4 ALTERNATIVA # 4	136
4.5 DISEÑO DEL GUN BARREL	138
5. ELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.	148
CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	155
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	156
BIBLIOGRAFIA	157

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Estación de recolección.	24
Figura 2. Líneas Individuales	27
Figura 3. Líneas Comunes	27
Figura 4. Múltiples de Producción	28
Figura 5. Scrubber	31
Figura 6. Tratador térmico vertical.	33
Figura 7. Tratador térmico horizontal.	34
Figura 8. Tratador electroestático	39
Figura 9. Separador bifásico horizontal.	59
Figura 10. Separador bifásico vertical.	60
Figura 11. Separador esférico.	63
Figura 12. Separador de dos barriles	64
Figura 13. Separadores centrífugos	65
Figura 14. Separadores de Filtro	66
Figura 15. Deflector.	67
Figura 16. Ciclón de Entrada	68
Figura 17. Extractor de niebla.	69
Figura 18. Determinación factor K	75

Figura 19. Separador trifásico horizontal convencional.	84
Figura 20. Separador trifásico horizontal de configuración alterna.	85
Figura 21. Separador trifásico vertical	87
Figura 22. Gun barrel	93
Figura 23. Calculo de Presiones.	95
Figura 24. Diagrama de la Estación Auxiliar.	97
Figura 25. Múltiples Generales.	99
Figura 26. Múltiple de Prueba	100
Figura 27. Separadores generales y de prueba.	102
Figura 28. Depurador de Gas.	104
Figura 29. Válvulas PSV	106
Figura 30. Tanques de almacenamiento	107
Figura 31. Sistema de bombeo	108
Figura 32. Caseta principal y vigilancia	109
Figura 33. Teas en la Estación Auxiliar.	110
Figura 34. Tanque de contraincendios.	111
Figura 35. Sistema de Inyección de Químico.	113
Figura 36. Separador API.	114
Figura 37. Piscina de Retención.	115
Figura 38. Piscina de Oxidación.	116

Figura 39. Pronósticos de los fluidos que se recibirán en la Estación Auxiliar	121
Figura 40. Alternativa # 1.	126
Figura 41. Alternativa # 2.	130
Figura 42. Alternativa # 3.	133
Figura 43. Alternativa # 4.	136

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparación de los Tipos de Tea	44
Tabla 2. Ventajas y Desventajas de un Sistema Tea.	45
Tabla 3. Selección numero de etapas en función del GOR, API y Presión.	56
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los tipos de separadores bifásicos	61
Tabla 5. Tiempos de residencia para distintas gravedades API	73
Tabla 6. Criterios de Selección	88
Tabla 7. Flujo esperado en la Estación Auxiliar.	121
Tabla 8. Cuadro de Decisión.	151

## LISTA DE ESQUEMAS

	<b>Pág.</b>
Esquema 1. Diagrama de Bloques de un proyecto de manejo de aceite en superficie.	25
Esquema 2. Tipos de Bombas.	30
Esquema 3. Proceso iterativo para encontrar coeficiente de arrastre CD	72
Esquema 4. Proceso de separación a Implementar	122

## SUMMARY

**TITLE\***: ANALYSIS AND EVALUATION OF OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE AUXILIAR STATION IN CANTAGALLO FIELD

**AUTHORS**: ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA  
JHON EDISSON SERRANO PARDO \*\*

**KEY WORDS**: Auxiliar Station, Particle diameter, Operation pressure, Phases Separation, Slenderness ratio, GOR, Operational Flexibility.

The collection stations provide adequate management and treatment of hydrocarbons in order to meet the terms demanded for sale and delivery. Therefore, all efforts should be made efficiently to avoid losses in production. Every Oil Field requires an installation of surface facilities according with fluid type and production rates in order to obtain high Profitability and excellent harmony in all process performed. The drastic change in the variables related to the process; requires the evaluation of the process as well as the efficiency of the equipments

The study raised in this project arises due to the increase in the volume of fluid production and the current forecast as a result of drilling new wells and water injection project. The limited capacity of the Auxiliar Station in Cantagallo Field decreases the efficiency of the separation process, thus we build a number of alternative solutions that include different patterns and configurations, which had a detailed analysis of operational variables such as pressure, particle diameter to separate, residence times among others.

Additional to these operational variables the analysis focused on a number of selection criteria such as: economy, space, handling and solid foams, operational flexibility and GOR. Based on these criteria and operational variables we raised the

---

\* proyecto de investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; Fredy Abelardo Nariño Remolina.

## **TÍTULO\*: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LA ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO**

**AUTORES: ANDERSON HERNANDO REYES MONTOYA  
JHON EDISSON SERRANO PARDO \*\***

**PALABRAS CLAVES:** Estación Auxiliar, Diámetro de partícula, presión de operación, separación de fases, relación de esbeltez, RGL, flexibilidad operacional.

### **RESUMEN**

Las estaciones de recolección proporcionan el manejo y tratamiento adecuado de los hidrocarburos para poder cumplir con las exigencias de venta y entrega. Por tanto, todas las actividades realizadas se deben efectuar de manera eficiente para evitar pérdidas en la producción.

Todo campo productor de petróleo requiere de unas instalaciones de superficie acordes al tipo de fluido y caudales producidos para obtener rentabilidades altas y que exista armonía en todos los procesos llevados a cabo.

El cambio drástico en las variables de trabajo, hacen necesaria la evaluación de los procesos y al mismo tiempo la eficiencia de los equipos.

El estudio planteado en este trabajo surge debido al incremento en el volumen de fluidos de producción actuales y a los pronosticados como consecuencia de la perforación de nuevos pozos y Proyecto de Inyección de Agua. La capacidad limitada de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo disminuye la eficiencia del proceso de separación. Es por esto que se realizaron una serie de alternativas de solución que incluyen diferentes esquemas y configuraciones, las cuales tuvieron un análisis detallado de variables operacionales como la presión, diámetro de partícula a separar, tiempos de residencia entre otras. Adicional a estas variables operaciones el análisis se enfocó en una serie de criterios de selección como: economía, espacio, manejo de espumas y sólidos, RGL y flexibilidad operacional. En base a estos criterios y variables operacionales se planteó el esquema más adecuado para el óptimo desempeño de separación de fases en la Estación Auxiliar.

---

\* Proyecto De Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; Fredy Abelardo Nariño Remolina

## **INTRODUCCIÓN**

La actualidad de la industria petrolera está influenciada por las continuas alzas en los precios del barril de petróleo. Esta condición incentiva y hace rentable la ejecución de diversos proyectos (perforación de nuevos pozos, Recobro mejorado, sistemas de levantamiento artificial, entre otros) cuya finalidad será el incremento de las tasa de producción.

Adicional a los proyectos para incrementar las tasas de producción deben establecerse en superficie una serie de dispositivos que permitan el manejo y tratamiento de fases óptimos que cumplan con las especificaciones técnicas de entrega y venta.

Por tal motivo en todo campo productor de petróleo se requiere de unas instalaciones de superficie acordes al tipo de fluido y caudales producidos para obtener rentabilidades altas y que exista armonía en todos los procesos llevados a cabo.

## 1. GENERALIDADES

Después de llevar a cabo los procesos de exploración y perforación en el campo de interés, se continúa con la producción de hidrocarburos del pozo o conjunto de pozos hasta llevarlos a la superficie para su posterior tratamiento y venta.

Los fluidos producidos por el pozo son recibidos en la superficie en un “**punto de producción**”, que constituye el primer punto elemental de control de la misma.

Este punto está conformado por un sin número de elementos necesarios para la producción del petróleo junto con el gas y el agua asociados, producidos a través de tuberías, así como para la captación del gas que se produce por el espacio anular entre el tubing y el casing.

El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos por tuberías hasta baterías o estaciones colectoras (Figura 1). Estas baterías de recolección, reciben la producción de un número determinado de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. En ellas se cumplen funciones tales como: separación y tratamiento de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular.

Las plantas de tratamiento de petróleo son el paso previo antes que el petróleo sea enviado a las refinerías. Allí se acondiciona el petróleo para retirar el agua, sedimentos y sales, a especificaciones a las cuales pueda ser aceptado por las refinerías. En el tratamiento del petróleo se utilizan medios físicos y químicos en equipamientos como desaladores, separadores de gas / petróleo, calentadores, tanques de lavado, entre otros. El transporte de los fluidos de un equipamiento a otro requiere del uso de una gran cantidad de bombas que pueden ser centrifugas o de pistón.

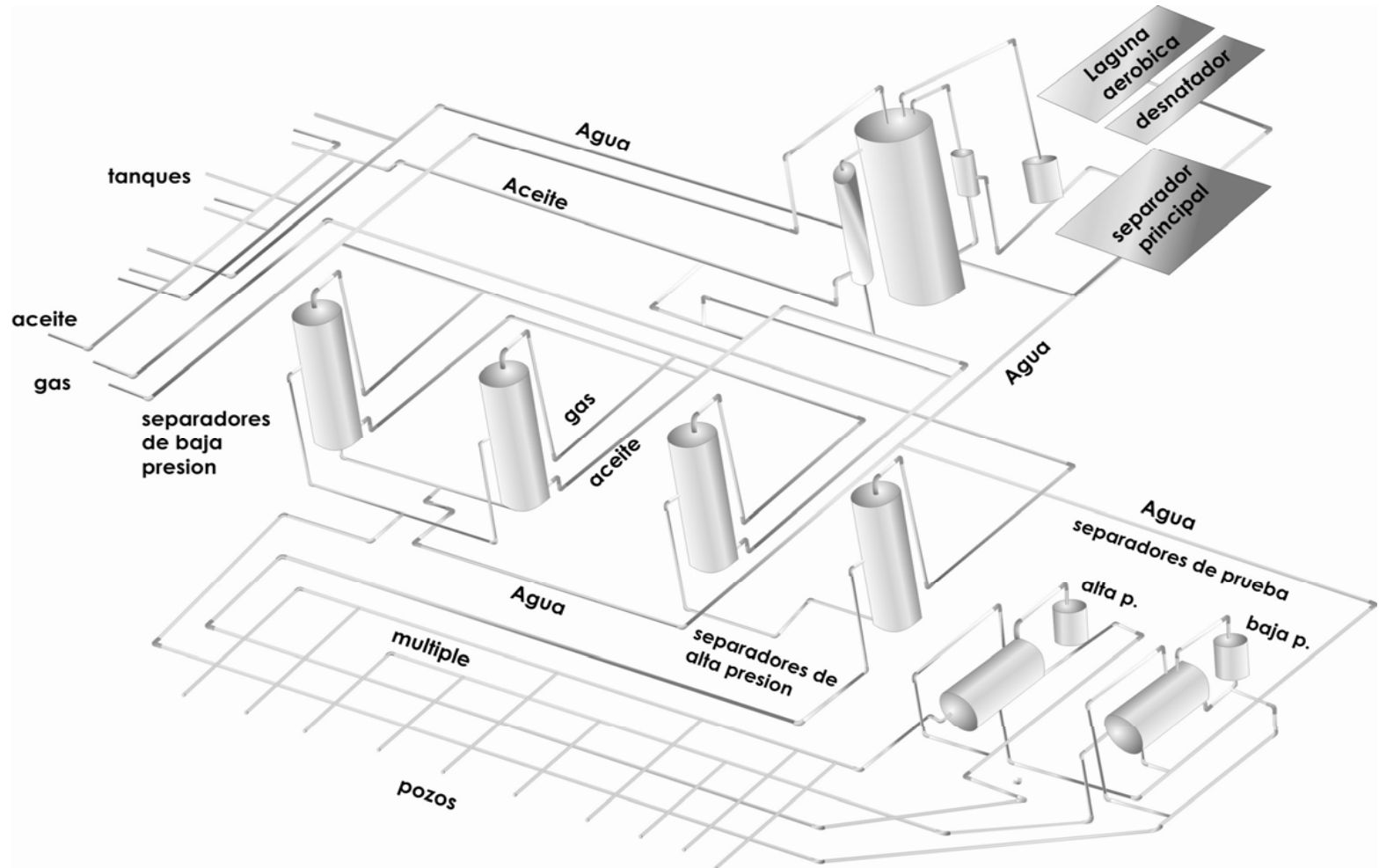
El agua salada (proveniente de la formación productora) es tratada (eliminación de sólidos, petróleo, agregado de bactericida, entre otros.) para ser utilizada en un posible recobro secundario de petróleo o inyectada en pozos sumideros, para evitar la acumulación de la misma en superficie.

La ubicación de la estación de recolección con respecto a los pozos productores juega un papel importante dentro del manejo y tratamiento de hidrocarburos, debido a que se busca que en el tramo desde el pozo hasta dicha estación haya el mínimo de caídas de presión posible.

Existen varios factores que me permiten establecer el número de baterías o estaciones de recolección a utilizar en un campo petrolero, ellas son:

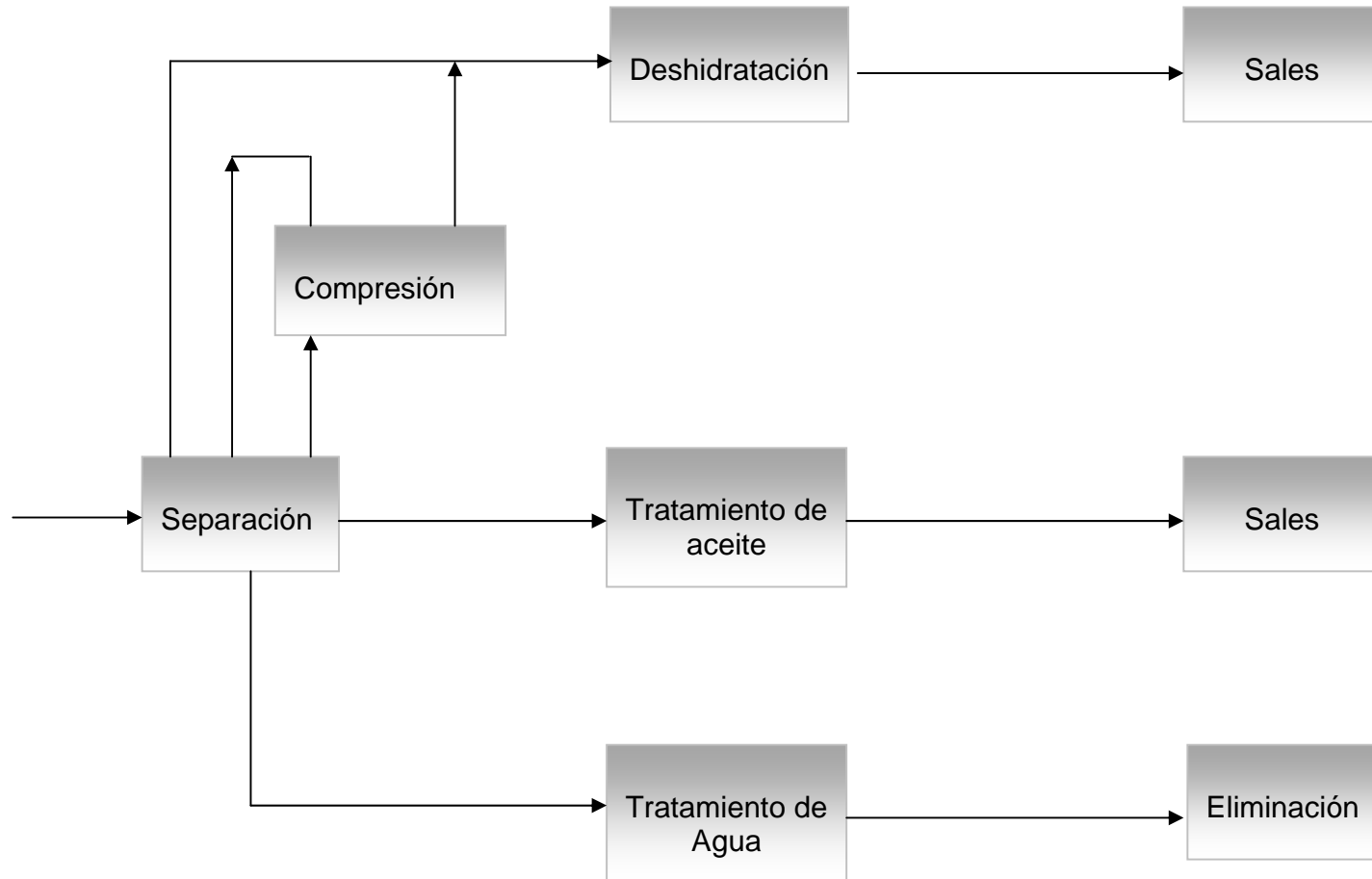
- Potencial y extensión del yacimiento.
- Características de los fluidos (API, viscosidad, movilidad, entre otros.)
- Litología de la formación (permeabilidad, porosidad)
- Presión de formación
- Ganancia de producción
- Ubicación geográfica

Figura 1. Estación de recolección.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie.

**Esquema 1. Diagrama de Bloques de un proyecto de manejo de aceite en superficie.**



**Fuente:** Tesis "Diseño de sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo".

A continuación se hace una breve descripción de los equipos más utilizados en los diferentes procesos llevados a cabo en una estación recolectora o batería de producción.

### **1.1. LÍNEAS DE FLUJO<sup>1</sup>**

Tuberías de acero que transportan el fluido y que a su vez permitan la conexión entre el pozo y los diferentes equipos que conforman la batería de producción.

La longitud y el diámetro de estas líneas dependen de los siguientes parámetros:

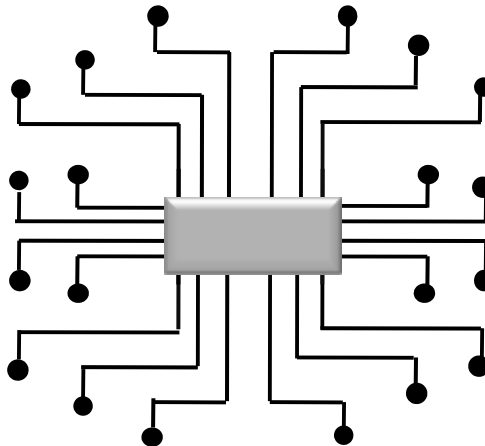
- Ubicación de la batería respecto a los pozos.
- Distancia entre pozos.
- Cantidad y tipo de fluido a transportar.

Las líneas de flujo se pueden clasificar en:

#### **1.1.1 Líneas individuales**

Encargadas de transportar el fluido de un solo pozo hasta el múltiple de producción

**Figura 2. Líneas Individuales**



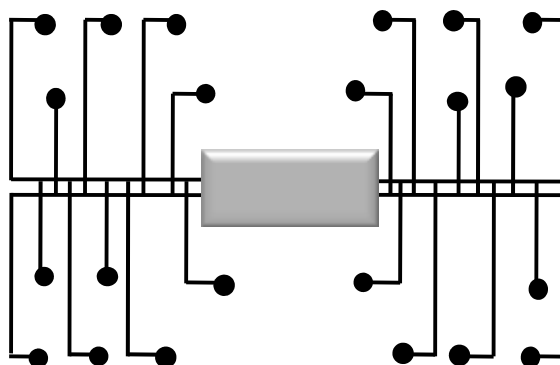
*Fuente: Curso "Manejo, separación y tratamiento de fluidos de producción".*

### 1.1.2 Líneas comunes

Permiten reunir y transportar la producción de varios pozos. Cada pozo debe tener comunicación con la línea común a través de pequeñas líneas.

De acuerdo a la cantidad de pozos y a la distribución de los mismos en el campo, es posible la existencia de varias líneas comunes. Cabe resaltar, que cada línea común debe tener su respectiva línea de prueba. Tanto la línea de prueba como la línea común deben ir conectadas a través de un múltiple de pozo.

**Figura 3. Líneas Comunes**

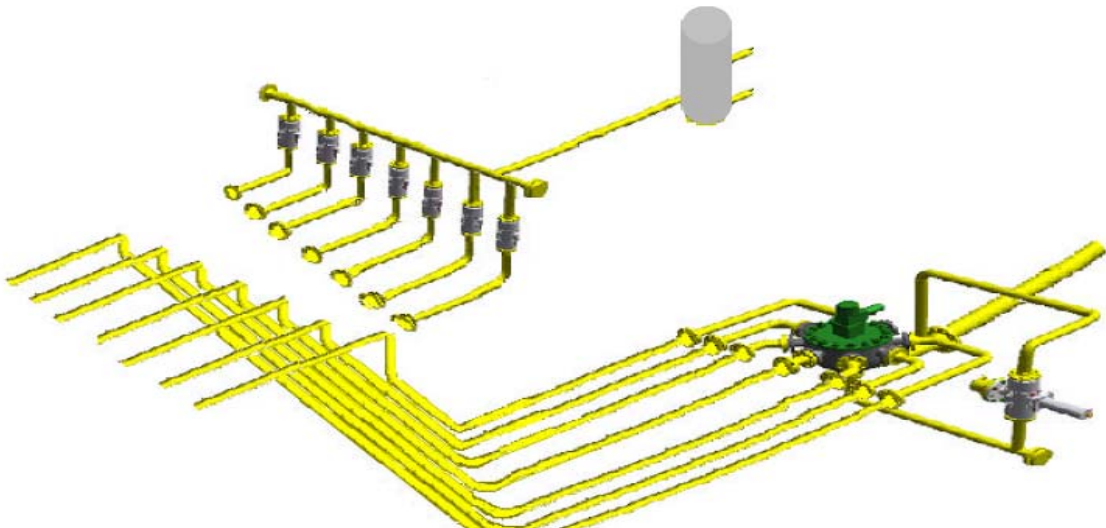


*Fuente: Curso Manejo, separación y tratamiento de fluidos de producción.*

## 1.2 MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN

Es una unidad que permite reunir y centralizar el caudal de todos los pozos cuya producción se va a procesar en la batería de producción. Estos dispositivos están constituidos por diferentes accesorios tales como: secciones de tubería o cabezales, válvulas, tees, codos, dispositivos de medición de presión y temperatura, muestreadores, entre otros.<sup>2</sup>

**Figura 4. Múltiples de Producción**



*Fuente: "Proyecto gas Anaco", PDVSA*

### 1.2.1 Clasificación Múltiples

De acuerdo a su función:

- De prueba
- Generales

De acuerdo al tipo de línea utilizado:

- De línea individual
- De línea común

De diferentes presiones.

### **1.3 BOMBAS**

Las bombas son dispositivos que se encargan de transferir energía a la corriente del fluido, impulsándolo desde un estado de baja presión estática a otro de mayor presión. Están compuestas por un elemento rotatorio denominado impulsor, el cual se encuentra dentro de una carcasa llamada voluta. Las bombas son las encargadas de proporcionar energía a los fluidos para que estos sean desplazados. El funcionamiento en si de una bomba consta de un convertidor de energía, el cual transformara la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido.

Al seleccionar bombas para una aplicación dada, se debe hacer lo posible por seleccionar una bomba que opere con un rendimiento relativamente alto para las condiciones de funcionamiento dadas.

Los parámetros que se deben investigar incluyen la velocidad específica, el tamaño del impulsor y la velocidad de operación. El objetivo es seleccionar una bomba y su velocidad de modo que las características de funcionamiento de la bomba en relación al sistema en el cual opera sean tales que el punto de funcionamiento esté cerca del PMR (Punto de Máximo Rendimiento). Esto tiende a optimizar el rendimiento de la bomba, minimizando el consumo de energía.

La función principal de las bombas en estaciones de recolección es la de transportar fluidos, las más utilizadas son las de tipo voluta, carcasa dividida,

horizontales, de varios pasos y bombas del tipo de difusor en un gran número de líneas de tubería.

Las bombas para este servicio generalmente vienen provistas con sellos mecánicos y están movidas por motor, turbina, o máquina de combustión interna. Algunas bombas reciprocantes verticales de varios cilindros se usan en líneas principales y de concentración. Pero las bombas centrífugas son las más comunes y más populares para servicio de líneas principales.

### Esquema 2. Tipos de Bombas.



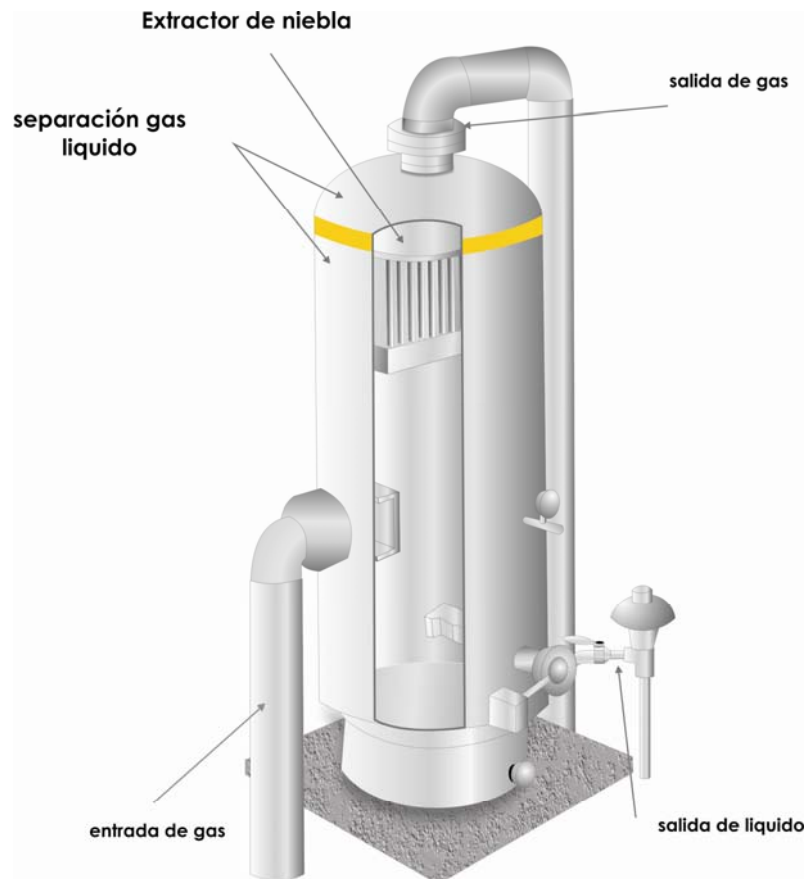
*Fuente: Seminario Facilidades de Superficie.*

## 1.4 SCRUBBER

Conocido también como depurador de gas, figura 5. Es un separador bifásico empleado en fluidos con alta relación gas-aceite (GOR). Están diseñados básicamente para separar los condensados que acompañan al gas proveniente de los separadores de producción y posteriormente enviarlo a una planta compresora.

La cantidad de líquido presente en un depurador es mucho más baja que en un separador.

**Figura 5. Scrubber**



**Fuente:** Modificado de diplomado facilidades de producción.

Por lo general, se instalan después que la corriente ha pasado por la primera etapa de separación, manteniendo cierta distancia con los separadores primarios.

Al igual que los separadores, se pueden encontrar en la industria depuradores de gas de configuración horizontal y vertical. Debido a las limitaciones de espacio que presenta el depurador horizontal, es más común el uso de la configuración vertical.

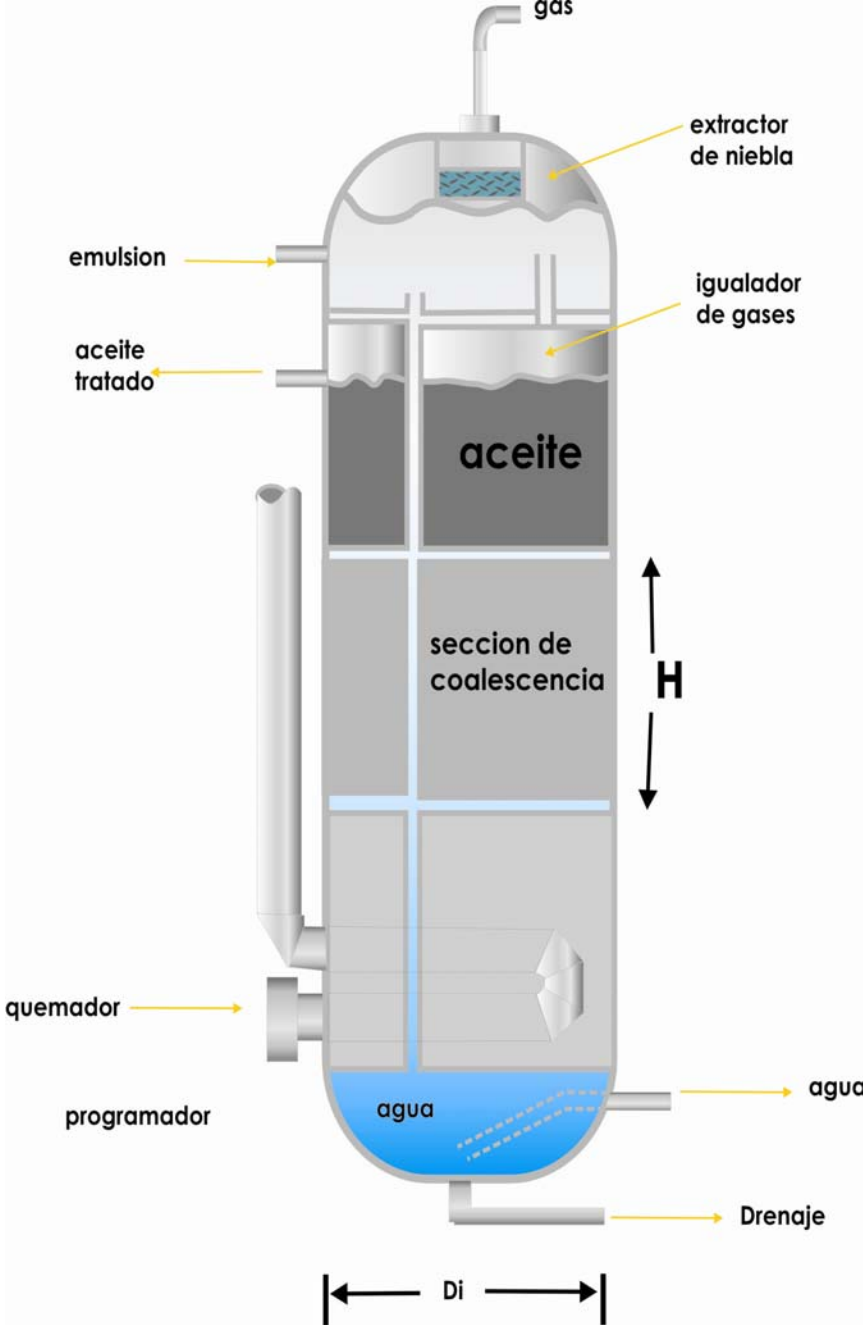
### **1.5 TRATADORES TÉRMICOS<sup>3</sup>**

Los tratadores térmicos son dispositivos muy utilizados en la industria del petróleo para el manejo de las emulsiones aceite-agua, por lo general se utiliza cuando el porcentaje de BSW es elevado.

Estos tratadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el 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. Estos calentadores directos operan eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

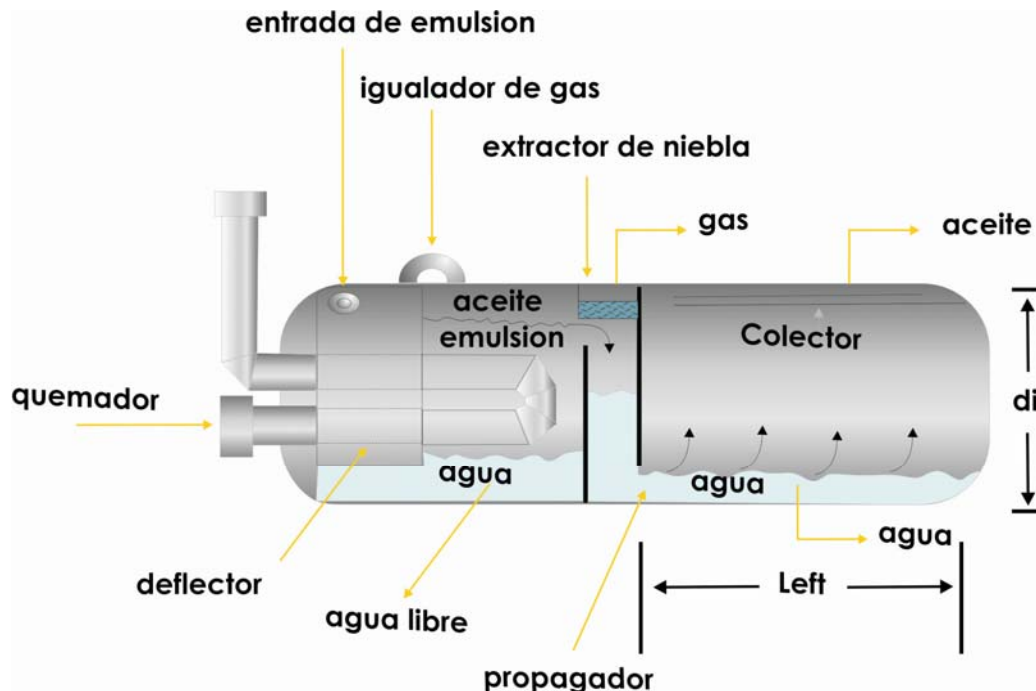
El esquema típico de calentadores-tratadores directos tipo vertical y horizontal se muestra en las figuras 6 y 7 respectivamente.

Figura 6. Tratador térmico vertical.



Fuente: Modificado de Ken Arnold, surface production operations.

**Figura 7. Tratador térmico horizontal.**



*Fuente: Modificado de Ken Arnold, Surface production operations.*

Los tratadores térmicos no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y ésta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL (eliminadores de agua libre) es una solución ideal.

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.

- Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento.
- Interferir los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador pueden remover los sedimentos para su drenado por la parte inferior del recipiente.

En los calentadores de tipo indirecto primero se calienta un fluido. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación.

En este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.

- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
- Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

## **1.6 TANQUE DESNATADOR (SKIMMER)**

Es un tanque que opera a una presión ligeramente superior a la atmosférica mediante inyección de nitrógeno. Tiene como objeto separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de skimming; el agua contaminada asciende a través de la columna central por orificios radiales entre dos platos dentados que favorecen la separación del hidrocarburo, el que queda en la parte superior del tanque, mientras el agua tiende a descender para depositarse en la zona inferior

del mismo. Estará diseñado para que el agua que lo abandona no tenga más de 100 ppm de hidrocarburos.

El tanque opera completamente lleno y a caudal constante. El hidrocarburo se extrae por rebalse y se envía al tanque skim oil, mientras que el agua es enviada hacia la unidad de flotación.

### **1.7 SEPARADOR API**

Son recipientes abiertos o cerrados que recogen el agua proveniente de los tratadores y drenajes de tanque. El separador API es el dispositivo más común para la separación por gravedad.

El agua recibida viene con una emulsión inversa (petróleo en agua) y allí recibe el tratamiento inicial de la separación; su función principal es la de remover o eliminar todo el petróleo atrapado en el agua.

Consta de un receptáculo (cápsula) primaria en donde se forma una capa gruesa de aceite crudo que puede retirarse con facilidad utilizando un desnatador ubicado al final del mismo. Luego de la cápsula primaria se encuentra una trampa de aceite cuya función es la de retener la mayor cantidad de aceite posible.

En seguida de la trampa el fluido ingresa a la segunda etapa, la cual es considerablemente mayor. Dentro de esta etapa el agente desemulsificador inverso o clarificador realiza su función, la cual consiste en la ruptura de la emulsión, para lo cual requiere de un tiempo de residencia prolongado. Al final de esta etapa las trampas retienen las gotas de aceite separadas, que forman una capa fácilmente recolectada con los desnatadores.

Al final del separador se pueden instalar filtros de fibra natural para remover el aceite que no se logro separar en las etapas anteriores. Estos filtros son oleofilos y las gotas de aceite se adhieren al material. A continuación el fluido entra a la piscina de oxidación.

### **1.8 TRATADOR ELECTROSTÁTICO<sup>3</sup>**

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.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-térmicos
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores térmicos, eliminadores de agua libre y gun barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.

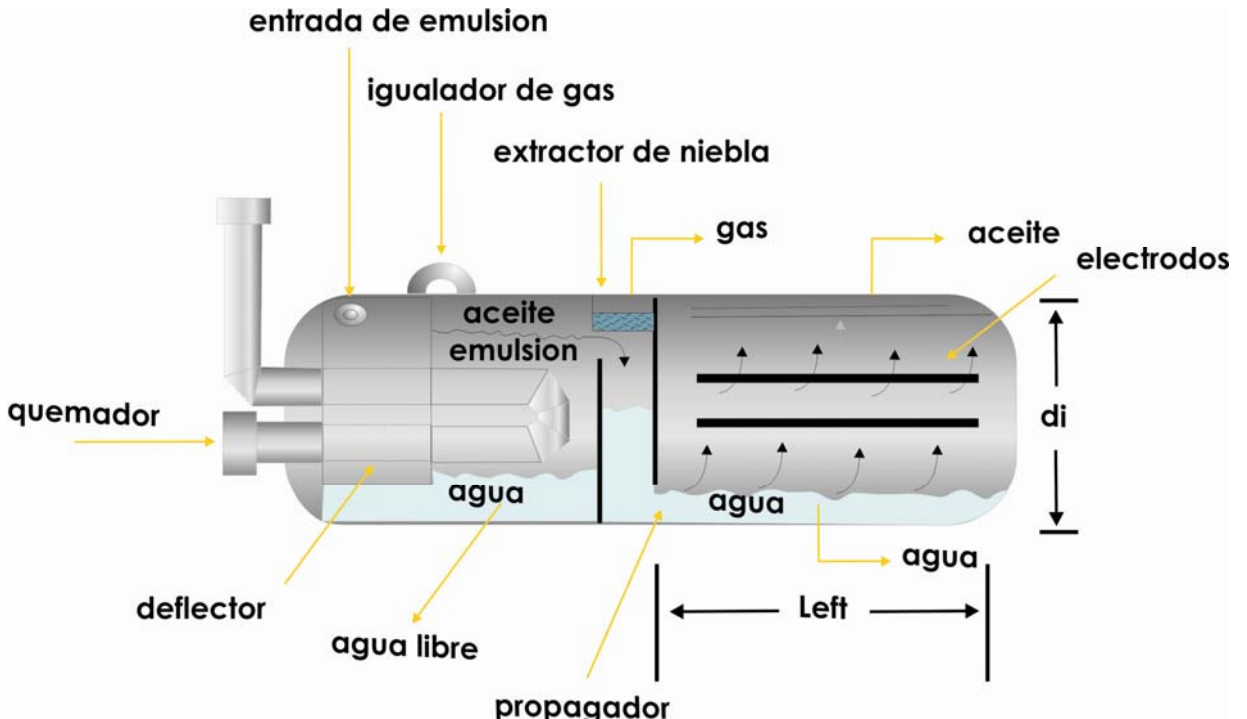
- Las bajas temperaturas de tratamiento provoca menores problemas de corrosión e incrustación.

La mayor desventaja de los tratadores electrostáticos es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento.

En general se puede decir que el uso de un tratador electrostático de determinadas dimensiones procesará el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones. Asimismo el uso de la electricidad permite la deshidratación a bajas temperaturas.

En la figura 8 se puede apreciar el diagrama típico de un tratador electroestático.

**Figura 8. Tratador electroestático.**



*Fuente: Modificado de Ken Arnold, surface production operations*

## **1.9 PISCINA DE SEDIMENTACIÓN**

Unidad de tratamiento secundario destinado a la acumulación de sólidos y líquidos con alto contenido de sedimentos, cuya función principal es permitir la decantación de los sólidos en suspensión; además de esta, presenta otras aplicaciones como: asentamiento gravitacional de las grasas y aceites que no fueron removidas en el tratamiento primario, reducción de temperatura e inicio del proceso de oxidación.

Existen diversos parámetros a tener en cuenta en el momento de diseñar estas piscinas, estos son:

- Por lo general se elaboran de manera tal que se manejen tiempos de residencia mayores a 48 horas.
- El rango de profundidad varía entre 1 y 2 metros.
- La geometría de la piscina debe ser trapezoidal, es decir, la inclinación de los muros debe ser hacia adentro o hacia afuera.
- Se recomienda que la longitud de la piscina sea aproximadamente el doble del ancho.

## **1.10 PISCINA DE OXIDACIÓN**

Hace parte del tratamiento secundario del agua residual, al igual que las piscinas de sedimentación se construyen en áreas donde exista suficiente espacio disponible.

Su función principal es la de oxidar la materia orgánica (aceite residual y otros materiales orgánicos) presente en el agua, para luego precipitarlos; otras funciones llevadas a cabo en estas piscinas son: disminución de temperatura, reducción de fenoles presentes y la demanda bioquímica de oxígeno.

Para su construcción se siguen los mismos parámetros utilizados en las piscinas de sedimentación.

### **1.11 Tea<sup>4</sup>**

Son dispositivos utilizados para venteo y quema de vapores de separadores y tanques, descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad. Son diseñados principalmente para destruir gases no controlados producidos durante las alteraciones de los procesos. Dichas alteraciones ocasionan sobrepresión en los sistemas y por consiguiente liberaciones de emergencia.

El uso de sistema tea es esencial debido a que:

- Protege al personal que labora de los peligros que produce la sobrepresión de un equipo.
- Previene daños en los equipos de la estación.
- Previene la polución del medio ambiente

### **1.11.1 Tipos De Teas**

#### **1.11.1.1 Teas Elevadas**

En este tipo de teas la reacción de combustión se produce en la cima de una chimenea, la cual mantiene cierta distancia con la superficie del suelo.

El quemador es elevado por un soporte para disminuir el nivel de radiación en la tierra y la dispersión de la toxicidad.

Existen tres tipos de soporte:

1. Auto soportado.
2. Soportado por cables (Guyed).
3. Soportado con una torre (Derrick).

#### **1.11.1.2 Teas a Tierra**

Son similares a los sistemas de teas elevadas, con la diferencia de que la combustión se lleva a cabo cerca al suelo.

Este tipo de teas presenta acumulación potencial de vapores en el lugar donde se localice un mal funcionamiento de esta, razón por la cual los instrumentos para monitoreo y control son más sensibles que los utilizados en una tea elevada.

Las teas se clasifican en tres tipos:

- a) Las teas con atomizador. Su función es dispersar los gases de la combustión.

b) El tipo Venturi, depende de la energía cinética disponible en los gases de desecho. Se encarga de aspirar y mezclar la cantidad de gases con el aire.

c) Las teas a tierra multichorro (multiyet). En este tipo de teas la corriente del gas de desperdicio se distribuye a través de muchos quemadores pequeños. Son las más utilizadas en la industria.

**Tabla 1. Comparación de los Tipos de Tea**

CARACTERISTICAS DE LA POLUCION	TEA ELEVADA	TEA A TIERRA
<b>Humo</b>	Puede ser sin humo, excepto para cargas grandes.	Relativamente sin humo.
<b>Ruido</b>	Ruidosa, debido al vapor usado para la reducción del humo.	Relativamente silenciosa.
<b>Luminosidad</b>	Alta, pero puede ser reducida por el vapor.	Algo.
<b>Polución del aire (aire)</b>	Mejor dispersión, si la elevación es adecuada.	Pobre dispersión, debido a la baja elevación, se tienen altas concentraciones de gases tóxicos.
<b>Problemas principales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos por la alta elevación.</li> <li>• Polución visual y por ruido.</li> <li>• Requiere espacios amplios por la radiación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos</li> <li>• Se requiere bastante mantenimiento.</li> <li>• Niveles bajos de polución en el aire.</li> <li>• Peligro si ocurren llamas externas.</li> </ul>
<b>Aplicaciones</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De escogencia general para la carga total.</li> <li>• Son aceptables en donde los productos de la combustión son tóxicos o corrosivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se usa para cargas bases o con tasas parciales, si el ruido y la polución visual son críticas.</li> <li>• Apropiado solo para gases (No tóxicos).</li> <li>• No apropiadas para zonas cercanas a áreas residenciales.</li> </ul>

**Fuente:** Tesis "Consideraciones básicas en el diseño de un sistema tea

**Tabla 2. Ventajas y Desventajas de un Sistema Tea.**

TIPO DE TEA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>SISTEMA DE TEA ELEVADA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere poca área en tierra.</li> <li>• Debido a su altura se puede ubicar dentro de un área de proceso.</li> <li>• El montaje es más sencillo y más económico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos iniciales y operacionales son altos.</li> <li>• Se dificulta el mantenimiento.</li> <li>• Requiere más vapor para generar llama sin humo.</li> <li>• Produce ruido relativamente alto.</li> </ul>
<b>SISTEMA DE TEA A TIERRA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No requiere de estructura para su instalación.</li> <li>• Es liviana y de fácil mantenimiento.</li> <li>• Bajos costos de operación.</li> <li>• Produce una llama sin humo con menos cantidad de vapor.</li> <li>• Los niveles de ruido son bajos, a excepción del tipo venturi.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere de una zona amplia para su instalación y largas líneas de interconexión.</li> <li>• Concentraciones altas de gases tóxicos.</li> <li>• El tipo venturi casi no se utiliza ya que produce altos niveles de ruido.</li> <li>• El tipo multiyet acarrea grandes costos iniciales y tiene una capacidad limitada.</li> </ul>

**Fuente:** Tesis "Consideraciones básicas en el diseño de un sistema tea"

## 1.12 TANQUES DE RECOLECCIÓN

Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento, medición y manipulación de grandes volúmenes de petróleo, y son generalmente de gran tamaño y considerados como más permanentes.

El manejo adecuado de almacenamiento de hidrocarburos favorece la reducción de las pérdidas, no en su totalidad, debido a las características propias de los productos del petróleo.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que<sup>3</sup>:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de enviarlo por oleoducto o a destilación.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y son los únicos aprobados actualmente por aduana.

Al igual que los separadores, los tanques de almacenamiento existen en diferentes tipos tal como lo son esféricos, horizontales, verticales y plegables. Actualmente los tanques verticales son los más utilizados en la industria.

## **2. SEPARACIÓN GAS - ACEITE**

### **2.1 SEPARADORES**

Los separadores básicamente son recipientes que operan fundamentalmente bajo el principio de descenso de presión para lograr la separación del gas y el líquido de una corriente de fluidos de entrada al separador. Una separación secundaria ocurre al dejar que la parte líquida permanezca un periodo de tiempo adicional en los tanques de almacenamiento ya que el gas disuelto en el líquido forma pequeñas burbujas que ascienden a la superficie del líquido.

Los separadores proporcionan un amplio espacio sobre la línea para refinar las corrientes de vapor y líquido como resultado de su separación.

### **2.2 CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES<sup>3</sup>**

En la actualidad, existen diversas formas de clasificar los separadores. A continuación se presenta las más usadas:

**1. Según el número de fases:**

- Bifásico
- Trifásico

**2. Según su forma:**

- Cilíndricos
- Esféricos

### 3. Según su posición:

- Verticales
- Horizontales

### 4. Según el uso en la batería

- Generales
- Prueba

Para el dimensionamiento de los separadores en una estación de recolección los criterios de mayor trascendencia son los presentados en los ítems 1 y 3; los cuales hacen referencia al número de fases a separar y a la posición en la que se encontrara el separador.

## 2.3 SECCIONES DE UN SEPARADOR

Los separadores más usados tienen cuatro secciones fundamentales para la separación. Estas son:

1. Sección de separación primaria. Esta sección recibe la mezcla de fluidos (gas, petróleo y agua) que entran al separador. Allí se separa el líquido de la corriente de fluidos, ocurriendo una primera separación de fases: el gas libre y el líquido.

2. Sección de separación secundaria. Su función principal consiste en remover las gotas más pequeñas de líquido (agua, petróleo) del volumen de gas. Esta sección se encuentra en la parte superior del separador y recibe los vapores separados en la sección primaria.

3. Sección extractora de humedad o niebla. Aquí se remueven las gotas de líquido más pequeñas que no han podido depositarse por gravedad en la sección secundaria de separación.

4. Sección acumuladora de líquido. Es la sección de fondo que acumula los líquidos removidos en las secciones anteriormente descritas, permitiendo un tiempo de retención para facilitar la separación del gas disuelto aun en el líquido.

## **2.4 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN<sup>5</sup>**

**2.4.1 Presión de separación.** Es uno de los factores más influyentes en el proceso de separación. Su efecto se ve reflejado en la recuperación de líquidos. La capacidad de los separadores se ve afectada por este factor, la presión es directamente proporcional a la capacidad de separación. Un cambio en la *presión* de separación produce cambio en la densidad del líquido y gas, en la velocidad permisible y en el volumen real de flujo.

**2.4.2 Temperatura de separación.** Al igual que la presión de separación, la temperatura influye de cierta manera en la recuperación de líquidos. A medida que esta disminuye, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador. La temperatura de operación del separador depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas.

**2.4.3 Tamaño de las partículas de líquido.** Es primordial para la determinación de la velocidad de asentamiento e influye en el proceso de separación por fuerza centrífuga.

**2.4.4 Tiempo de retención.** Necesario para que tanto el líquido como el gas alcancen el equilibrio. Este tiempo se define como el promedio del tiempo en el cual una molécula de líquido es retenida en el separador bajo flujo tapón.

**2.4.5 Densidades de gas y líquido.** Su importancia radica en la capacidad de manejo de gas en los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades de gas y líquido e inversamente proporcional a la densidad del gas.

**2.4.6 Viscosidad del gas.** El efecto de la viscosidad se ve reflejado para hallar el valor del coeficiente de arrastre, valor importante para determinar la velocidad de asentamiento de las partículas. En conclusión, a medida que la viscosidad del gas aumenta, la velocidad de asentamiento disminuye, y por tanto varía la capacidad de manejo e gas en el separador.

## **2.5 EQUIPOS DE SEPARACIÓN**

### **2.5.1 FUNCIONES PRIMARIAS DE LOS SEPARADORES GAS-LIQUIDO**

- Remover el aceite del gas.
- Remover el gas del aceite.
- Remover el agua del aceite.

### **2.5.2 FUNCIONES SECUNDARIAS**

- Mantener una presión óptima en el separador.
- Mantener un sello líquido en el separador.

## **2.6 ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR<sup>5</sup>**

- Controlar y reducir la energía de la corriente del pozo a la entrada del separador.
- Proporcionar una velocidad de flujo relativamente baja para permitir que los dispositivos de separación ejerzan eficazmente su función.
- Remover el volumen de gas presente en el líquido en la primera sección de separación.
- Poseer una suficiente sección de asentamiento para permitir la refinación del gas removiendo cualquier cantidad de líquido.
- Disminuir significativamente la turbulencia en la sección de gas para facilitar un asentamiento seguro de las gotas de líquido.
- Tratar en lo posible de que el extractor de niebla este cerca de la salida de gas con el fin de retener las partículas mas pequeñas de liquido.
- Facilitar el control de espumas y manejo de emulsiones en su interior.
- Prevenir la reincorporación del gas a la sección de líquido separado.
- Contar con un dispositivo de control tanto para la presión interna y también para el control de nivel de líquido en el separador.
- Estar equipado de los equipos de seguridad apropiados.

## **2.7 MECANISMO DE SEPARACIÓN**

Los distintos métodos empleados en el proceso de separación se clasifican en dos categorías: mecánicas y químicas, estas a su vez se centran en el principio termodinámico “equilibrio vapor-liquido”.

Los mecanismos de separación dependen en gran parte tanto de la fase a recuperar como de la fase de donde va a ser recuperado.

### **2.7.1 Mecanismos Utilizados Para Separar El Aceite Del Gas<sup>5</sup>**

**2.7.1.1 Separación Gravitacional.** Este mecanismo se da gracias a la diferencia de densidades o a la acción de la fuerza de gravedad. Las partículas más pequeñas de hidrocarburos líquidos que se encuentran suspendidas en la corriente de gas, por acción de los efectos anteriores, se depositan en la superficie de la fase líquida, siempre y cuando la velocidad del gas sea lo suficientemente lenta. Este mecanismo de separación puede llegar a remover eficientemente gotas de líquido de un tamaño mayor de 80 micrones, para remover partículas de un tamaño menor se necesitaría instalar una cámara de separación de un tamaño demasiado grande para aplicaciones prácticas.

**2.7.1.2 Separación por Choque.** Si una corriente de gas que contiene líquido mezclado, choca contra una superficie, el líquido puede adherirse y coalescer en una superficie de choque, formando gotas de mayor tamaño que por gravedad se depositaran en la sección de líquido del separador. La separación por choque trabaja eficientemente con partículas de líquido mayores a 5 micrones.

**2.7.1.3 Cambio en la Dirección del Flujo** Cuando la dirección de una corriente de gas que contiene líquido, es cambiada abruptamente la inercia hace que el líquido continúe la dirección inicial de flujo, produciéndose coalescencia sobre una superficie para luego depositarse en la sección de líquido.

**2.7.1.4 Cambio en la Velocidad del Flujo.** La separación de un líquido del gas se puede dar por un cambio repentino en la velocidad de flujo ya sea un aumento o una disminución. El principio que se aplica en este mecanismo es la diferencia de inercia entre el gas y el líquido. Con una disminución de la velocidad la mayor inercia del líquido lo lleva hacia afuera del gas, coalesciendo para luego precipitarse a la sección de líquido. Con un incremento en la velocidad la mayor inercia del líquido hace que el gas abandone el líquido, y de igual forma coalescer y depositarse.

**2.7.1.5 Fuerza Centrifuga.** Cuando se somete a una corriente de gas y líquido a realizar un movimiento circular con una velocidad elevada, la acción de la fuerza centrifuga transporta las partículas de líquido hacia las paredes del recipiente que lo contiene, de esta manera el líquido coalesce y posteriormente se precipita. Este mecanismo es uno de los más eficientes para separar líquido de gas.

**2.7.1.6 Coalescencia.** Al igual que la fuerza centrifuga es un mecanismo muy efectivo para la separación líquido-gas. El efecto de la coalescencia consta de unos paquetes coalescedores los cuales utilizan una combinación del choque, cambio de dirección, cambio de velocidad y coalescencia para separar el líquido del gas. Estos paquetes vienen dotados de una superficie de contacto extensa y coalescencia de líquido lo que proporciona una efectiva remoción de este, y aun de las partículas más pequeñas. Al estar provisto de varios mecanismos de separación se le considera como uno de los más completos y confiables para realizar el proceso de la separación.

**2.7.1.7 Filtración.** Utiliza los principios de choque, cambio de dirección y velocidad de flujo para ejercer su función. Su mayor efectividad se alcanza cuando se trabaja con caídas de presión elevadas.

## **2.7.2 Mecanismos Utilizados Para Separar El Gas Del Aceite**

En la actualidad es muy importante tratar de remover el gas del aceite durante los procesos de campo, debido a los elevados precios del gas, seguridad sobre la medición de hidrocarburos líquidos, entre otras. Los principales métodos para remover el gas del aceite en el proceso de separación son: Asentamiento, Agitación, Buffing, Calor, Métodos Químicos y Fuerza Centrifuga.

**2.7.2.1 Asentamiento.** Cuando se dispone de un suficiente tiempo de asentamiento, el gas contenido en el aceite que no está en solución, se separa por la acción de este tiempo. A mayor tiempo de retención las dimensiones del separador aumentan.

**2.7.2.2 Agitación.** La agitación aplicada de manera controlada es útil para remover el gas que puede estar mecánicamente atrapado en el aceite gracias a la tensión superficial y la viscosidad del aceite. Esta agitación ocasiona el choque de las burbujas de gas y se separan en menos tiempo que cuando la agitación no se utiliza.

**2.7.2.3 Buffing.** Se puede utilizar un dispositivo a la entrada del separador con el propósito de reducir la turbulencia y poder remover con más facilidad el gas del aceite. Este dispositivo reduce la velocidad del fluido al chocar contra las paredes opuestas del separador. Este mecanismo se utiliza por lo general cuando se trabaja con crudos que tienen alto contenido de espuma.

**2.7.2.4 Calor.** Tanto la viscosidad del gas como la tensión superficial se ven afectadas por la acción del calor. Este a su vez permite la liberación del gas que esta hidráulicamente atrapado en el aceite. El aceite se hace pasar por un baño de agua caliente con el cual se obtienen muy buenos resultados, este método es bastante efectivo para remover las burbujas en crudos espumosos.

**2.7.2.5 Método Químico.** Al entran en contacto con el líquido, los químicos ayudan a disminuir la tensión superficial con lo cual se logra la liberación del gas contenido en el aceite. Los químicos ayudan a prevenir la tendencia de la formación de espumas en el aceite, por tanto se incrementa la capacidad de separación cuando se trabaja con crudos espumosos.

**2.7.2.6 Fuerza Centrifuga.** Es un mecanismo muy efectivo y utilizado en la separación gas-aceite. El aceite más pesado es impulsado contra las paredes del vórtice del retenedor mientras que el gas ocupa la parte interna.

## **2.8 ETAPAS DE SEPARACIÓN**

Cuando son empleados dos o más separadores en serie operando a presiones secuencialmente reducidas y buscando alcanzar el equilibrio en cada separador, el proceso se denomina *separación por etapas* y cada separador representa una etapa de separación. El tanque de almacenamiento se considera como la última etapa de separación y por lo general opera a condiciones estándar de presión y temperatura (14.7Psia y 60 F). Por lo tanto, un sistema de dos etapas de separación contiene un separador y un tanque; de la misma forma un sistema de tres etapas consta de dos separadores y un tanque de almacenamiento y así sucesivamente.

La separación por etapas se realiza con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos de la corriente de flujo que viene del yacimiento como también proporcionar una buena estabilidad entre el líquido y el gas. La experiencia de campo ha mostrado que la recuperación de hidrocarburos líquidos se incrementa entre mayor sea el número de etapas utilizadas. En los procesos de separación por etapas lo ideal es que la presión sea reducida infinitesimalmente en cada etapa, lo cual conlleva a utilizar un número infinito de

etapas de separación, a tal proceso se le denomina separación diferencial. Por lo general en la industria se utilizan de dos a cuatro etapas de separación.

De una manera fácil y rápida se puede establecer el número de etapas a necesarias para una separación adecuada, basta con analizar ciertos parámetros como: la relación gas-aceite (GOR), la gravedad API y las presiones de flujo.

**Tabla 3. Selección numero de etapas en función del GOR, API y Presión.**

Número de etapas	GOR	API	Presiones de flujo
2	Bajo	Baja	Baja
3	Intermedia a alta	Baja a intermedia	Intermedia
4 o más	Alta	Alta	Alta

*Fuente: Tesis "Optimización del Proceso de Separación Gas-Líquido"*

Desde el punto de vista económico, normalmente el límite del número de etapas de separación es tres y este es óptimo para la mayoría de procesos llevados a cabo en campos de petróleo, aunque se han encontrado instalaciones donde utilizan cuatro y cinco etapas bajo condiciones muy favorables, utilizadas para manejar volúmenes más grandes de hidrocarburos.

Se ha comprobado gracias a la práctica por medio de reportes que cuando se utiliza un sistema de separación de tres etapas se ha logrado cambiar del dos (2) al doce por ciento (12 %) más en la recuperación de hidrocarburos líquidos, fenómeno que no ocurre cuando se implementa una separación de dos etapas; Esto de acuerdo a las características del fluido, la presión y la temperatura de operación. Sin embargo se han llegado a registrar recuperaciones de hasta el veinticinco por ciento (25 %) bajo las mismas condiciones.

## **2.9 SEPARADORES BIFÁSICOS**

Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados cuya finalidad es la separación mecánica de líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinadas condiciones de presión y temperatura.

La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo.

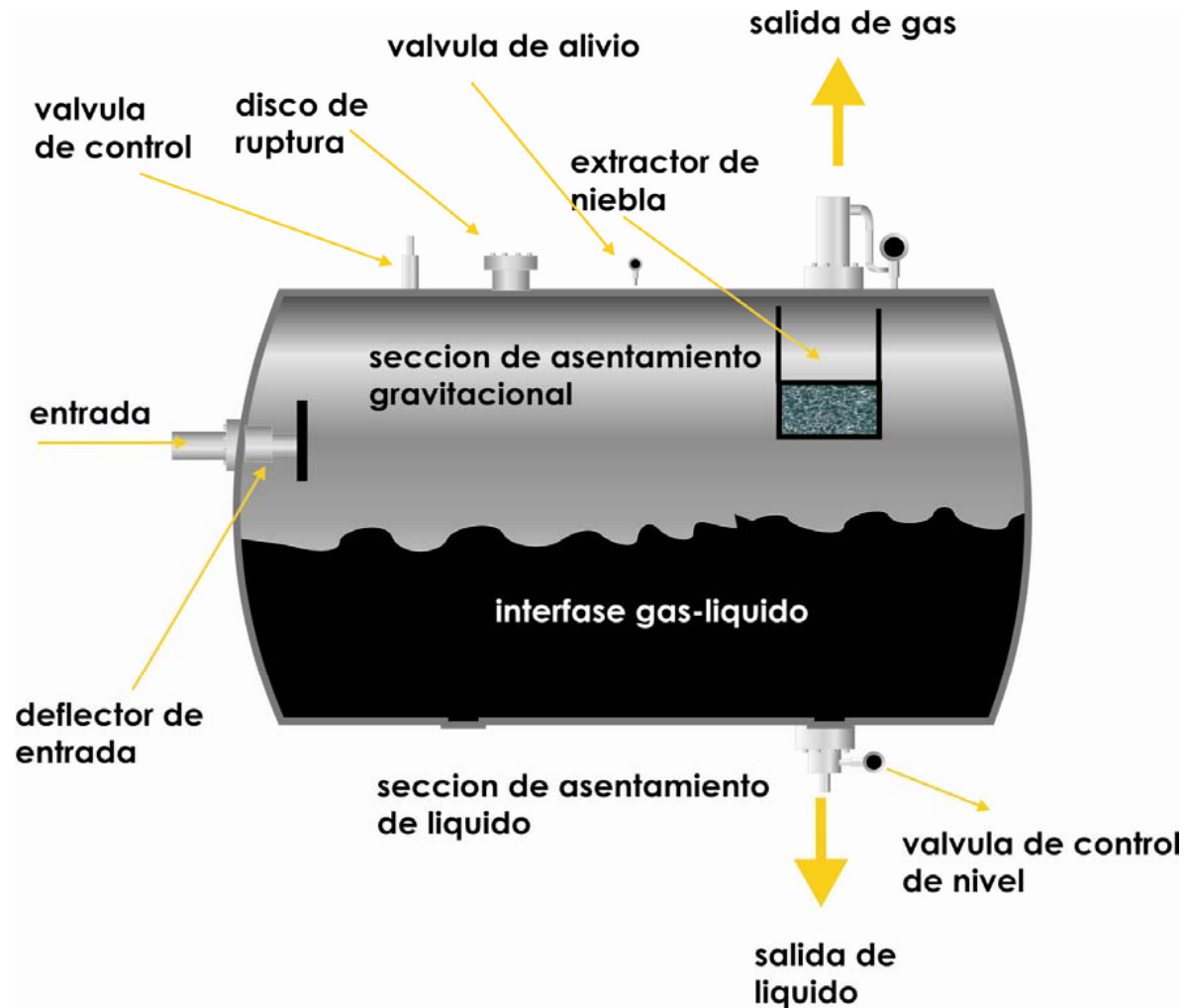
La eficiencia de la separación se mide por la eliminación de líquido presente en el fluido que interviene en el proceso.

Pueden subdividirse de acuerdo a su forma en:

- Horizontales
- Verticales
- Esféricos
- De filtro
- Centrífugos

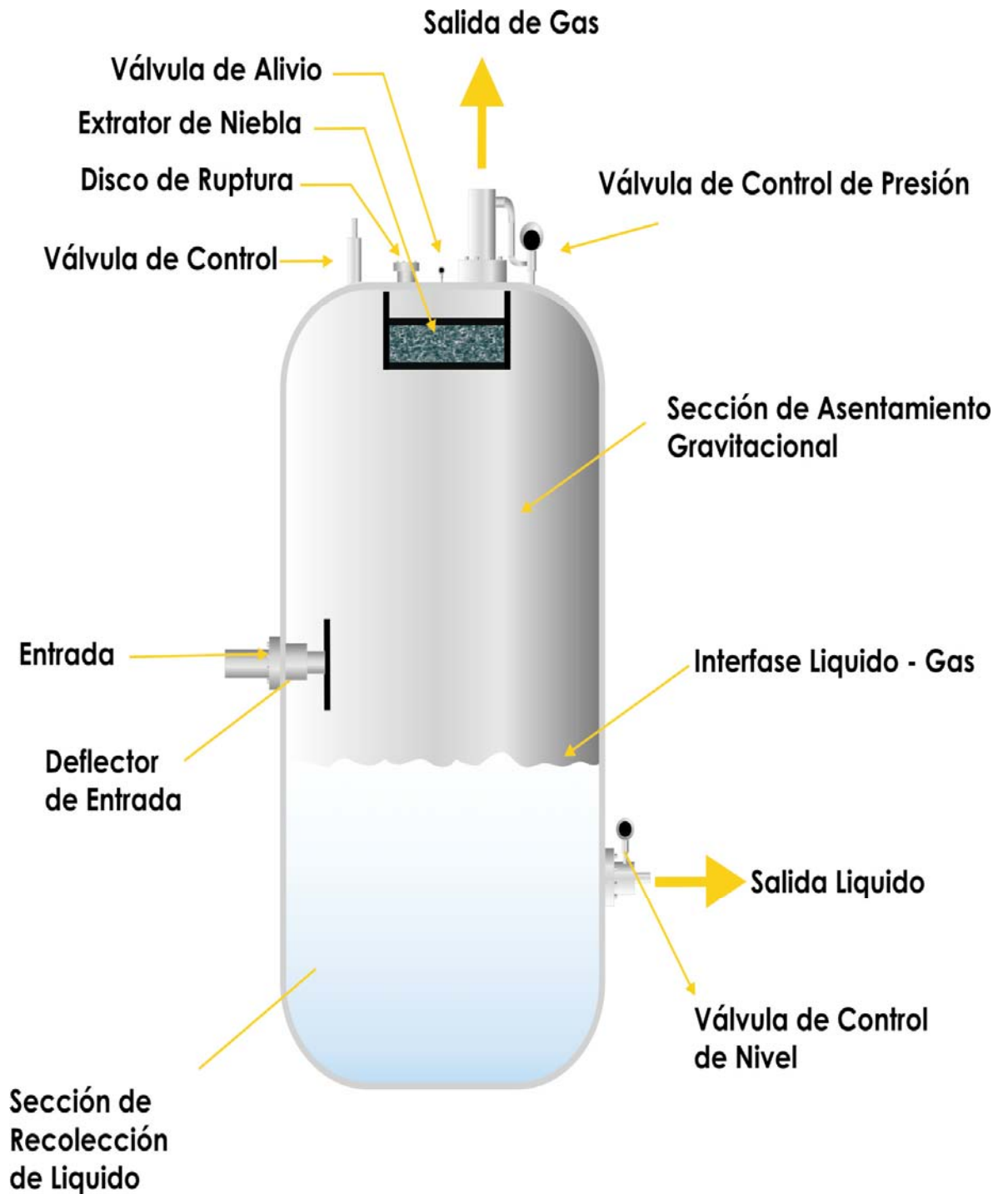
Generalmente la industria maneja con frecuencia las configuraciones horizontal y vertical, figuras 9 y 10. Las diferencias en estas configuraciones se presentan en la tabla 4, por lo tanto se realiza gran énfasis en estos tipos de configuración.

Figura 9. Separador bifásico horizontal.



Fuente: Modificado de diplomado facilidades de producción.

Figura 10. Separador bifásico vertical.



*Fuente: Modificado de diplomado facilidades de producción.*

**Tabla 4. Ventajas y desventajas de los tipos de separadores bifásicos.**

TIPO DE SEPARADOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>HORIZONTAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Son más económicos donde pueda presentarse problemas con emulsiones, espumas, o altas relaciones gas-aceite (GOR).</li> <li>- Eficiente en el manejo y procesamiento de grandes volúmenes de hidrocarburos, gracias a que el tiempo de residencia es mayor.</li> <li>- Son de fácil transporte y el mantenimiento de válvulas y algunos controles se realiza de manera fácil.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No son tan buenos en el manejo de sólidos.</li> <li>- Requieren mayor área de planta para su instalación.</li> <li>- Tienen menos capacidad de surgencia líquida.</li> <li>- Presenta limitaciones para absorber turbulencia.</li> </ul>
<b>VERTICAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eficientes en el manejo de sólidos.</li> <li>- Buenos para absorber turbulencia.</li> <li>- Menor tendencia a la reincorporación del líquido al caudal de gas.</li> <li>- Trabajan eficientemente en aplicaciones de baja relación agua-aceite(GOR)</li> <li>- Requiere de menor área para su instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se dificulta su mantenimiento y además son difíciles de transportar.</li> <li>- No son tan eficaces manejando emulsiones y espumas.</li> </ul>

*Fuente: Modificado Tesis "Dimensionamiento de una Bateria de recolección de Crudos Mediante un Programa de Computador".*

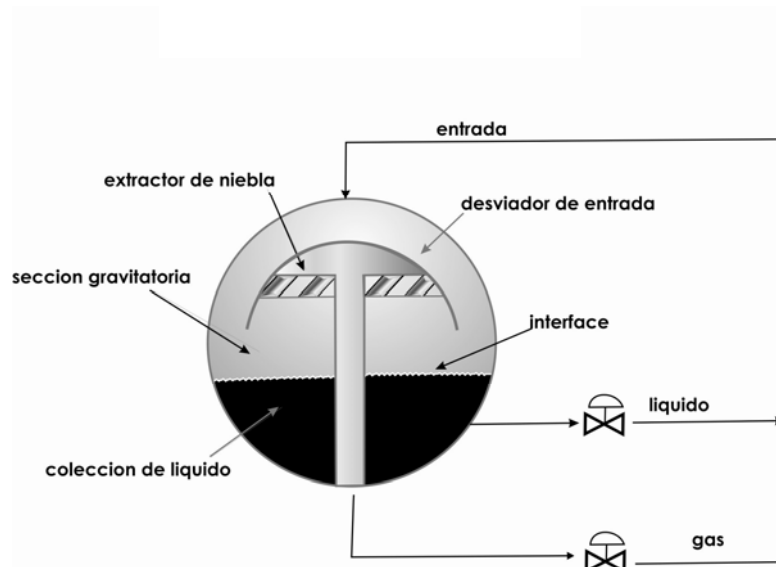
Básicamente los separadores son una especie de tanques donde el petróleo entra por la parte superior y debido a la gravedad este se va separando. Los sedimentos se van al fondo, el agua se queda en la parte media entre los sedimentos y el crudo y el gas en la parte superior. La separación se da principalmente por asentamiento gravitacional.

El fluido entra al separador y choca con el deflector interno causando la separación, a eso se le llama la separación inicial del líquido y vapor, la fuerza de gravedad causa que el líquido se dirija hacia el fondo y el gas vaya hacia el domo del recipiente. La recolección de líquido en el fondo provee de un tiempo de retención del cual ayuda que los gases y líquidos encuentren equilibrio a una presión.

### **2.9.1 Otras Configuraciones De Separadores Bifásicos<sup>6</sup>**

**2.9.1.1 Separadores Esféricos.** Presenta las mismas secciones que manejan los separadores verticales y horizontales, figura 11. Estos separadores manejan de manera eficaz la separación de líquido y gas en espacios limitados. De esta forma no es recomendable para manejar crudos con alto contenido de arena, lodo o crudos muy espumosos. Sin embargo son eficientes para manejar altas presiones (P= 2000 psia) debido a la distribución de esfuerzos.

**Figura 11. Separador esférico.**

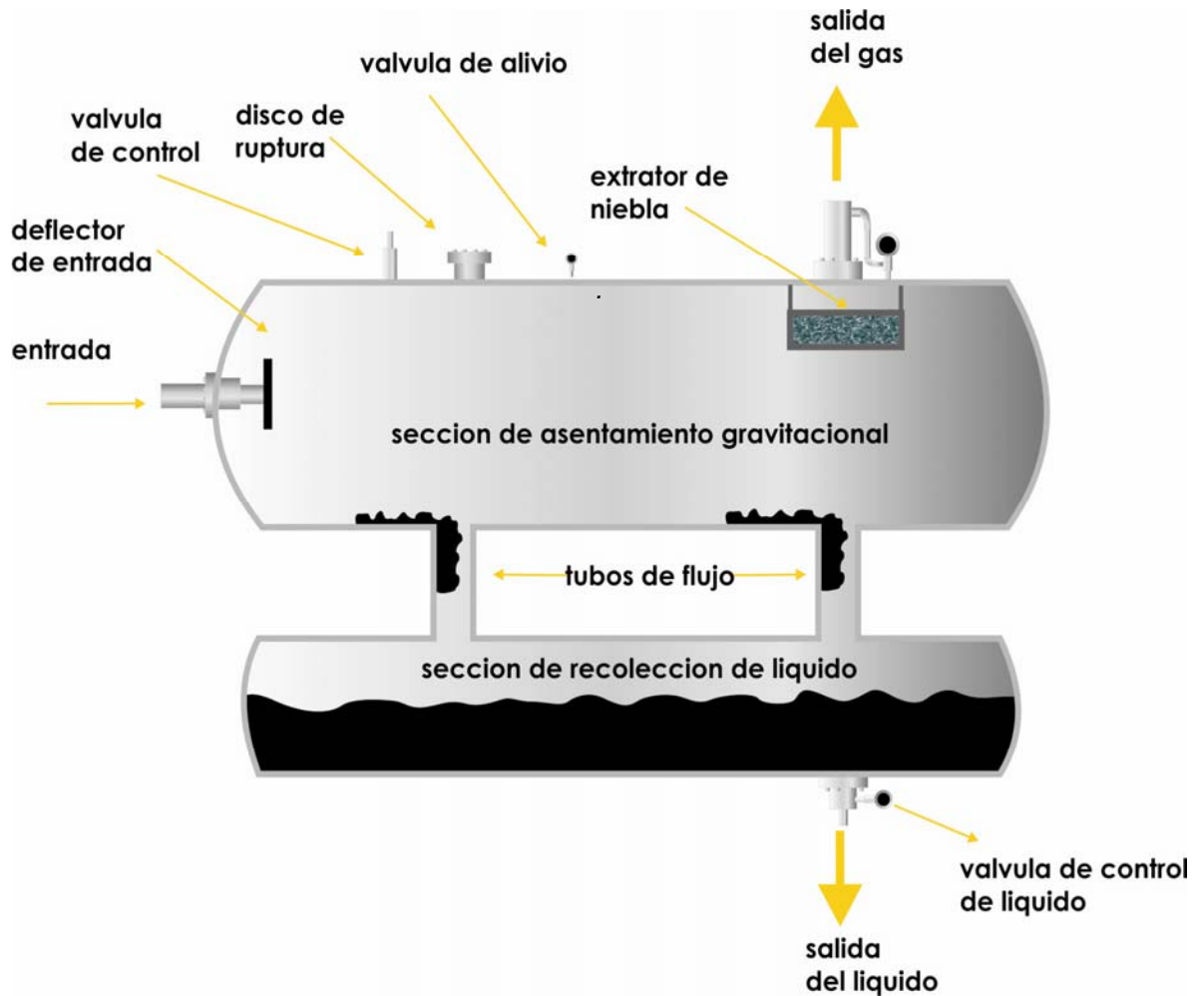


**Fuente:** Modificado Tesis “Diseño de Sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo”

Así mismo las dificultades para la fabricación, sus altos costos y los problemas enunciados anteriormente permiten mencionar que no son de uso frecuente en la industria.

**2.9.1.2 De dos Barriles.** Su configuración se basa en el uso de dos tubos conectados entre sí por tuberías llamadas tubos descendentes. El tubo superior contiene la separación del gas y el tubo inferior contiene la sección de acumulación de líquidos.

Figura 12. Separador de dos barriles



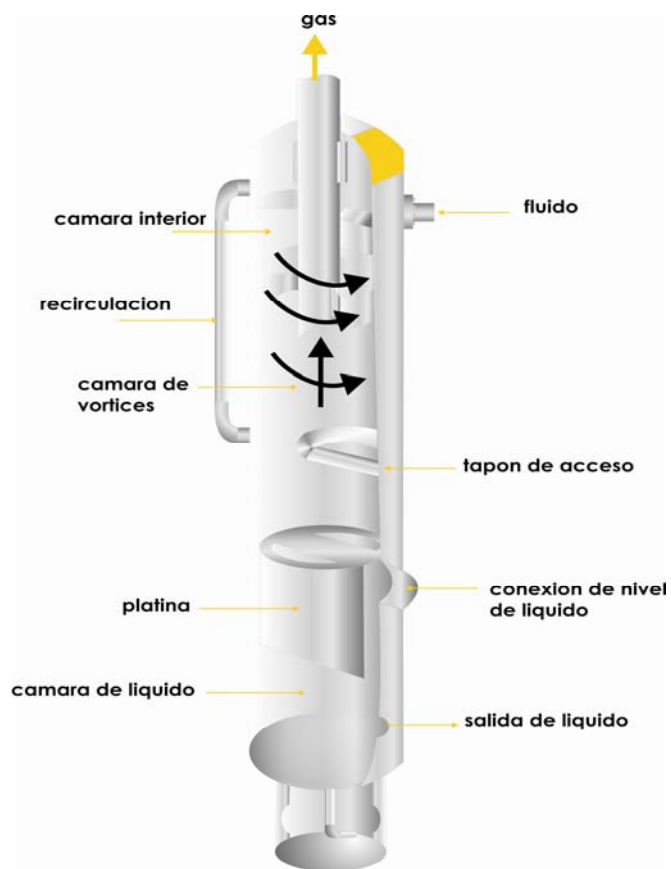
*Fuente: Modificado Tesis "Diseño de Sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo"*

En este tipo de separador el proceso de separación se realiza de manera más eficiente que el de un solo tubo cuando la corriente de entrada presenta grandes burbujas de gas, o se dé un incremento inesperado la corriente de flujo.

El separador de dos barriles favorece la no reincorporación del líquido a la corriente de gas.

**2.9.1.3 Separadores Centrífugos.** También llamados separadores ciclónicos. Su funcionamiento como su nombre lo indica se da por el uso de la fuerza centrífuga. Útil para manejar grandes corrientes de gas, no son muy utilizados en operaciones de producción ya que su diseño es muy sensible a cambios en la tasa de flujo y requieren una mayor presión de operación que los separadores antes mencionados.

**Figura 13. Separadores centrífugos.**



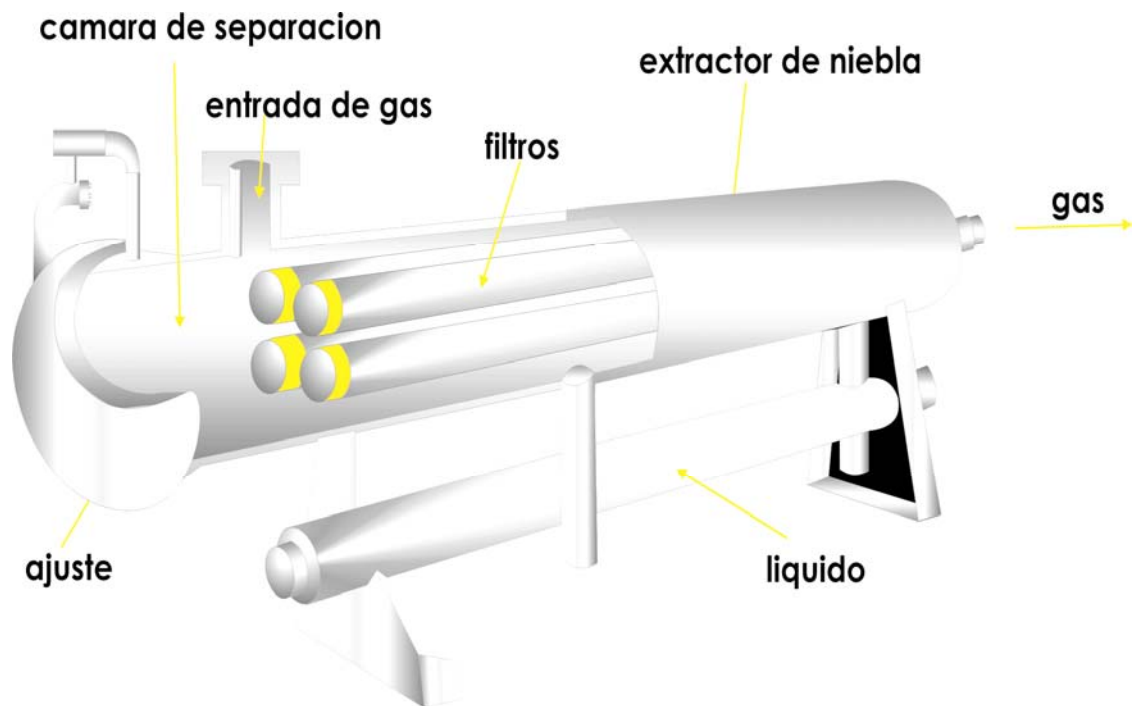
*Fuente: Modificado Tesis "Diseño de Sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo"*

**2.9.1.4 Separador de Filtro.** Utilizados cuando existe un alto GOR (Relación Gas-Aceite). Puede tener una configuración vertical o horizontal, siendo esta ultima la más utilizada. La figura 14 presenta un diseño de un separador de filtro horizontal; tubos con filtro en la sección de separación inicial de líquido permiten

que la niebla y las pequeñas gotas vayan a través de estos tubos como una fase gaseosa. Una sección secundaria con otros elementos de extracción de niebla, remueve estas gotas.

Los separadores de filtro se usan comúnmente a la entrada de compresores en estaciones de compresión de campo. Su diseño es propio y depende del tipo de elemento filtrador empleado.

**Figura 14. Separadores de Filtro.**



**Fuente:** Modificado Tesis "Diseño de Sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo"

## 2.9.2 Componentes De Un Separador Bifásico<sup>3</sup>

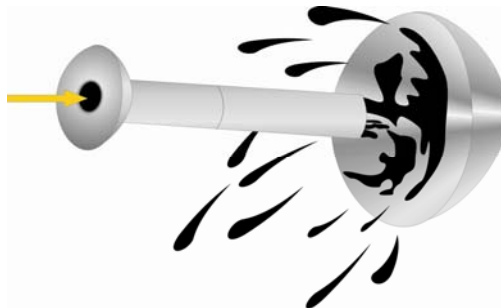
### 2.9.2.1. TERNAS

#### 2.9.2.1.1 Desviador de Entrada

- *Deflector*

Es un mecanismo que se encarga de recibir la corriente de entrada, ocasionándole un cambio drástico en su velocidad y dirección; convirtiéndose en el elemento principal de la unidad de separación primaria. Este dispositivo se instala a la entrada del separador y puede ser un disco esférico, un plato plano, una lamina de acero con ángulo, un cono o cualquier tipo de obstrucción al flujo.

**Figura 15. Deflector.**



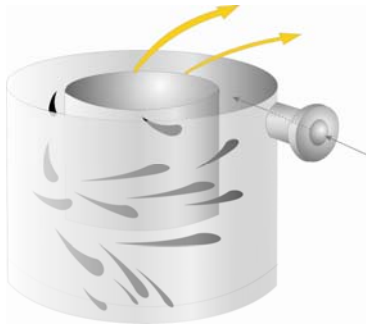
**Fuente:** Modificado Ken Arnold, *Surface production operations*.

Los dispositivos de forma esférica y cónica son los más utilizados, ya que estos causan menor turbulencia que los platos o laminas de acero, y a su vez disminuyen los problemas de emulsión, figura 15.

- *Ciclón de Entrada*

Su funcionamiento se centra en el uso de la fuerza centrífuga como principio para separar el gas y el líquido. El flujo de entrada llega al separador por un corte en el empalme entre la tubería de llegada y la pared del recipiente, en forma tal que induce al flujo en forma de remolino, giro o ciclón.

**Figura 16. Ciclón de Entrada**



*Fuente: Modificado Ken Arnold, Surface production operations.*

#### **2.9.2.1.2 Res De Olas**

Son mecanismos sencillos instalados a lo largo del separador horizontal y en la interfase gas-líquido. Debido a la posición perpendicular al flujo evitan la propagación de olas.

#### **2.9.2.1.3. Platinas Antiespumantes**

Consisten en una serie de platinas paralelas inclinadas, a través de las cuales la espuma es forzada a ingresar en ellas, permitiendo el rompimiento de las burbujas que conforman la espuma.

Cuando existen problemas de arena o parafina, no es recomendable el uso de estas platinas puesto que estas tienden a depositarse generando taponamientos en el sistema instalado en el separador.

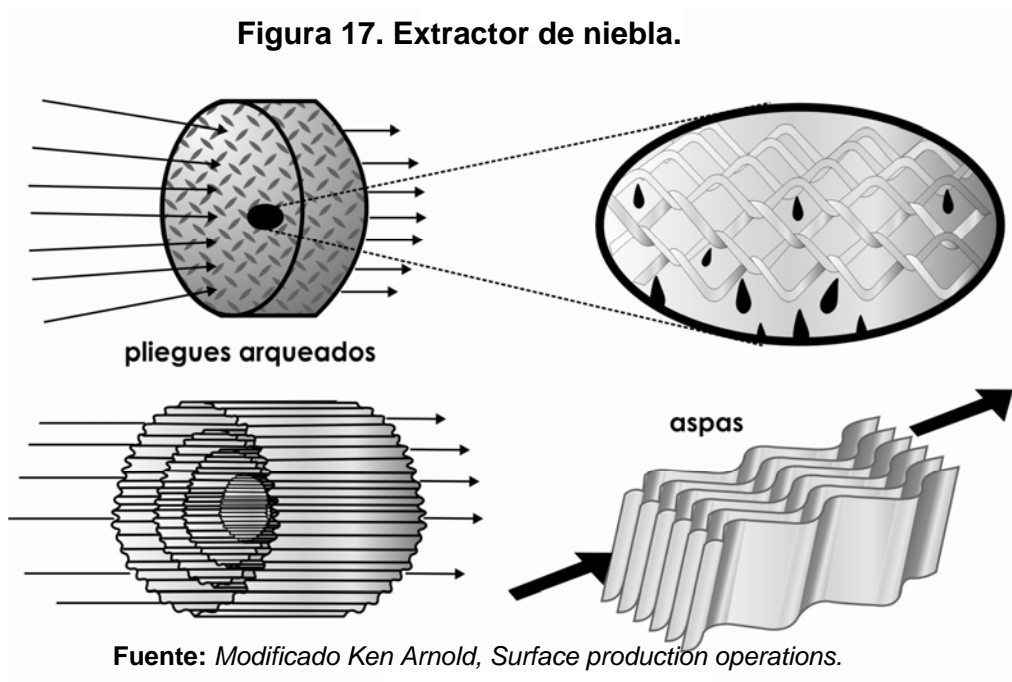
#### 2.9.2.1.4. Quebrador de Remolinos

Es recomendable implementar un dispositivo de este tipo, para prevenir los remolinos ocasionados al abrir la válvula de control de líquido.

Un remolino ocasiona la salida de gas de la zona de vapor y llevarlo a la salida del líquido.

#### 2.9.2.1.4. Extractor de Niebla

Es el elemento fundamental de la sección de coalescencia y se ubican en la descarga de gas del separador. El objetivo principal de este dispositivo consiste en separar las gotas en suspensión demasiado pequeñas para luego depositarlas por gravedad.



Su efectividad depende de la velocidad de la corriente de gas: Si esta es muy alta, ocasiona turbulencia y acarrea el reingreso del líquido a la fase gaseosa. Por otra parte si la velocidad es baja, el fenómeno de coalescencia se desarrolla con gran facilidad.

Los tipos de extractor de niebla más utilizados son: extractor de niebla tipo vena, mallas metálicas tipo peine, platos arqueados y las aspás.

### **2.9.3 Diseño De Separadores Bifásicos**

La experiencia del diseñador es de vital importancia en el momento de dar las especificaciones de un separador. No obstante se deben tener en cuenta algunos parámetros como el diámetro del separador, el cual depende de la diferencia en densidades del petróleo y el gas y además de la tasa de producción del gas (medida a las condiciones de presión y temperatura del separador). Así mismo se debe recalcar el tiempo de residencia en cual se mantiene almacenado el líquido durante cierto tiempo y a través del cual el líquido y el gas alcanzan las condiciones de equilibrio a la presión del separador.

En el dimensionamiento de los separadores, inicialmente se debe determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$ , el cual hace referencia a la capacidad que tiene el gas para arrastrar el líquido a través de un movimiento relativo. Para hallar este coeficiente se realiza un procedimiento iterativo o de prueba y error partiendo de las ecuaciones de velocidad de asentamiento, número de Reynolds y coeficiente de arrastre.

La velocidad de asentamiento es la resultante de una igualdad entre la fuerza de arrastre y la fuerza de Bouyance, en la que la aceleración de la gota es cero y su velocidad es constante.

Otro parámetro de suma importancia que hay que tener en cuenta al momento de diseñar un separador es el diámetro de la partícula  $d_m$ . De su escogencia depende en gran parte la efectividad del proceso de separación gravitacional y la eficiencia del extractor de niebla.

Coeficiente de arrastre

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{\frac{1}{2}}} + 0,34$$

Ec. (1)

Número de Reynolds

$$Re = 0,0049 \frac{\rho_g d_m V_t}{\mu_g}$$

Ec. (2)

Donde:

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

$d_m$  = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

$V_t$  = Velocidad de asentamiento de las gotas de líquido, ft/seg.

$\mu_g$  = Viscosidad del gas, cp.

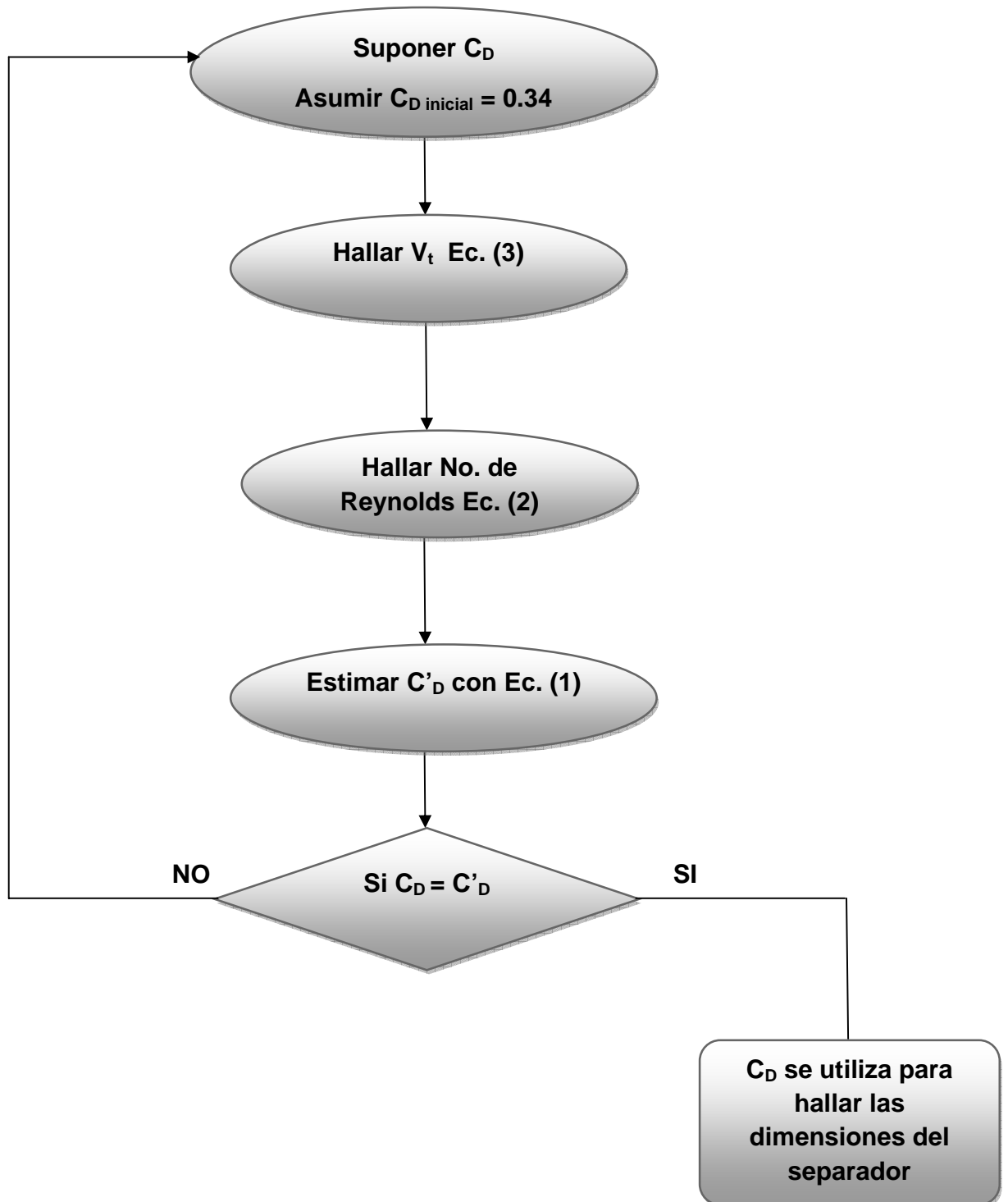
Velocidad de Asentamiento

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

Ec. (3)

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb/ft<sup>3</sup>

Esquema 3. Proceso iterativo para encontrar coeficiente de arrastre  $C_D$ .



Fuente: El Autor

Tiempo de Residencia

$$TR = \frac{V}{Q}$$

Ec. (4)

V = Volumen disponible para el líquido en el recipiente, ft<sup>3</sup>.

Q=Caudal de entrada al recipiente, ft<sup>3</sup>/min.

**Tabla 5. Tiempos de residencia para distintas gravedades API**

TIPO DE LIQUIDO	TIEMPO DE RETENCION
API > 35°	2 minutos
25° < API < 35°	3 – 5 minutos
15 < API < 25°	4 -6 minutos

**Fuente:** Diplomado de facilidades de producción.

La tabla anterior nos muestra unos rangos de gravedades API con sus respectivos tiempos de retención. Cabe resaltar que estos rangos solo sirven de guía mas no tienden a limitar el dimensionamiento; por lo general la selección del tiempo de residencia es un criterio netamente ingenieril, el cual depende de diferentes variables como propiedades del crudo y volúmenes a tratar.

### 2.9.3.1 Dimensionamiento De Separadores Horizontales

Hallado el coeficiente de arrastre y definido el tiempo de residencia a utilizar, se procede a calcular las capacidades de gas y liquido en el separador.

#### CAPACIDAD DE GAS

$$d * L_{eff} = \frac{420T * Z * Q_g}{P} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec. (5)

Donde:

$d$  = Diámetro del separador, in.

$L_{eff}$  = Longitud efectiva donde ocurre la separación, ft.

$T$  = Temperatura de operación, °R.

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

$Q_g$  = Caudal de gas, MMSCFD. (Millones de pies cúbicos estándar por día)

$P$  = Presión de operación, psia.

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

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb/pie<sup>3</sup>.

$d_m$  = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

Ecuación particular,  $d_m=100$  micrones

$$d * L_{eff} = \left[ \frac{42T * Z * Q_g}{P} \right] * K$$

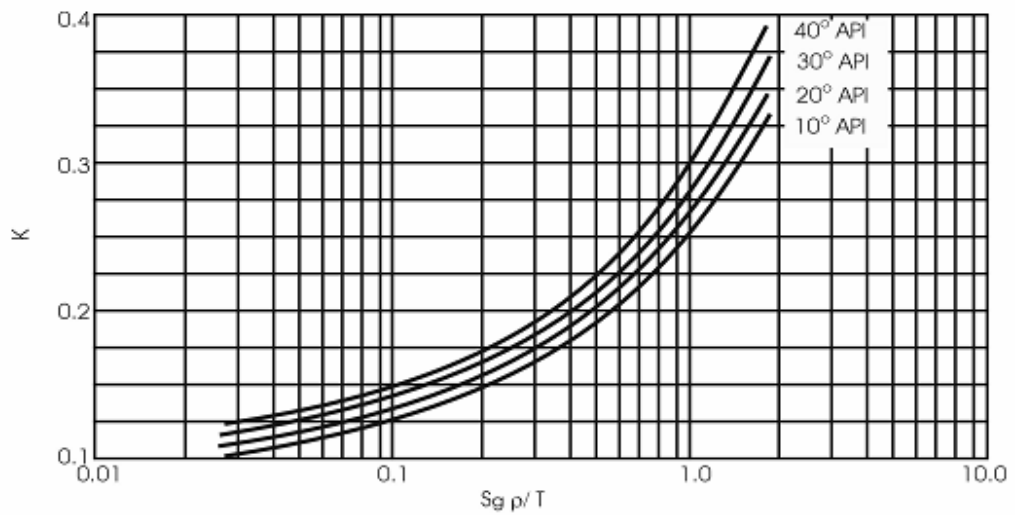
Ec. (6)

$$K = \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) C_D \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec. (7)

El factor K puede ser determinado de manera grafica, conociendo variables como la presión, temperatura, gravedad especifica del gas y gravedad API del aceite.

**Figura 18. Determinación factor K**



*Fuente: Diplomado Facilidades de superficie*

## CAPACIDAD DEL LÍQUIDO

$$d^2 * L_{eff} = \frac{TR * Q_L}{0,7}$$

Ec. (8)

$TR$  = Tiempo de residencia, min.

$Q_L$  = Caudal de producción líquida, BFPD (aceite + agua)

$d$  = Diámetro del separador, in.

$L_{eff}$  = Longitud efectiva donde ocurre la separación, ft.

### LONGITUD ENTRE COSTURAS

$$L_{s-s} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Para capacidad de gas.}$$

Ec. (9)

$$L_{s-s} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Para capacidad de líquido.}$$

Ec. (10)

### RELACION DE ESBELTEZ

$$RE = \frac{12 * L_{s-s}}{d} \approx 3,0 - 5,0.$$

Ec. (11)

$d$  = Diámetro, in.

$L_{s-s}$  = Longitud entre costuras, ft.

$RE$  = Relación de esbeltez, adimensional.

A partir de los datos obtenidos anteriormente, se procede a realizar una tabla para escoger las dimensiones óptimas del separador como son el diámetro y la longitud.

d(in)	GAS		LIQUIDO		RE
	L <sub>eff</sub>	L <sub>s-s</sub>	L <sub>eff</sub>	L <sub>s-s</sub>	
24					
30					
60					

**Nota:** Se utilizan los diámetro comerciales, de 24 a 60 aumentando en 6 in y a partir de 60 cada 12 in hasta 120. Como se tienen dos longitudes efectivas L<sub>eff</sub>, una por capacidad de gas y una por capacidad de líquido, se debe seleccionar la de mayor longitud, la cual va a gobernar el dimensionamiento del separador. Después de identificar qué capacidad gobierna las dimensiones, la longitud a utilizar será la longitud entre costuras L<sub>s-s</sub>, la cual debe cumplir con el rango de la relación de esbeltez.

### 2.9.3.2 Dimensionamiento De Separadores Verticales

#### CAPACIDAD DE GAS

Ecuación general

$$d_{\min}^2 = \frac{5040 * T * Z * Q_g}{P} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{(d_m)_W} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec. (12)

Para efectos del dimensionamiento del separador vertical, se deberá escoger un diámetro mayor al diámetro mínimo hallado a partir de la Ec. (12)

Ecuación particular,  $d_m=100$  micrones

$$d_{\min}^2 = 504 \left[ \frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * K$$

Ec. (13)

$$K = \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) C_D \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec. (14)

Al igual que en los separadores horizontales K se puede obtener de manera grafica. Figura 14.

Donde:

$d$  = Diámetro del separador, pulgadas.

$T$  = Temperatura de operación, °R.

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas.

$Q_g$  = Caudal de gas, MMSCFD. (Millones de pies cúbicos estándar por día)

$P$  = Presión de operación, psia.

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

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb/pie<sup>3</sup>.

$d_m$  = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

$C_D$  = Coeficiente de arrastre.

## CAPACIDAD DEL LÍQUIDO

$$d^2 * h = \frac{TR * Q_L}{0,12}$$

Ec. (15)

$d$  = Diámetro del recipiente, in.

$Q_L$  = producción líquida, BFPD (aceite + agua).

$h$  = Altura columna de líquido, in.

$TR$  = Tiempo de residencia, min.

## LONGITUD ENTRE COSTURAS ( $L_{s-s}$ )

$$L_{s-s} = \frac{h + 76}{12} \quad \text{Ó} \quad L_{s-s} = \frac{h + d + 40}{12} \quad \text{Ec. (16)}$$

– 17)

$d$  = Diámetro del separador, in.

$h$  = Altura columna de líquido, in.

Se debe seleccionar la  $L_{s-s}$  que resulte mayor, según las anteriores ecuaciones.

## RELACIÓN DE ESBELTEZ

$$RE = \frac{12 * L_{s-s}}{d} \approx 3,0 - 4,0$$

Ec. (18)

$d > d_{\min}$ (in)	LIQUIDO		RE
	$L_{\text{eff}}$ (ft)	$L_{\text{s-s}}$ (ft)	
24			
30			
60			

**Nota:** El dimensionamiento de esta configuración solo tiene en cuenta la capacidad del líquido, ya que la capacidad al gas me determina el diámetro mínimo  $d_{\min}$ . Por tanto se procede a escoger la longitud entre costuras  $L_{\text{s-s}}$  que este dentro del rango de la relación de esbeltez.

#### 2.9.4 Aspectos A Tener En Cuenta En El Dimensionamiento De Separadores Bifásicos<sup>6</sup>

- Si se toman diámetros de partículas de 100 micrones, el extractor de niebla trabaja eficientemente, es decir, no presenta problemas de inundación y este a su vez es capaz de remover de manera efectiva gotas entre 10 y 100 micrones.
- Cuando no existen datos de laboratorio, se pueden utilizar tiempos de residencia ( $t_r$ ) entre 30 segundos y 30 minutos. Pero si se va a trabajar con crudos espumosos se pueden requerir hasta cuatro veces el tiempo de residencia.
- La economía en un separador se ve reflejada básicamente en sus dimensiones. A menor diámetro, menor será el precio; pero existe un punto en el

cual una disminución del diámetro ocasiona la turbulencia en el flujo de gas, lo cual provoca ondas y el retorno del líquido a la interfase gas-líquido. El punto donde se presenta este retorno es difícil de identificar.

- Cuando el dimensionamiento está gobernado por la capacidad del gas y la relación de esbeltez es mayor de 4 o 5, el retorno de líquido se convierte en un problema inminente y difícil de controlar.
- Las ecuaciones utilizadas para el dimensionamiento del separador son aproximadas. Estas a su vez, están basadas en la geometría, que tiene en cuenta el extractor de niebla y el deflector de la corriente de entrada.
- Las líneas de entrada del fluido hacia el separador por lo general deben instalarse en el colchón de gas, nunca en el colchón del líquido. Esto debido a que el gas tiende a arrastrar el líquido.

### **2.9.5 Separación Aceite-Agua**

Durante el proceso de separación aceite-agua, es necesario conocer la manera en la cual el agua acompaña el aceite, si esta presente en forma libre o de manera emulsionada. Esto con el objetivo de determinar el tratamiento y los equipos necesarios para realizar de manera eficiente el proceso de separación.

Cuando el agua que acompaña al aceite esta presente en una cantidad considerable de agua libre, se recomienda el uso de separadores trifásicos. Por otra parte, cuando el agua se encuentra emulsionada con el aceite es útil la utilización de los gun barrel acompañado regularmente de deselmulsificantes, y en ocasiones calentadores de fondo.

## 2.10 SEPARADORES TRIFÁSICOS

El principio de separación y aspectos básicos de diseño en estos tipos de separadores son idénticos al de los separadores bifásicos. Teniendo en cuenta que en esta configuración el contenido de agua es mayor se deben implementar una serie de ecuaciones adicionales a las utilizadas en el dimensionamiento del separador bifásico con el fin de realizar un proceso efectivo.

Los separadores trifásicos presentan las mismas partes tanto internas como externas, pero a esta configuración deben adicionarle una serie de dispositivos especiales, tales como:

- **Platos de coalescencia:** se instalan en la sección de líquido con el fin de que el tamaño de las gotas de agua arrastradas en la fase aceite se incremente, ocasionando una precipitación más rápida y fácil. Sin embargo el potencial de taponamiento debido a problemas de arena, parafinas o agentes corrosivos se incrementa con el uso de platos coalescentes.
- **Sand jets y drenajes:** En separadores horizontales trifásicos que manejan caudales con producción de arena uno de los principales problemas es la acumulación de arena y sólidos en el fondo del separador, ocasionando empaquetamiento lo que conlleva a una disminución del volumen disponible para el manejo de los fluidos que entran.

Para remover sólidos de cualquier separador provisto de sand jets, los drenajes de arena se abren de una manera controlada y bombea fluido a alta presión (frecuentemente agua de producción) a través de los jets para agitar los sólidos y llevarlos a afuera.

- **Controladores de nivel de líquido:** utilizados para mantener el nivel de líquido a una altura determinada dentro del separador. Un controlador de nivel no

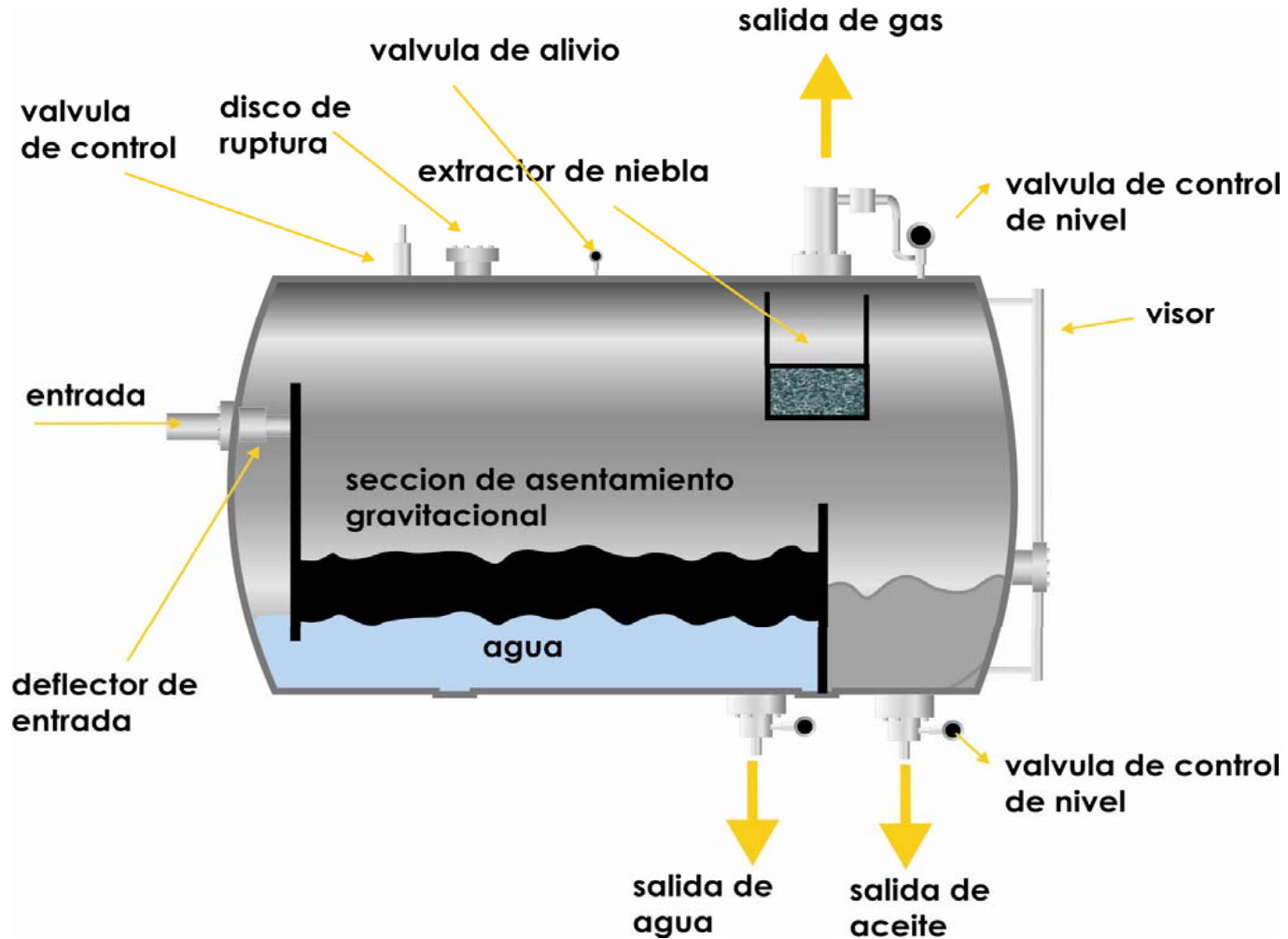
es otra cosa que un flotador que se encuentra en la interfase de liquido-gas y que envía una señal a una válvula de motor en la salida de aceite. La señal abre o cierra la válvula, permitiendo la salida de liquido del separador para mantener la altura del nivel dentro del mismo

Uno de los objetivos principales del uso de separadores trifásicos es preparar el aceite para futuros tratamientos.

### **2.10.1 Separadores Horizontales**

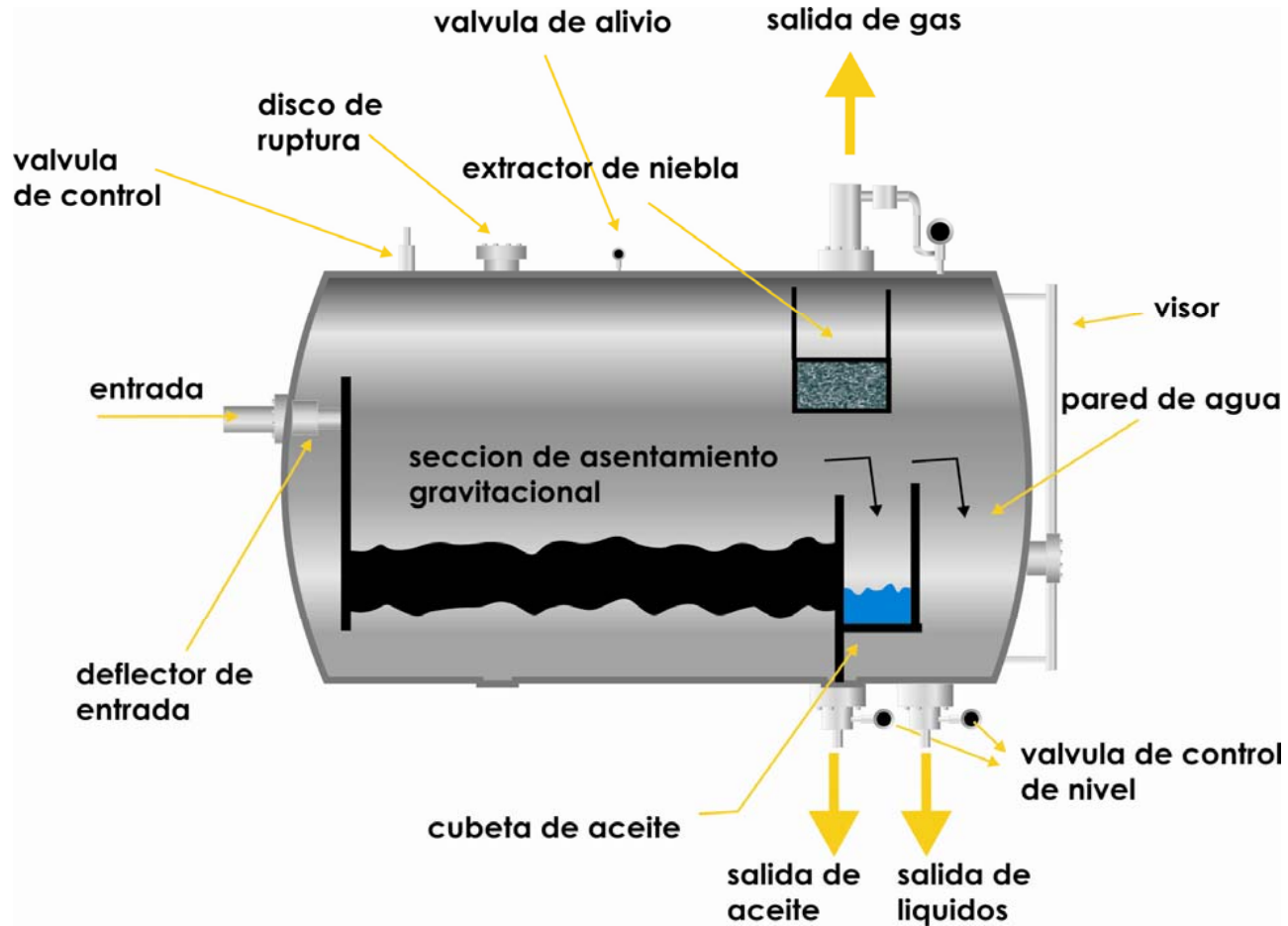
Dentro de este tipo de separadores existen dos tipos configuraciones: convencional y alterna, figuras 15 y 16. Pero el proceso general de separación que se desarrolla dentro de estos es el mismo.

Figura 19. Separador trifásico horizontal convencional.



Fuente: Modificado de diplomado facilidades de producción

Figura 20. Separador trifásico horizontal de configuración alterna.



*Fuente: Modificado de diplomado facilidades de producción.*

En un separador trifásico, el deflector contiene un tubo de contracorriente (Down Corner), cuya función es dirigir el líquido por debajo de la interfase gas-aceite hasta la proximidad aceite-agua.

La sección de recolección de líquido en el separador brinda el tiempo de retención suficiente para que el aceite y el agua emulsionada formen un colchón en la parte intermedia. El agua libre se va al fondo del recipiente.

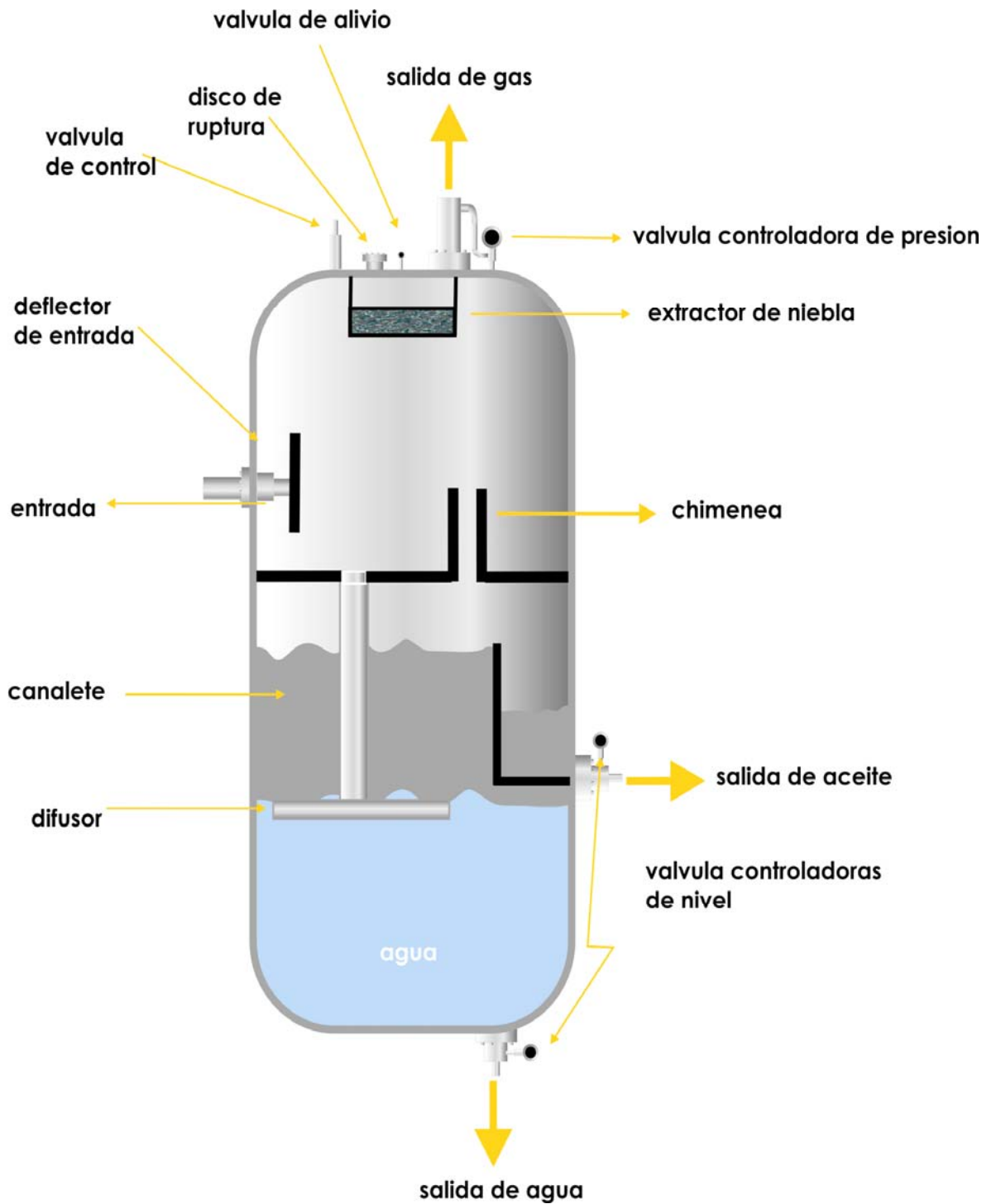
### **2.10.2 Separadores Verticales**

La figura 17 presenta el esquema característico de un separador trifásico vertical. La corriente de entrada llega al separador y choca con el deflector, el cual separa la mayoría de gas. Un tubo de contracorriente se instala para permitir el paso de líquido a través de la interfase gas-aceite con el fin de no ocasionar daño en el desnatador de aceite.

La salida del tubo de contracorriente está ubicado dentro en la interfase aceite-agua. A medida que el aceite asciende de este punto, el agua libre atrapada entre la fase de aceite se separa.

Los criterios de selección entre las configuraciones vertical y horizontal se presentan en la tabla 6.

Figura 21. Separador trifásico vertical.



*Fuente:* Modificado de diplomado facilidades de producción.

**Tabla 6. Criterios de Selección**

<b>CRITERIOS DE SELECCIÓN SEPARADORES TRIFÁSICOS</b>	
<b>VERTICALES</b>	<b>HORIZONTALES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El control de nivel no es un factor crítico.</li> <li>• Puede manejar con facilidad materiales extraños.</li> <li>• Mas fácil de limpiar</li> <li>• Mayor capacidad de surgencia de líquido.</li> <li>• Menor tendencia a la revaporización de líquido.</li> <li>• Requiere menos espacio para su instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Más eficiente y económico para manejar grandes volúmenes de gas.</li> <li>• Los fluidos separados presentan mayor estabilidad.</li> <li>• Se adaptan con más facilidad a condiciones variantes.</li> <li>• Es económico.</li> <li>• Eficiente en el manejo de crudos espumosos.</li> </ul>

**Fuente:** Modificado Tesis “Dimensionamiento de una Bateria de recolección de Crudos Mediante un Programa de Computador”.

## 2.11 EMULSIONES

La emulsión es una dispersión de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de materiales naturales o artificiales presentes en el crudo. Para la formación de la emulsión, además del agua y el aceite se necesita la agitación y presencia de un agente emulsificante para estabilizar la mezcla, estos son conocidos como surfactantes, y su función es reducir la tensión superficial entre las fases, provocando la emulsión.

Los surfactantes naturales del crudo son: asfáltenos, resinas, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de corrosión y sólidos.

El grado de estabilidad de las emulsiones esta relacionado con la razón de película (Volumen de surfactante/volumen de la fase dispersa) y la viscosidad del crudo, siendo esta ultima la que influye en dos formas:

- Aumentando el tiempo de floculación de las gotas dispersas.
- Y el hecho de que las mayores fracciones de asfáltenos y resinas polares están presentes en los crudos de alta viscosidad y densidad.

Por lo general en las prácticas de producción el tratamiento de las emulsiones empieza un poco tarde ya que la práctica ideal es la prevención de la formación de estas. Sin embargo para sustituir los equipos de tratamiento los equipos de prevención de emulsiones resultan muy costosos y poco viables económicamente. En la prevención se debe tener en cuenta que:

- el agua y el aceite no deben ser producidos simultáneamente ó
- no debe haber ninguna agitación suficiente para que se forme la emulsión.

Como la producción en un pozo de agua y aceite es siempre de forma simultánea el mejor método para evitar la formación de dichas emulsiones es prevenir la agitación.

Como la producción en un pozo de agua y aceite es siempre de forma simultánea el mejor método para evitar la formación de dichas emulsiones es prevenir la agitación

### **2.11.1 Tratamiento**

Los tratamientos para tratar este problema en los equipos de producción pueden incluir uno o más de los siguientes procedimientos:

1. Permitir el asentamiento y drenar el agua separada.
2. Aplicar calor.
3. Aplicar químicos.
4. Aplicar electricidad.
5. Operar varios aparatos mecánicos como el *gun barrel*, *tanques de lavado*, *FWKO* y demás.
6. Añadir diluyentes para reducir la viscosidad.

### **2.12 GUN BARREL**

También llamado “tanque de lavado”, opera a presión atmosférica por lo que se le considera como un separador vertical.

### 2.12.1 Características

- Posee una cámara o bota separadora de gas, cuya función es separar el gas contenido en la corriente de entrada y luego este es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire, figura 21. Por lo general la cantidad de gas que se maneja en un tanque de lavado es muy baja.
- Tiene un tubo bajante por donde transita hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general; al final de este bajante se encuentra el distribuidor de flujo localizado en la sección de lavado, el cual ayuda a crear un flujo uniforme ascendente a través del agua y distribuido en toda el área transversal del tanque.
- El control de la interfase agua-aceite y el espesor de la sección de asentamiento se conservan por razón de una pierna de agua externa o por medio de un control de nivel tipo interfase, dependiendo de las características del crudo o emulsión a tratar.

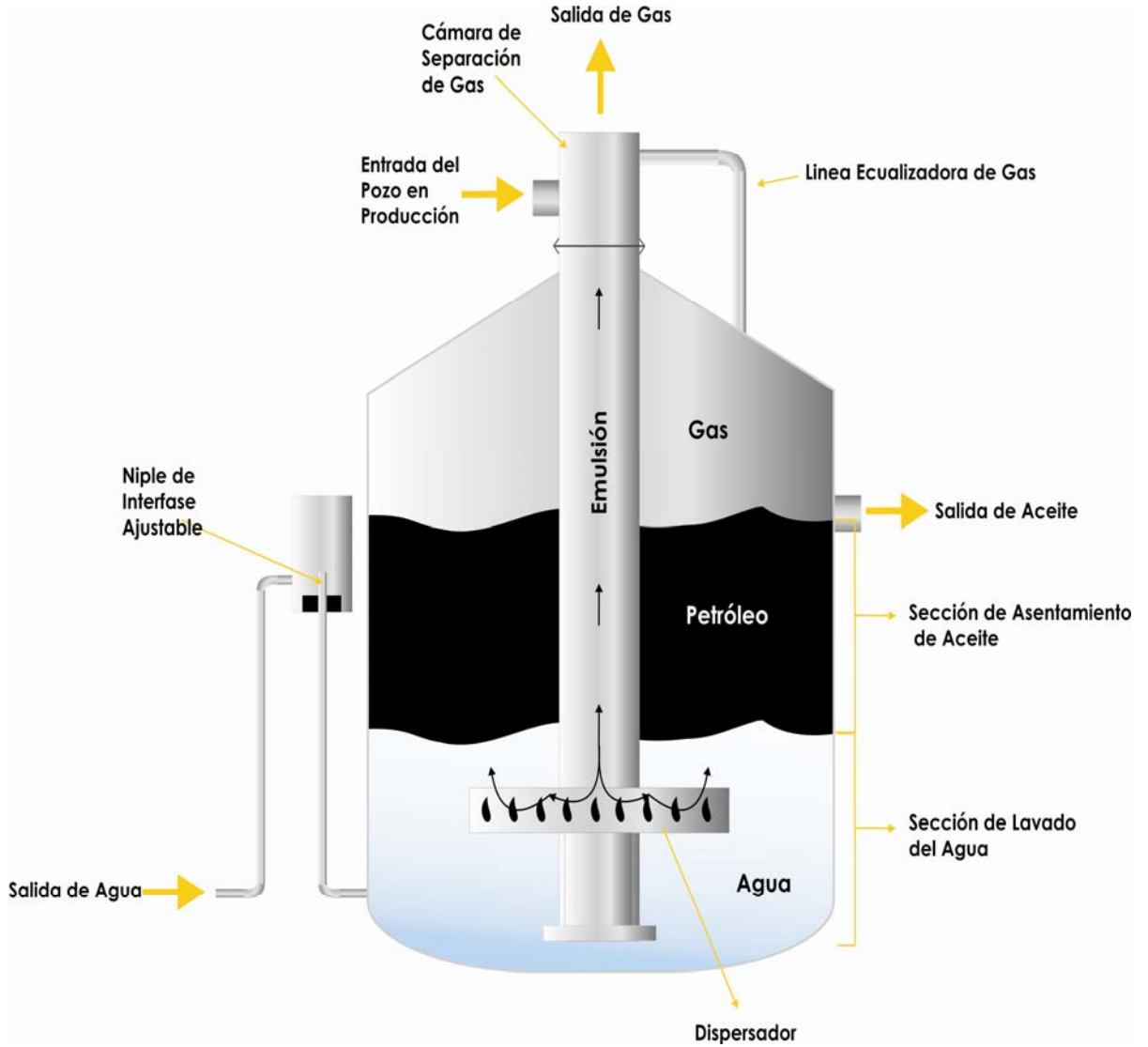
Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, (la coalescencia de las gotas de agua ocurre mas rápido en dispersiones concentradas) y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe resaltar que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos.

Este proceso se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, (atenta contra la eficiencia del proceso de deshidratación por gravedad diferencial porque las burbujas de gas, al liberarse "frenan" la decantación libre, para evitar esto se incorpora la bota en la entrada descenso 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 8 y 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.

Adicionalmente el proceso llevado a cabo en un tanque de lavado se puede complementar con tratamiento térmico a temperaturas moderadas mediante la instalación de un intercambiador de calor en la línea de entrada al tanque, también se puede utilizar un sistema de calentamiento eléctrico. Todas estas configuraciones se pueden utilizar con el propósito de que la separación aceite-agua sea más eficiente.

**Figura 22. Gun barrel**



**Fuente:** Modificado de diplomado facilidades de producción.

### 2.12.2 Dimensionamiento De Gun Barrel

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec. (19)

$$d^2 h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12}$$

Ec. (20)

Donde:

$d$  = Diámetro del recipiente, in.

$F$  = Factor de cortocircuitos (1.0 para  $d=48$  pulgadas)

$Q_o$  = Caudal máximo de aceite, BOPD.

$\mu_o$  = Viscosidad de la fase continua, cp.

$(\Delta GE)_{w/o}$  = Diferencias entre gravedades específicas entre las fases agua y aceite.

$$P_1 = \rho_o h_o + \rho_w h_w$$

Ec. (21)

$$h_o + h_w = 0,9 H_L$$

Ec. (22)

$$P_2 = \rho_w h_L$$

Ec. (23)

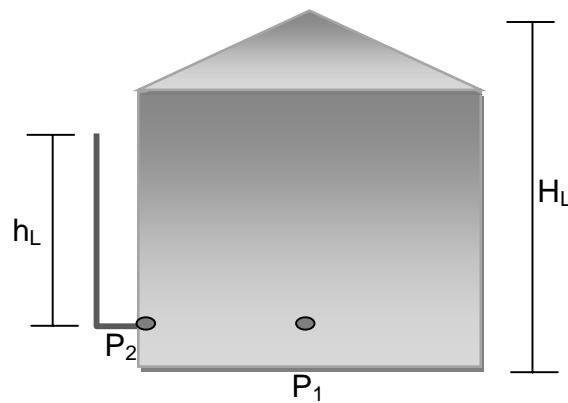
$$P_1 = P_2$$

Ec. (24)

$$\rho_o h_o + \rho_w h_w = \rho_w h_L$$

Ec. (25)

**Figura 23. Calculo de Presiones.**



**Fuente:** El Autor

$P_1$  = Presión en el punto 1, psia.

$P_2$  = Presión en el punto 2, psia.

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

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

$h_L$  = Altura de la pata de agua, ft.

$H_L$  = Altura total del gun barrel, ft.

### **2.12.3 Criterios Para El Dimensionamiento:**

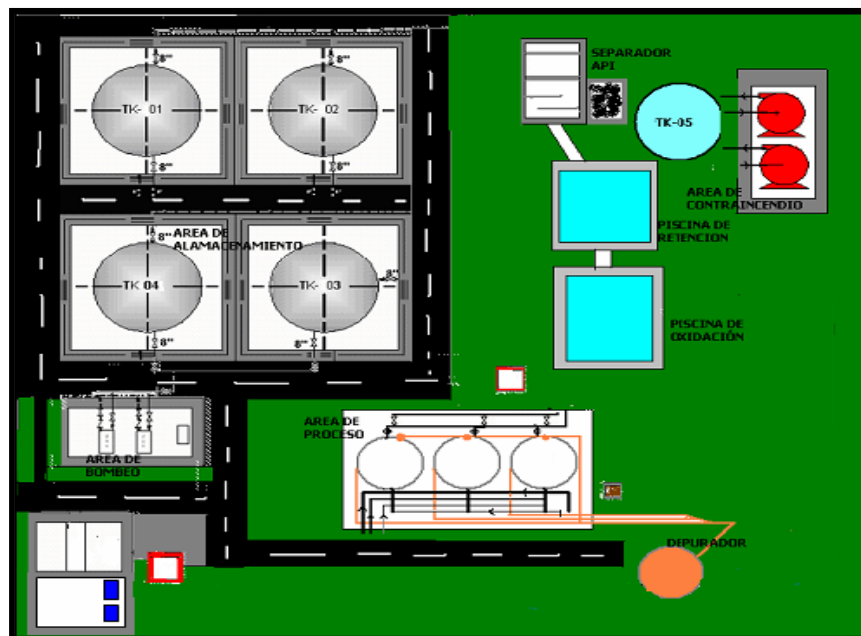
- Los gun barrel están diseñados para recibir la mezcla de hidrocarburos cuyas fases han estado emulsionadas y estas han sufrido algún proceso para su separación. Pero los gun barrel también pueden trabajar como tratadores térmicos verticales cuando se les adapta un sistema de calentamiento interno.
- Si se utiliza un gun barrel como tratador térmico se deben seguir ciertas recomendaciones como: En instalaciones de un solo pozo, los gun barrel resultan más costosos que los tratadores térmicos. Por lo general los gun barrel son utilizados en sectores grandes y de clima cálido. En zonas de clima frío resulta bastante costoso debido a que se le dificulta conservar una gran cantidad de aceite a temperaturas altas.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO.

La estación Auxiliar, se extiende en un área aproximada de 7000 m<sup>2</sup>, y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas tales como: El área de proceso, el área de almacenamiento y bombeo de crudo, área de caseta principal y vigilancia, el área de piscinas, el área de prado y el área carreteable. Dichas áreas con su respectiva ubicación se pueden observar en la Figura 22.

Esta estación recibe la producción de alrededor de 36 pozos, distribuidos en dos zonas, cantagallo (veinticinco pozos) e isla I (once pozos). La producción que se maneja actualmente es de Actualmente estos pozos generan una producción de 6665 BPD de aceite (producción neta), 2,0671 MMSCFD y 2325 BPD de agua. (Reporte de producción Septiembre de 2007, ECOPETROL).

**Figura 24. Diagrama de la Estación Auxiliar.**



*Fuente: ECOPETROL*

A continuación se presentaran especificaciones de la distribución de los equipos y su función en las diferentes áreas de la planta de recolección.

### **3.1 ÁREA DE PROCESO GENERAL**

Es el área en la cual se lleva a cabo el proceso de separación de fluido (aceite + agua) y gas. Esta se identifica por la presencia de tres separadores bifásicos de color blanco ubicados en un área de dos (2) metros de ancho y cinco (5) metros de largo con piso de concreto, una rejilla metálica y un bordillo de 15 centímetros y un área para la localización de válvulas de control en la producción de gas.

Los equipos que forman parte de esta área de manera general son:

- Tres (3) múltiples, de los cuales dos (2) son generales y uno (1) de prueba. Se encargan de recibir la producción que llega de las redes que vienen de isla I y la zona de Cantagallo antes de entrar a los separadores en dos colectores generales.

#### **3.1.1 Múltiples Generales**

Cabezales de recolección de crudo, que recibe las redes provenientes del manifold que pertenecen a la isla I y las redes provenientes de los pozos de Cantagallo.

**Figura 25. Múltiples Generales.**



*Fuente: ECOPEPETROL*

La llegada de cada red consta de los siguientes accesorios:

- Un (1) manómetro (PI), utilizado para medir la presión en cada red.
- Una válvula de retención o "cheque", usada para evitar el contraflujo del crudo en la tubería cuando no se presente una entrada de este a una presión constante.
- Finalmente, una (1) válvula de compuerta que funciona manualmente para permitir o restringir el flujo de aceite hacia el colector general del múltiple.

La producción proveniente de tres (3) redes de isla I se recoge por dos colectores generales de producción y un colector de prueba para pozo en específico de isla I, e igual forma la línea de producción de varios de Cantagallo se recoge en el colector producción general. La producción de varios se envía a los separadores generales de producción o por "by-pass" a los tanques de almacenamiento.

### 3.1.2 Múltiple de Prueba

Cabezal de recolección o colector de crudo de 4" que recibe dos (2) líneas de medida o de prueba provenientes de isla I y sector de Cantagallo de 3" cada una. Al igual que los múltiples generales, este tipo contiene un manómetro, una válvula de cheque y una válvula de compuerta.

**Figura 26. Múltiple de Prueba**



*Fuente: ECOPETROL*

### **3.1.3 Separador de Prueba**

- Un (1) separador de prueba vertical bifásico de color blanco.

El fluido proveniente del múltiple de prueba, entra al separador por la parte lateral media del recipiente. En el interior se produce una separación de fases debido a la reducción de la energía cinética. El separador está provisto en su parte alta de un filtro o cámara de niebla, cuya función consiste en seleccionar el tamaño de la partícula de gas, para permitir la salida de éste, con menos cantidad de condensados hacia un colector y de este hasta el depurador.

La fase líquida (aceite + agua) se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual es regulado por un control de nivel y una válvula de control. El volumen de líquido desplazado del separador se contabiliza con los flow meter instalados en la salida de los separadores y en los tanques de almacenamiento.

### **3.1.4 Separadores Generales**

- Dos (2) separadores generales verticales bifásicos (líquido-gas) de color blanco.

**Figura 27. Separadores generales y de prueba.**



*Fuente: ECOPETROL*

Son dos separadores verticales, cilíndricos, que cumplen la función de separar líquido y gas mediante la utilización de medios mecánicos de los pozos provenientes de isla I y el sector de Cantagallo.

El fluido que llega a los múltiples generales, entra a los separadores por la parte lateral media del recipiente. En el interior se produce una separación de fases debido a la reducción de la energía cinética.

El separador esta provisto en su parte superior al igual que el separador de prueba, por un filtro, cuya función consiste en seleccionar el tamaño de la partícula de gas, para permitir la salida de este con la menor cantidad de condensado hacia el depurador.

La fase líquida se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual se regula por un control de nivel y una válvula de control. El volumen de líquido desplazado del separador se contabiliza en los tanques de almacenamiento.

El área de procesos está diseñada para que en cualquier momento uno de estos tres separadores sea el de prueba y los otros sean generales.

### **3.1.5 Depurador de Gas (Scrubber)**

- Un depurador de gas de color naranja, en donde se recibe gas proveniente de isla I y de los separadores generales y de prueba, para ser enviado a la Planta Compresora Yarigui-Cantagallo.

El gas que se produce en el separador de prueba y en los separadores generales de la estación, se lleva a un depurador de gas a través de una línea de 8", el cual se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora Yarigui-Cantagallo. Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla, que es la encargada de seleccionar el tamaño de las partículas de gas.

**Figura 28. Depurador de Gas.**



*Fuente: ECOPETROL*

### **3.1.6 Sistemas de Medición y Control**

En la estación, a los dispositivos o mecanismos usados para la regulación, medición y control de las variables de proceso, se consideran instrumentos de planta, y su función principal corresponde a medir y controlar las condiciones específicas de las variables de proceso. Las variables a medir y controlar son: presión, flujo de aceite y gas, y niveles de líquido e interfase.

### **3.1.6.1 Medidores**

El conocimiento de la cantidad de fluidos que pasan a través del sistema de procesos y tanques de almacenamientos resulta de vital importancia para el control de las cantidades de aceite, agua y gas producidos.

En la estación auxiliar la cantidad de crudo se mide en los tanques de almacenamiento y para gas se emplea un medidor tipo diferencial en la línea que va hacia el depurador.

### **3.1.6.2 Indicadores**

Los indicadores de presión, temperatura y nivel, permiten establecer las condiciones del fluido en los recipientes o líneas de flujo. Los siguientes indicadores se tienen instalados en la estación auxiliar:

### **3.1.6.3 Sistemas de Control**

La parte más crítica e importante en el proceso que se desarrolla en una estación, resulta ser el control, regulación y ajuste de las diferentes variables, tales como presión, temperatura, niveles, flujo, etc. Los sistemas de control son los encargados de mantener bajo ciertas condiciones específicas todas las variables de proceso.

Los sistemas de control dependiendo de su operación o funcionamiento, se pueden dividir en manuales, automáticos o de seguridad. En la estación auxiliar el sistema de control se realiza por lo general en forma manual.

- *Sistemas de Control Manual:* Son válvulas operadas de forma manual. La mayoría de válvulas manuales en la estación auxiliar son tipo compuerta y bola.

- *Sistemas de Control Automático:* Corresponde a válvulas que operan solas y que permiten controlar las variables a medir y mantener el sistema en óptimas condiciones de trabajo.
- *Sistemas de Seguridad y Regulación:* Agrupa todas las válvulas de seguridad y auto reguladoras. Aunque operan automáticamente y cumplen con los principios de los mecanismos de control automáticos, su uso en la estación está destinado a cubrir emergencias de sobrepresiones y regulaciones de flujo en el sistema. Aquí se incluyen todas las válvulas PSV (Pressure Safety Valve), ubicadas en los diferentes separadores en el área de proceso, las cuales envían el fluido sobrepresionado al depurador y de este a la tea. También hay válvulas de estas instaladas en las bombas de la caseta de contraincendios.

**Figura 29. Válvulas PSV**



**Fuente:** ECOPETROL

### 3.2 ÁREA DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO DE CRUDO

Área identificada por la presencia de tanques de color negro, diques con piso en emulsión asfáltica para los tanques de almacenamiento y caseta de bombas de desplazamiento.

- Cuatro (4) tanques circulares de techo cónico fijo. Los tanques, TK-01, TK-02, TK-03, tienen capacidad de almacenamiento de 3000 barriles y el tanque TK-04 tiene capacidad de 3600 barriles.

**Figura 30. Tanques de almacenamiento.**



**Fuente:** *ECOPETROL*

- Dos (2) bombas de crudo "WARREN PLUPS LLC", con capacidad de 330 GPM cada una, dos (2) motores "TECO-WESTINGHOUSE" de 1784 RPM y dos (2) filtros "GIREM" con capacidad de 10.000 BFPD.

**Figura 31. Sistema de bombeo**



*Fuente: ECOPETROL*

### **3.3 ÁREA DE CASETA PRINCIPAL Y VIGILANCIA**

Lugar donde se encuentra el funcionario de ECOPETROL S.A. encargado de coordinar las actividades que involucra la estación auxiliar, tales como la puesta en prueba de los pozos, medición de tanques, bombeo de crudo, toma de variables del proceso, elaboración de permisos de trabajo, entre otras.

La caseta se encuentra ubicada en la entrada principal de la estación auxiliar y ahí se sitúa el personal de vigilancia.

**Figura 32. Caseta principal y vigilancia**



**Fuente:** *ECOPETROL*

### **3.4 AUXILIARES**

#### **3.4.1 Sistema de Gas a Tea**

El sistema de gas a tea está constituido por los siguientes elementos:

- **Cabezales de recolección de gas:** Son los encargados de recoger el disparo de gas de las válvulas de seguridad de los separadores, el depurador y el múltiple general.

- También existe una línea que recoge el fluido sobrepresionado en el múltiple general y se envía a una tea que esta localizada detrás de la piscina de oxidación actualmente esta se encuentra fuera de servicio, la otra línea de cabezal llega directamente al depurador con el gas producido en isla I y sector de Cantagallo.
- Tea: Su función es quemar el gas que se libera por sobrepresiones en el sistema. La tea ha sido diseñada de acuerdo con el código API, mediante el cual se define la distancia, altura y diámetro de la misma. El quemador de la línea de piloto, funciona con una corriente de gas a presión regulada y un suministro de aire atmosférico. El encendido se hace mediante un generador de llama, el cual puede ser operado de forma manual o automático.

**Figura 33. Teas en la Estación Auxiliar.**



**Fuente:** ECOPETROL

### 3.5 ÁREA DE CONTRAINCENDIOS

Esta zona se localiza detrás de la piscina de retención, piscina de oxidación y separador API. Y su función corresponde controlar situaciones de emergencia a través del bombeo de agua con hidrantes y espuma especial. Esta conformada por las siguientes partes:

- Caseta con un área de 100 mts<sup>2</sup> en piso de concreto, se usa para situar bombas, y motores.
- Tanque almacenamiento de agua, color verde, techo plano fijo, con una capacidad de almacenamiento de 1500 barriles.

**Figura 34. Tanque de contraincendios.**



**Fuente:** ECOPETROL

- Dos (2) bombas de color roja, marca "Pirlys" de 500 GPM cada una, las cuales son utilizadas en el sistema contra incendios. Como medida preventiva una de las bombas posee un motor Diesel y la otra es alimentada por un motor eléctrico.
- Dos (2) válvula de seguridad, ubicada en las salidas de las bombas para controlar presión en el sistema en caso de que las líneas estén obstruidas.
- Válvula de control neumática tipo platillo, ubicada en el tanque de almacenamiento para controlar presión del gas en el área de procesos.
- Dos (2) hidrantes para vaciar piscina de oxidación.

### **3.6 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICO**

El objeto de romper la emulsión de agua en aceite, se inyecta un químico desemulsificante (ROMPEDOR DE EMULSIÓN) en las líneas de entrada al separador. La inyección se realiza mediante una unidad de dosificación, la cual cumple funciones de almacenamiento y suministro continuo de producto, a la corriente de fluidos proveniente de los múltiples generales y el de prueba de la estación.

**Figura 35. Sistema de Inyección de Químico.**



**Fuente:** *ECOPETROL*

Las partes constituyentes de esta unidad son:

- Un (1) tambor de almacenamiento, equipado con indicador de nivel (visor) y regleta indicadora para la dosificación del químico.
- Dos bombas dosificadoras acopladas a un motor eléctrico.
- Boquillas de inyección.
- Tuberías de interconexión de acero inoxidable.

La línea de inyección de químico se encuentra agujereada en forma de espiral, con pequeños huecos la boquilla que penetra en la línea de entrada al separador y se coloca en forma perpendicular al flujo, con el fin de que el químico se inyecte a lo largo del área transversal de flujo de crudo y exista una distribución homogénea del mismo.

### 3.7 ÁREA DE PISCINAS

Esta área se utiliza para el tratamiento de aguas lluvias y aceitosas provenientes de los colectores y del drenaje de los tanques de almacenamiento cuando se presenta una emergencia.

Los equipos e instalaciones que hacen parte de esta área son los siguientes:

- Separador API, ampliamente utilizado en la industria petrolera para la recuperación del aceite en el agua, a través de desnatadores. El aceite recuperado se bombea al tanque de almacenamiento TK-03 por medio de una bomba centrífuga vertical de 60 GPM constituyendo el tratamiento inicial del agua en la estación, permitiendo separar partículas de aceite mayores a 150 micrones a través de la Ley de Stokes.

**Figura 36. Separador API.**



*Fuente: ECOPETROL*

- Una (1) piscina de retención con capacidad de 4500 barriles a la cual llegan las aguas provenientes de los colectores de agua lluvia.

**Figura 37. Piscina de Retención.**



**Fuente:** ECOPETROL

- Una (1) piscina de oxidación con capacidad de 6000 barriles, en la cual se le hace un tratamiento final al agua mediante la aireación para ser usada en el sistema contraincendios o enviada por vertimiento al ambiente.

**Figura 38. Piscina de Oxidación.**



*Fuente: ECOPETROL*

### **3.8 DIAGNOSTICO PRELIMINAR**

Los separadores verticales bifásicos existentes en la estación auxiliar cuentan con una longitud de once pies (11 ft) de altura y tres pies (3 ft) de diámetro, dos de los cuales trabajan como generales y uno de prueba.

Estos separadores operaban de manera eficiente; debido a las alzas en el precio del crudo, se llevaron a cabo una serie de perforaciones en el campo lo cual ocasiono un incremento considerable en la producción de petróleo.

Este acontecimiento afectó la eficiencia del proceso de separación en la estación auxiliar, ya que los dispositivos utilizados en este proceso no eran capaces de manejar las nuevas cantidades de hidrocarburos.

Por esto fue necesario un estudio detallado de los equipos a través de cálculos de redimensionamiento de estos a partir de las nuevas variables de operación. Además del rediseño de los equipos se hace necesario el planteamiento de una serie de alternativas que podrían dar solución al problema mencionado. El desarrollo de estas alternativas se presenta en el capítulo siguiente.

#### 4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Con la perforación de nuevos pozos en el campo Cantagallo la producción aumento en una cifra considerable, esta alza en la producción afecto el proceso de separación que se llevaba a cabo en la estación auxiliar ya que los dispositivos utilizados en este proceso (separadores bifásicos verticales), no son capaces de manejar los nuevos volúmenes de hidrocarburos.

Para solucionar dicho problema en el proceso de separación se plantean nuevos diseños de equipos para implementar en la estación con el fin de lograr un manejo de volúmenes sin problemas y para que el proceso de separación se realice de manera efectiva.

Las alternativas a considerar tuvieron en cuenta factores como las características del fluido (formación de espuma, arrastre de finos, formación de emulsiones), Caudales a manejar, eficiencia del proceso de separación, espacio y flexibilidad operacional.

En el campo cantagallo se va a ejecutar un proyecto de inyección de agua, el cual traerá consigo un incremento tanto en la producción de líquidos, como en la producción de sólidos. Este último incremento hace más factible la utilización de separadores bifásicos verticales.

Debido al gran porcentaje de agua emulsionada que presenta el fluido que llega a la estación auxiliar (25-30% BSW) y a la poca cantidad de agua libre presente (5%), no se hace necesario la implementación de un separador trifásico. Otros factores que no hacen viables la instalación de un separador trifásico son los altos costos, su difícil mantenimiento y el deficiente manejo control de finos y sólidos.

A continuación se presentan una serie de alternativas para mejorar el proceso de separación en la estación auxiliar del campo Cantagallo. Es de mencionar que las nuevas alternativas llevan consigo el uso de los dispositivos existentes, esto con el fin de reducir los costos de la nueva inversión y hacer mas eficiente el proceso de separación.

- a) Los tres separadores actuales trabajando como generales e implementar dos nuevos separadores de prueba.
- b) Un separador bifásico horizontal nuevo para manejar toda la producción. Los separadores actuales trabajarían como de prueba.
- c) Separar la producción que llega a la estación. Utilizar los tres separadores actuales para manejar la producción de los pozos de cantagallo (dos generales y uno de prueba), e implementar dos separadores bifásicos para tratar la producción de isla I (uno general y uno de prueba).
- d) Diseñar dos separadores bifásicos verticales para manejar en su totalidad la producción que llega a la estación y los tres separadores existentes trabajando como de prueba.

Independiente de la alternativa de solución al problema planteado, el fluido que sale de los separadores debe ser enviado a un gun barrel, el cual se encargara de disminuir el alto contenido de agua emulsionada.

Dentro del diseño del gun barrel se plantearon dos alternativas:

- a) Acondicionar uno de los tanques de almacenamiento que hay en la estación para que trabaje como gun barrel.
- b) Diseñar un gun barrel nuevo.

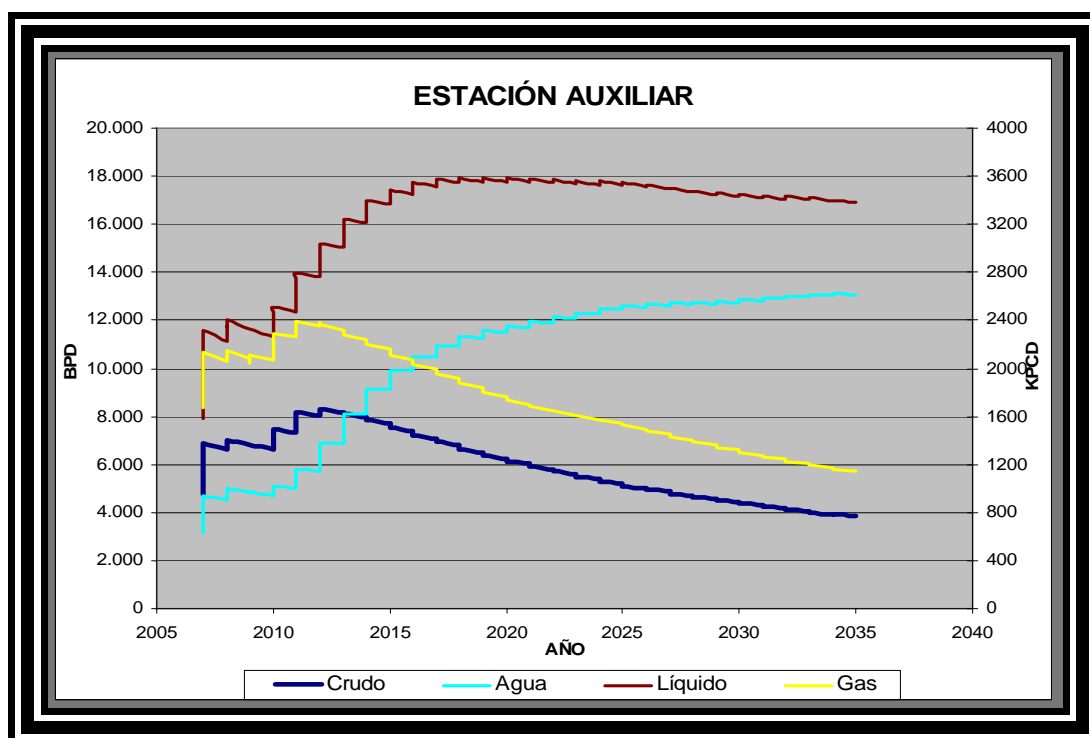
El proceso de separación que se quiere implementar en la estación auxiliar es mostrado en el esquema 4.

El dimensionamiento de los nuevos equipos se realiza para la situación actual de producción y además para los máximos caudales de aceite, gas y agua. Para los máximos caudales empleamos las curvas de producción IPR de los pozos que aportan la producción a la estación auxiliar.

Para el desarrollo de los cálculos matemáticos y poder realizar el análisis de sensibilidad se utilizó una hoja de Excel, basada en las ecuaciones de diseño propuestas en el capítulo 2.

En la tabla 7 se reportan los flujos a manejar en la Estación Auxiliar de acuerdo con los pronósticos de producción. En esta tabla se han considerado tres escenarios correspondientes a las máximas producciones de crudo, agua y gas, con el fin de evaluar la capacidad de los separadores en el momento en que cada una de estas situaciones se presente.

Figura 39. Pronósticos de los fluidos que se recibirán en la Estación Auxiliar.



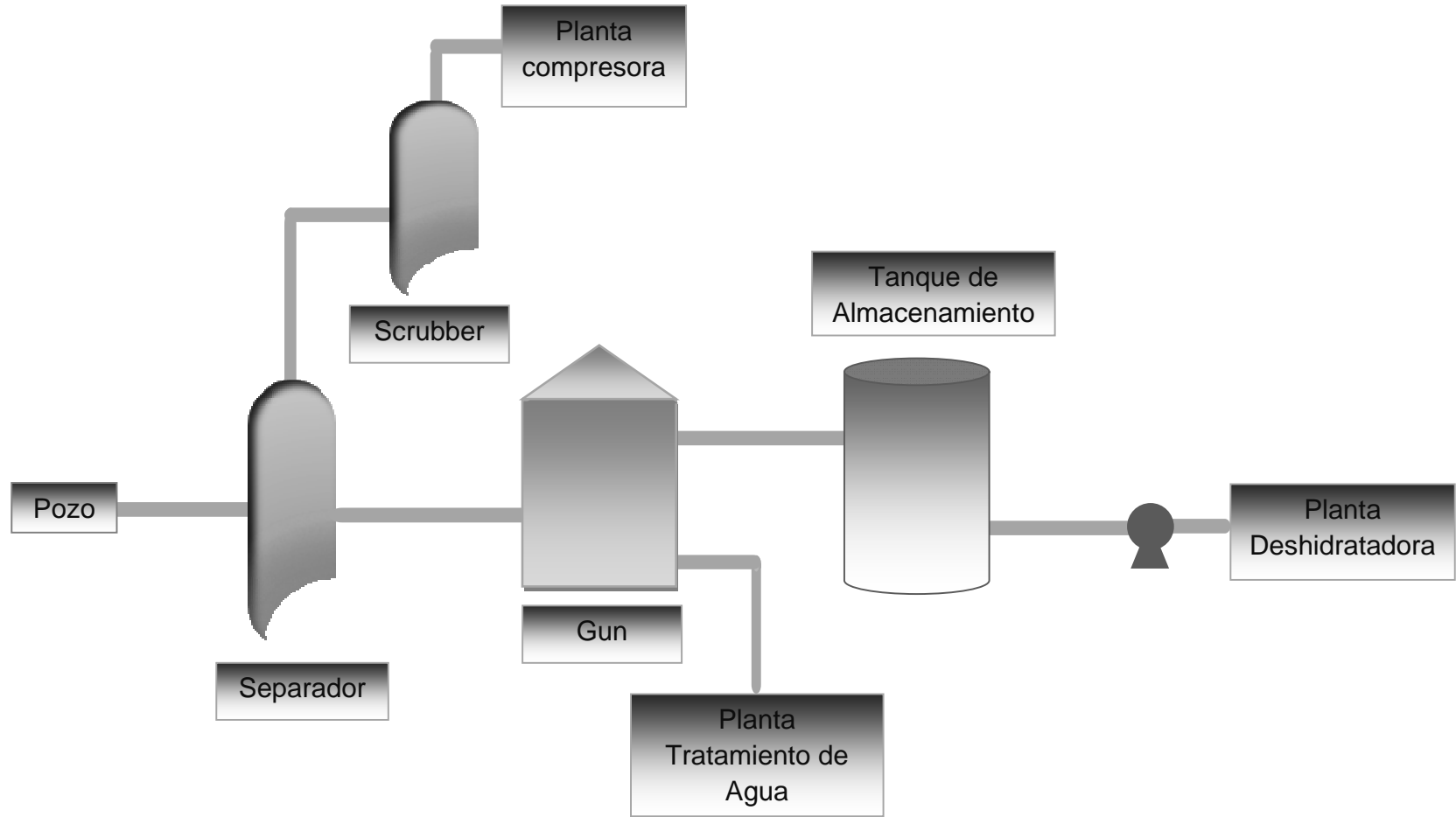
Fuente: ECOPETROL

Tabla 7. Flujo esperado en la Estación Auxiliar.

DESCRIPCIÓN	FLUJO CRUDO (BOPD)	FLUJO AGUA (BWPD)	FLUJO LIQUIDO (BFPD)	FLUJO GAS (KPCD)	BSW (%)	GOR (SCF/STB)
Máximo pronóstico de crudo	8.282	6.774	15.056	2.367	81,79	286
Máximo pronóstico de agua	3.909	13.099	17.008	1.161	335,09	297
Máximo pronóstico de gas	8.154	5.776	13.931	2.397	70,83	294

Fuente: ECOPETROL

**Esquema 4. Proceso de separación a Implementar**



**Fuente:** El Autor

Además del posible aumento requerido en la capacidad de la estación debido al incremento esperado en la producción, el proceso realizado actualmente en la Estación Auxiliar debe modificarse, ya que se está estudiando y evaluando el proceso de inyección de agua en el campo Cantagallo y la planta estaría ubicada en la estación auxiliar por lo cual requiere que el agua libre contenida en los fluidos sea separada en dicha Estación. El crudo será enviado a la Planta Deshidratadora (Isla VI) donde recibirá tratamiento final para alcanzar las especificaciones de calidad exigidas por la refinería.

## **4.1 DATOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS**

### **4.1.1 Condiciones Actuales**

Parámetros utilizados:

- Presión separadores: 60 psig
- Temperatura separadores: 120°F
- GOR: 310,143
- BSW: 42,54%
- Flujo de crudo: 6.665,085 BPD
- Flujo de agua: 4.934,915 BPD
- Flujo de gas: 2.067128 KPCD
- Gravedad API: 20,20
- Viscosidad del crudo a 120°F y 74,7 psia: 174,2669 cp.
- Viscosidad del gas: 0,0126 cp.
- Gravedad específica del gas: 0,6768
- Gravedad específica del aceite: 0.9327
- Factor de compresibilidad: 0.98
- Densidad del gas: 0.2532 lb/ft<sup>3</sup>

- Diámetro de partícula  $d_m$ : 100 micrones
- Tiempo de residencia del líquido: 2 minutos (Según la norma API 12J el tiempo de retención en separadores hidrocarburo-gas para crudos con densidad API entre 20 y 30, debe estar entre 1 y 2 minutos).

#### **4.1.2 Máxima Producción de Crudo**

Parámetros utilizados:

- Presión separadores: 60 psig
- Temperatura separadores: 120°F
- GOR: 286
- BSW: 81,79%
- Flujo de crudo: 8.282 BPD
- Flujo de agua: 6.774 BPD
- Flujo de gas: 2.367 KPCD
- Gravedad API: 20,20
- Viscosidad del crudo a 120°F y 74,7 psia: 174,2669 cp.
- Viscosidad del gas: 0,0126 cp.
- Gravedad específica del gas: 0,6768
- Gravedad específica del aceite: 0.9327
- Factor de compresibilidad: 0.98
- Diámetro de partícula  $d_m$ : 100 micrones
- Tiempo de residencia del líquido: 2 minutos

#### **4.1.3 Máxima Producción de Agua**

Parámetros utilizados:

- Presión separadores: 60 psig

- Temperatura separadores: 120°F
- GOR: 297
- BSW: 335,09%
- Flujo de crudo: 3.909 BPD
- Flujo de agua: 13.099 BPD
- Flujo de gas: 1.161 KPCD
- Densidad API: 20,20
- Viscosidad del crudo a 120°F y 74,7 psia: 174,2669 cp.
- Viscosidad del gas: 0,0126 cp.
- Gravedad específica del gas: 0,6768
- Gravedad específica del aceite: 0.9327
- Factor de compresibilidad: 0.98
- Diámetro de partícula  $d_m$ : 100 micrones
- Tiempo de residencia del líquido: 2 minutos

#### **4.1.4 Máxima Producción de Gas**

Parámetros utilizados:

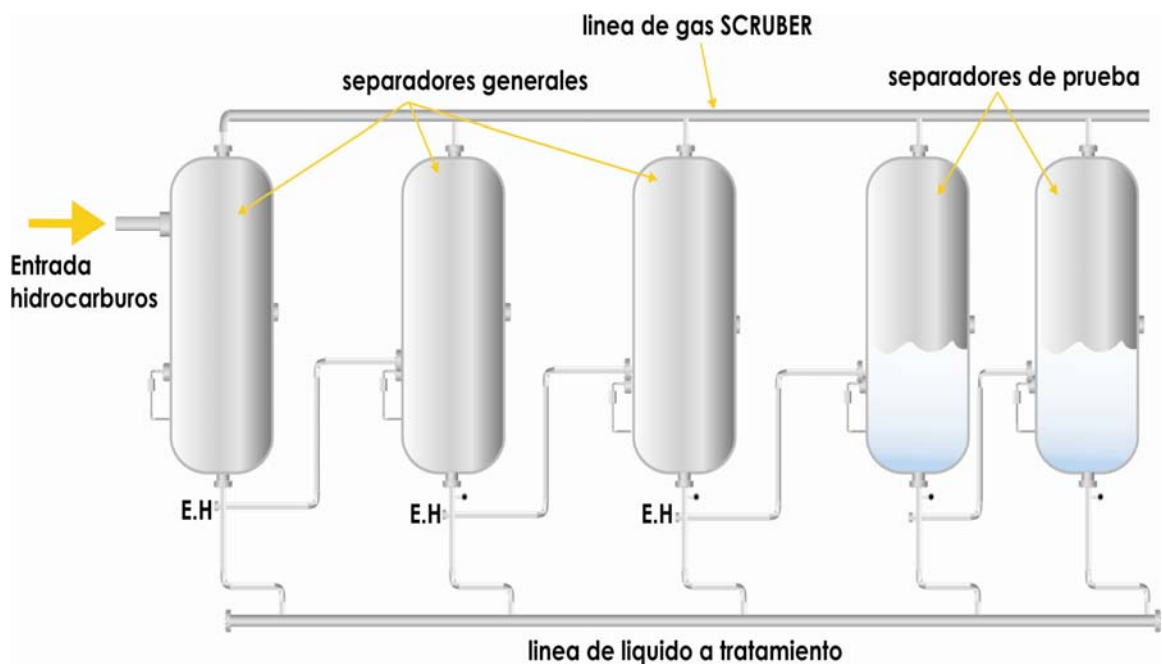
- Presión separadores: 60 psig
- Temperatura separadores: 120°F
- GOR: 294
- BSW: 70,83%
- Flujo de crudo: 8.154 BPD
- Flujo de agua: 5.776 BPD
- Flujo de gas: 2.397 KPCD
- Densidad API: 20,20
- Viscosidad del crudo a 120°F y 74,7 psia: 174,2669 cp.
- Viscosidad del gas: 0,0126 cp.
- Gravedad específica del gas: 0,6768

- Gravedad específica del aceite: 0.9327
- Factor de compresibilidad: 0.98
- Diámetro de partícula  $d_m$ : 100 micrones
- Tiempo de residencia del líquido: 2 minutos

#### 4.1 ALTERNATIVA # 1.

Los tres separadores actuales trabajando como generales e implementar dos nuevos separadores de prueba. El líquido que sale de los separadores generales va directo a un gun barrel para el manejo de crudo emulsionado.

Figura 40. Alternativa # 1.



*Fuente: El Autor.*

Considerando los tres escenarios de máxima producción de crudo, gas y agua, se evaluó la capacidad de los tres separadores existentes operando en paralelo, bajo los parámetros mencionados en el numeral anterior.

Los resultados obtenidos indican que bajo esta configuración, los separadores existentes estarían en condiciones de manejar los fluidos, para cada uno de los tres escenarios analizados.

Como los tres separadores trabajarían como generales, se deben diseñar unos separadores para que trabajen como de prueba. Debido a la cantidad de pozos y a la exigencia del ministerio de minas de probar una vez al mes cada pozo, con la adición de dos separadores de prueba se puede cumplir con las exigencias y manejar los pozos que aportan la producción a la estación auxiliar.

Se realizó un análisis de sensibilidad de diferentes variables de proceso como fueron la presión de operación, el diámetro de partícula y el tiempo de residencia. Se escogieron las dimensiones de acuerdo a la capacidad tanto de caudales actuales como futuros.

### **CONDICIONES ACTUALES**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	12,5	4,2
2,5	36	14,1	4,7
3	42	13,2	3,8

### ***MÁXIMA PRODUCCIÓN DE CRUDO***

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	14,4	4,8
2,5	42	13,7	3,9
3	42	15,2	4,4

### ***MÁXIMA PRODUCCIÓN DE GAS***

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	13,8	4,6
2,5	42	13,2	3,8
3	42	14,6	4,2

### ***MÁXIMA PRODUCCIÓN DE AGUA***

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	42	13,0	3,7
2,5	42	14,7	4,2
3	42	16,4	4,7

Al realizar el análisis de sensibilidad con la presión (35 a 60 psia variándola cada 5 psia), se observó que esta variable no afectaba las dimensiones de los separadores. La presión se veía influenciada en el manejo de la capacidad del gas como también en el valor del diámetro mínimo. El diseño de los separadores estuvo gobernado por la capacidad al líquido, ya que las cantidades de gas en relación a las del aceite eran considerablemente bajas.

Al igual que la presión, al variar el diámetro de partícula afectó la capacidad de gas más no las dimensiones del separador.

La selección de los separadores de prueba estuvo influenciada por el pronóstico de mayor producción de fluido, que para este caso fue la producción de agua. Al observar los resultados obtenidos en las tablas anteriores podemos concluir que las dimensiones más acertadas, se dieron cuando se utilizó un tiempo de residencia de dos minutos (el cual se considera un tiempo adecuado para manejar un fluido de 20,2 API) y que la diferencia en proporción diámetro-altura no era tan alta. Por tanto las dimensiones a escoger son:

Tiempo de residencia = 2 minutos
Diámetro = 42 pulgadas
Longitud = 13 pies

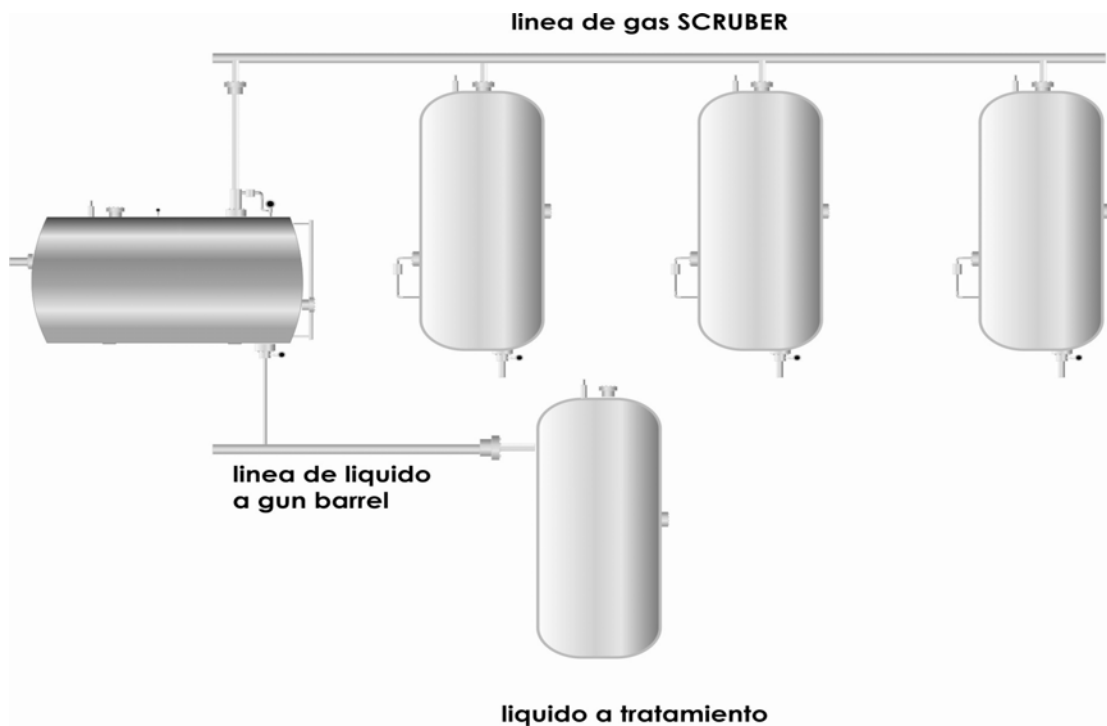
#### **4.2 ALTERNATIVA # 2**

**Un separador bifásico horizontal para manejar toda la producción. Los separadores actuales trabajarían como de prueba.**

El dimensionamiento de un solo separador para manejar los fluidos de producción, se realizó para cada uno de los tres escenarios, a partir de los datos presentados

anteriormente. Los resultados se presentan en las siguientes tablas, para una configuración de separador horizontal, ya que este tipo de separador es más eficiente para manejar grandes cantidades de fluidos. Adicional al buen manejo de grandes cantidades de flujo, esta alternativa permite disminuir los costos totales de la inversión.

**Figura 41. Alternativa # 2.**



*Fuente: El Autor*

Al igual que en la alternativa anterior se realizó un análisis de sensibilidad con las variables de proceso anteriormente mencionadas.

### **CONDICIONES ACTUALES**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	48	19,2	4,8
2,5	54	18,9	4,2
3	60	18,4	3,7

### **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE CRUDO**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	54	19,7	4,4
2,5	60	19,9	4,0
3	60	23,9	4,8

### **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE GAS**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	54	18,2	4,0
2,5	60	18,4	3,7
3	60	22,1	4,4

## **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE AGUA**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	54	22,2	4,9
2,5	60	22,5	4,5
3	72	27,0	3,1

Al evaluar las dimensiones del separador con la variación de la presión y el diámetro de partícula se concluye que estas no afectan el dimensionamiento del separador, sino las capacidades de líquido y gas. Se escogieron las dimensiones con las cuales pudieran trabajar las condiciones de producción antes mencionadas.

Las condiciones a escoger fueron:

Tiempo de residencia = 2,5 minutos
Diámetro = 60 pulgadas
Longitud = 18,4 pies

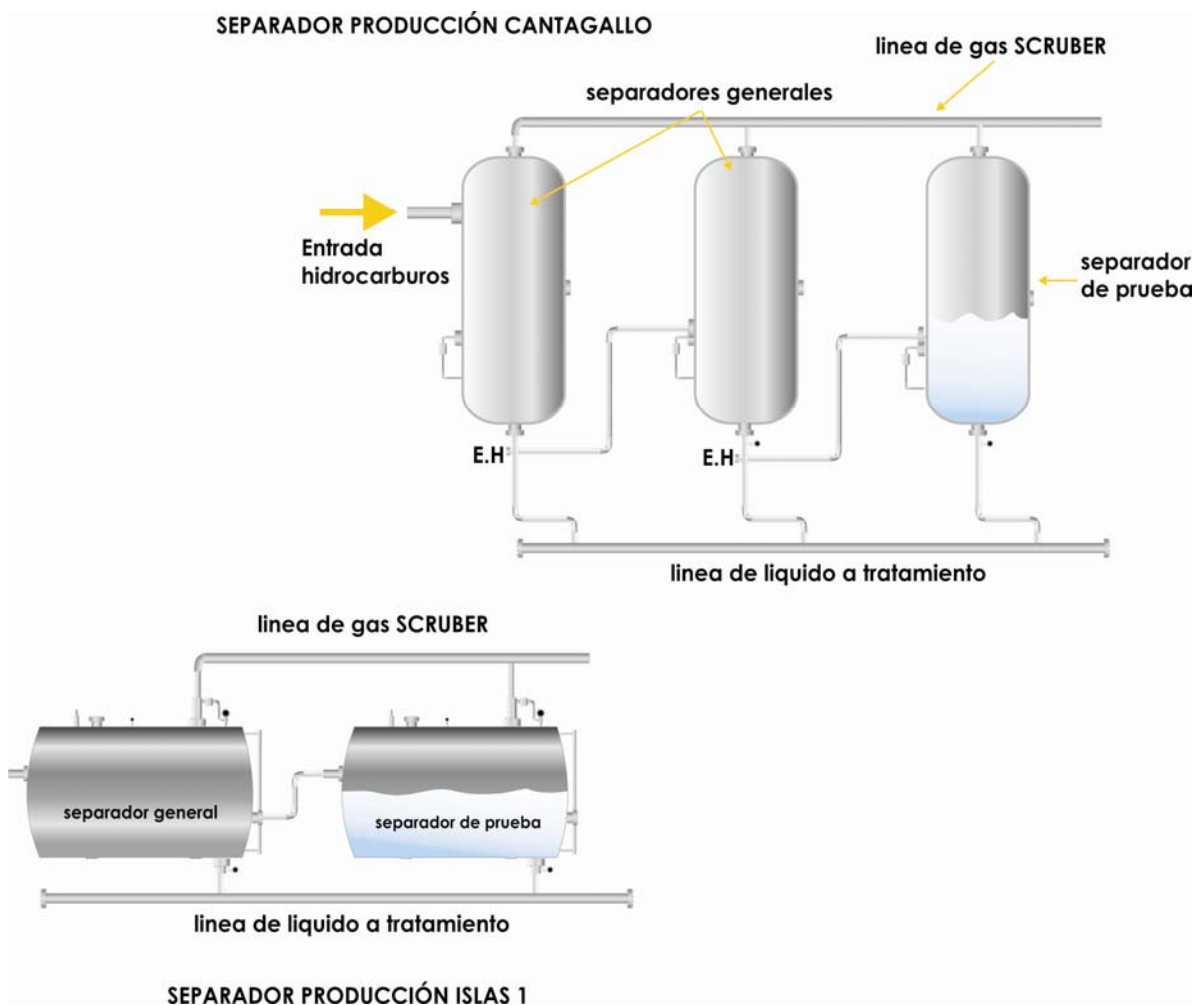
Los valores tomados para el desarrollo de esta alternativa fueron tomados con los mismos criterios de la alternativa # 1.

### **4.3 ALTERNATIVA # 3**

**Separar la producción que llega a la estación. Utilizar los tres separadores actuales para manejar la producción de los pozos de Cantagallo (dos generales y uno de prueba), e implementar dos separadores bifásicos horizontales para tratar la producción de isla I (uno general y uno de prueba).**

Debido a la distribución realizada en la producción, en Cantagallo el trabajo realizado se baso en revisar si las dimensiones de los separadores existentes estaban en capacidad de manejar los tres escenarios máximos de producción (aceite, agua y gas).

**Figura 42. Alternativa # 3.**



*Fuente: El Autor.*

<b>Fluido</b>	Aceite	Gas	Agua
<b>Máxima producción</b>	5409 bbls	1,3956 MMscfd	7948 bbls

Para un tiempo de residencia TR= 2 min.

<b>Diámetro(in)</b>	<b>Longitud(ft)</b>	<b>Relación esbeltez</b>
36	13,5	4,5
42	11,6	3,3

Para un tiempo de residencia TR= 1,5 min.

<b>Diámetro(in)</b>	<b>Longitud(ft)</b>	<b>Relación esbeltez</b>
36	11,7	3,9

En las tablas anteriores se puede observar que el análisis dimensional sobrepasa el dimensionamiento actual de los separadores. No obstante este sobrepaso en las dimensiones es mínimo y adicional a esto los escenarios máximos de producción nunca se presentaran de manera simultanea. Razón por la cual se establece que los separadores actuales pueden operar de manera eficiente.

Para la zona de isla 1 se diseñaron dos separadores bifásicos horizontales teniendo en cuenta la producción que aportan los once pozos. Se escogió este tipo de configuración porque en isla I se presenta la mayor producción de

hidrocarburos y es en donde se presentan las relaciones gas líquido (RGL) más bajas.

<b>Fluido</b>	Aceite	Gas	Agua
<b>Máxima producción</b>	3647	1,2528	1952

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (In)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	12,3	4,1
2,5	36	13,8	4,6
3	42	12,9	3,7

Como en las alternativas anteriores, se realizó la sensibilidad con las variables establecidas y no se obtuvieron resultados significativos variando la presión y el diámetro de partícula.

Las dimensiones del separador horizontal (general y de prueba) son:

Tiempo de residencia = 2 minutos
Diámetro = 36 pulgadas
Longitud = 12,3 pies

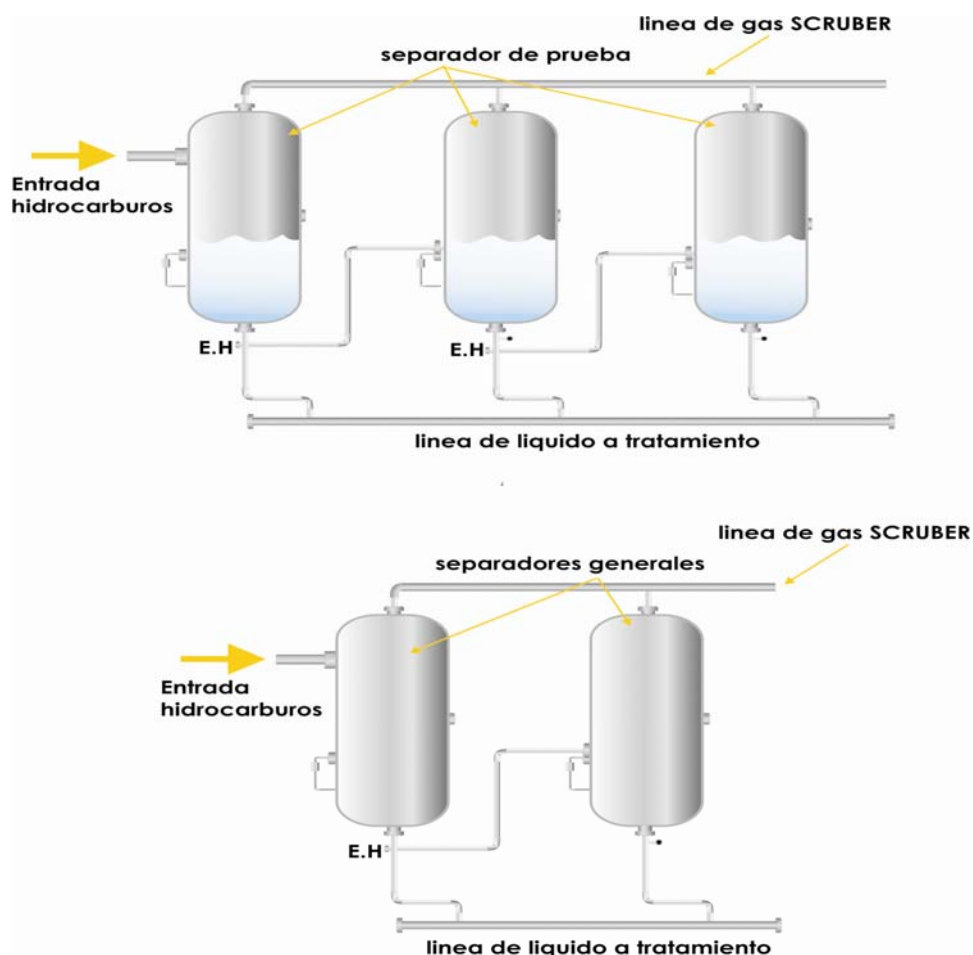
Dimensiones escogidas a partir de la gravedad API del aceite y a una relación de esbeltez moderada (R.E=3.7)

#### 4.4 ALTERNATIVA # 4

Diseñar dos separadores bifásicos verticales para manejar en su totalidad la producción que llega a la estación y los tres separadores existentes trabajando como de prueba.

Para esta alternativa se realizó el mismo análisis que se le realizó a las alternativas pasadas, desarrollando el mismo análisis de sensibilidad a las variables antes establecidas. Los resultados se presentan en las tablas siguientes.

Figura 43. Alternativa # 4.



Fuente: El Autor

### **CONDICIONES ACTUALES**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (In)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	42	12,5	3,6
2,5	42	15,7	4,5
3	48	14,4	3,8

### **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE CRUDO**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (In)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	14,4	4,8
2,5	42	13,7	3,9
3	42	15,2	4,3

### **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE GAS**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (In)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	36	13,8	4,6
2,5	42	13,2	3,8
3	42	14,6	4,2

## **MÁXIMA PRODUCCIÓN DE AGUA**

<b>Tiempo de Residencia (min)</b>	<b>Diámetro (In)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Relación de Esbeltez</b>
2	42	13,0	3,7
2,5	42	14,7	4,2
3	42	16,4	4,7

El análisis de sensibilidad realizado no reporto cambios significativos en las dimensiones totales del separador. Como se menciona en los casos anteriores tanto la variación de presión como la variación del diámetro de afecta las capacidades internas del gas, mas no dimensiones externas.

Teniendo en cuenta el tiempo de residencia adecuado para el tipo de gravedad API que se esta manejando y una relación de esbeltez moderada se seleccionaron los siguientes resultados para la alternativa:

Tiempo de Residencia = 2 minutos  
Diámetro = 42 pulgadas  
Longitud = 13 pies

### **4.5 DISEÑO DEL GUN BARREL**

Para el diseño del gun barrel se plantearon dos alternativas:

1. *Conversión del tanque almacenamiento (3600 bbls) a gun barrel.*

Para esta conversión, se utilizaron las dimensiones existentes del tanque de almacenamiento (Diámetro = 352,5 in y Altura = 30 ft), y por medio de cálculos se comprobó si se podía utilizar para manejar las máximas cantidades de agua y aceite.

Parámetros utilizados:

- Presión tanque: 14,7 psia
- Temperatura separadores: 95 °F
- BSW: 25-30 %
- Flujo de crudo: 8282 BPD
- Flujo de agua: 13099 BPD
- Densidad API: 20,20
- Viscosidad del crudo a 95°F y 14,7 psia: 126,6445 cp.
- Factor de corto-circuito: 1,053
- Gravedad específica del agua: 1,03
- Gravedad específica del petróleo: 0,9327
- Diámetro mínimo de partícula: 500 micrones
- Tiempo mínimo de residencia de residencia: 8 horas

Lo primero que se realizó fue hallar el diámetro del gun con la producción máxima de aceite y el diámetro mínimo de partícula (500 micrones). El valor de este diámetro se escogió ya que la experiencia de campo ha demostrado que bajo estas condiciones, el proceso de separación aceite-agua se realiza de manera eficiente.

El valor del factor cortocircuito se asumió  $F= 1.053$  debido a que el equipo contara con un distribuidor y un conector de manera tal que la eficiencia debido a esto sea del 95% ( $F=1/E.$ )

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 81,8 \left[ \frac{1,053 * 8282 * 126,6445}{(1,03 - 0,9327) * (500)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 502 \text{ in}$$

$$d^2 h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12}$$

$$h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12 * d^2}$$

$$h = \frac{1,053 * 480 * 8282}{0,12 * 502^2}$$

$$h_o = 138,425 \text{ in} = 11,57 \text{ ft}$$

El diámetro obtenido a partir de estas condiciones supera el diámetro actual del tanque, por lo cual no hace viable la conversión. No obstante, antes de abandonar la alternativa, se analizaron ciertos parámetros y se decidió hallar el diámetro de partícula con las condiciones actuales del tanque, y se obtuvieron los siguientes resultados:

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d^2 = \left[ 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}} \right]^2$$

$$d^2 = 81,8^2 \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2}$$

$$d_m = \sqrt{= 81,8^2 \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d^2}}$$

$$d_m = \sqrt{= 81,8^2 \frac{1,053 * 8282 * 126,6445}{(1,03 - 0,9327) * (352,5)^2}}$$

$$d_m = 781,83 \text{micrones.}$$

A partir de este resultado se opto por utilizar un diámetro de partícula (dm= 800 micrones), con el fin de no desechar la alternativa y comprobar si con estos resultados el tanque podría funcionar como gun barrel; teniendo en cuenta que este incremento en el diámetro de partícula afectaba notablemente la eficiencia del proceso de separación.

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 81,8 \left[ \frac{1,053 * 8282 * 126,6445}{(1,03 - 0,9327) * (800)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 344,49 \text{in}$$

Manteniendo el diámetro de partícula ( $d_m=800$  micrones) se observa que el diámetro calculado cumple con la especificación para la conversión. Posteriormente se determina la altura, tanto la del colchón de aceite como el colchón de agua para comprobar la viabilidad de la alternativa.

$$h_{LIQ} = 0,9h_{TK} = h_o + h_w$$

$$h_{LIQ} = h_o + h_w$$

$$h_{LIQ} = 0,9 * 30 ft = 27 ft$$

Considerando el mismo nivel de agua y de aceite, entonces:

$$h_o = h_w = \frac{h_{LIQ}}{2}$$

$$h_o = \frac{27 ft}{2} = 13,5 ft \approx 162 in$$

$$h_w = \frac{27 ft}{2} = 13,5 ft \approx 162 in$$

Con esta nueva condición la alternativa es viable, pero se hace necesario observar si a partir de otras variables de peso como lo es el tiempo de residencia, funcionara el tanque de almacenamiento.

Suponiendo que la altura del tanque es apropiada para el proceso, se procede a determinar el tiempo de residencia bajo el cual se estaría llevando a cabo la separación.

$$TR_o = \frac{0,12 * h_o * d^2}{F * Q_o}$$

$$TR_o = \frac{0,12 * 162 * 352,5^2}{1,053 * 8282}$$

$$TR_o = 276,982 \text{ min} \approx 4,6hr$$

$$TR_w = \frac{0,12 * h_w * d^2}{F * Q_w}$$

$$TR_w = \frac{0,12 * 162 * 352,5^2}{1,053 * 13099}$$

$$TR_o = 175,125 \text{ min} \approx 2,92hr$$

Los tiempos de residencia obtenidos anteriormente son muy pequeños, partiendo de que el tiempo mínimo es de 8 horas (pruebas de botella) para que presente un eficiente proceso de separación agua-aceite.

Por ultimo se decidió comprobar si la altura del tanque era suficiente para manejar los caudales requeridos y se obtuvieron los siguientes resultados:

### **Colchón de aceite**

$$h_o = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12 * d^2}$$

$$h_o = \frac{1,053 * 480 * 8282}{0,12 * 352,5^2}$$

$$h_o = 280,74in \approx 23,395ft \approx 7,13m$$

### **Colchón de agua**

$$h_w = \frac{F * (TR)_w * Q_w}{0,12 * d^2}$$

$$h_w = \frac{1,053 * 480 * 13099}{0,12 * 352,5^2}$$

$$h_w = 444,026in \approx 37ft \approx 11,27m$$

### **Altura del gun barrel**

$$h_{GUN} = \frac{h_o + h_w}{0,9}$$

$$h_{GUN} = \frac{23,395 + 37}{0,9} \approx 67,106ft$$

$$h_{GUN} > h_{TK}$$

Con el calculo de la altura y los realizados anteriormente quedo demostrado que la conversión del tanque de almacenamiento no fue viable y se opto por diseñar un gun barrel nuevo que es presentado a continuación.

2. Diseñar un gun barrel nuevo.

Para este diseño se tendrá en cuenta que el diámetro de partícula con el cual se hace mas eficiente el equipo es de  $d_m=500$  micrones y con un tiempo de residencia de  $TR=8$  horas como mínimo, el cual puede utilizarse el mismo tanto para aceite como para agua ( $TR_o=TR_w$ ).

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 81,8 \left[ \frac{1,053 * 8282 * 126,6445}{(1,03 - 0,9327) * (500)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 502 \text{ in}$$

$$h_o = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12 * d^2}$$

$$h_o = \frac{1,053 * 480 * 8282}{0,12 * 502^2}$$

$$h_o = 138,425 \text{ in} \approx 11,53 \text{ ft} \approx 3,516 \text{ m}$$

$$h_w = \frac{F * (TR)_w * Q_w}{0,12 * d^2}$$

$$h_w = \frac{1,053 * 480 * 13099}{0,12 * 502^2}$$

$$h_w = 218,9369in \approx 18,24ft \approx 5,56m$$

$$h_{LIQ} = h_o + h_w$$

$$h_{LIQ} = 11,53 + 18,24 \approx 29,77ft \approx 9,074m$$

$$h_{GUN} = \frac{h_{LIQ}}{0,9} = \frac{29,77ft}{0,9} = 33,077ft$$

Las dimensiones que arrojaron los cálculos realizados anteriormente son semejantes a las especificaciones de un tanque de almacenamiento de 10000 BLS, el cual consta de un diámetro de doce y medio metros ( $d= 12,5m$ ) y una altura de diez metros ( $h=10m$ ).

$$d_{TK} \approx d_{GUN} \implies 12,5m \approx 12,75m$$

$$h_{TK} \approx h_{GUN} \implies 10m \approx 10,08m$$

Luego de hallar las dimensiones del gun barrel, se procede a hallar la altura de la pata de agua con la que trabajara el equipo.

### **PIERNA DEL GUN**

$$\rho_o h_o + \rho_w h_w = \rho_w H_L$$

$$GE_o = \frac{141,5}{131,5 + API} = \frac{141,5}{131,5 + 20,2} = 0,93276203$$

$$\rho_o = GE_o * \rho_w$$

$$\rho_o = 0,9327 * 62,4 \frac{lb}{ft^3} = 58,204 \frac{lb}{ft^3}$$

$$H_L = \frac{\rho_o h_o + \rho_w h_w}{\rho_w}$$

$$H_L = \frac{\left( 58,204 \frac{lb}{ft^3} * 11,5354 ft \right) + \left( 62,4 \frac{lb}{ft^3} * 18,24 ft \right)}{62,4 \frac{lb}{ft^3}}$$

$$H_L = 28,99977 ft \approx 29 ft$$

#### *Características del Gun Barrel*

Altura Total = 33,077 pies

Diámetro = 502 pulgadas

Tiempo de residencia = 8 horas

Diámetro de partícula = 500 micrones

Altura Pata de Agua = 29 pies

## 5. ELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.

En este capítulo se desarrollara una metodología con el fin de elegir la mejor alternativa, de acuerdo a una serie de criterios como lo son: espacio, manejo de sólidos, control de espuma, relación gas-liquido (RGL), economía y flexibilidad operacional. A continuación se realizara una breve descripción de los criterios de selección, teniendo en cuenta las condiciones actuales de la estación.

- *Espacio.* En la estación auxiliar este parámetro es muy reducido debido a que el área total es muy pequeña y se encuentra ocupada en su gran mayoría por los equipos existentes; razón por la cual se debe tener en cuenta a la hora de seleccionar la configuración del equipo (horizontal o vertical). Bajo estas condiciones el separador vertical presenta un mayor ajuste gracias a que requiere de un área menor para su instalación, en comparación con el separador horizontal. Por otra parte, el montaje de un gun barrel hace mas critico este parámetro de decisión.
- *Manejo de Sólidos.* La producción de sólidos que acompaña al crudo que llega a la estación auxiliar está presente en pequeñas cantidades, pero podrá aumentar a una cifra considerable producto del desarrollo del proyecto de inyección de agua. Como se menciona en la tabla 4 (*Ventajas y desventajas de los tipos de separadores bifásicos*) el separador vertical es más eficiente en el manejo de sólidos aumentando así la posibilidad a ser seleccionado en relación a la configuración horizontal.
- *Manejo de Espuma.* Desde inicios de la producción del campo, la formación de espuma es un problema que siempre ha estado presente. Ocasionando una disminución en la eficiencia de los separadores actuales. Una posible solución al problema planteado es la instalación de un separador horizontal, el cual brinda resultados muy exitosos con el control de espuma.

- *Relación Gas-Líquido (RGL).* Esta relación es considerada como un indicativo de gran importancia en la selección de la configuración horizontal o vertical del equipo.
- *Economía.* Las dimensiones de los equipos escogidos en las alternativas de solución no difieren en gran proporción; esto trae consigo que los precios de los equipos sean similares. Además hay que tener en cuenta el tiempo en el cual se recuperara la inversión hecha.
- *Flexibilidad Operacional.* Hace referencia a la disponibilidad de equipos para respaldar el trabajo, en caso tal de que sea necesario un mantenimiento o la reparación de algún equipo. Este criterio es de suma importancia y cuidado, ya que de él depende que la producción no se vea afectada en caso de algún contratiempo.

La metodología utilizada para la selección de la mejor alternativa fue darle un porcentaje a cada criterio. Este porcentaje fue determinado de acuerdo a la importancia o influencia que tenía en el proceso de separación y a las condiciones que presentaba la estación. Por otra parte, las alternativas como tal tuvieron una clasificación de acuerdo a su desempeño y eficiencia que podrían demostrar en relación a los parámetros citados.

El porcentaje de los criterios fue distribuido de la siguiente manera:

Espacio.....	15%
Manejo de Sólidos.....	15%
Manejo de Espuma.....	10%
Relación Gas-Líquido.....	10%
Economía.....	25%

Flexibilidad Operacional.....25%

La valoración de las alternativas fue dada de la siguiente manera:

Deficiente.....1

Regular.....2

Bueno.....3

Muy bueno.....4

Excelente.....5

Posterior a la calificación asignada a cada alternativa se procedió a multiplicarla por el porcentaje de cada uno de los criterios de selección obteniendo así una calificación acumulada en puntos. La alternativa con mayor puntuación acumulada será la más indicada como alternativa de solución.

**Tabla 8. Cuadro de Decisión.**

CRITERIO	PESO	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3		ALTERNATIVA 4	
		Puntaje	Acumulado	Puntaje	Acumulado	Puntaje	Acumulado	Puntaje	Acumulado
<b>Espacio</b>	15 %	4	0,6	2	0,3	3	0,45	4	0,6
<b>Manejo de Sólidos</b>	15 %	4	0,6	2	0,3	4	0,6	4	0,6
<b>Manejo de espuma</b>	10 %	2	0,2	4	0,4	2	0,2	3	0,3
<b>Relación Gas-Líquido</b>	10 %	3	0,3	4	0,4	3	0,3	3	0,3
<b>Económico</b>	25 %	4	1	3	0,75	3	0,75	3	0,75
<b>Flexibilidad Operacional</b>	25 %	3	0,75	3	0,75	3	0,75	4	1
<b>TOTAL</b>			3,45		2,9		3,05		3,55

*Fuente: El Autor*

A partir del cuadro de decisión y observando el puntaje acumulado de cada una de las alternativas se deduce que la alternativa # 4 es la mas opcionada para darle solución al problema que se presenta actualmente en la estación auxiliar.

Las dimensiones de los nuevos separadores generales para manejar toda la producción que llega a la estación son:

Tiempo de Residencia = 2 minutos

Diámetro = 42 pulgadas

Longitud = 13 pies

Mediante la instalación de estos nuevos separadores y con la ayuda de los actuales se podrá manejar el posible incremento en la producción de finos por el proyecto de inyección de agua, Brinda una alta flexibilidad operacional y además se adaptan al poco espacio presente en la estación. El único inconveniente que presenta la alternativa es la baja eficiencia con el manejo de la espuma que se produce con el crudo, sin embargo esta puede ser solucionada agregando un antiespumante para manejar dicho problema.

Por otro lado, con el fin de realizar un proceso de separación mas eficiente se debe adicionar el gun barrel diseñado en el capitulo anterior luego de los separadores para que este maneje el alto porcentaje de agua emulsionada y de esta manera cumplir con las especificaciones exigidas y acelerar los demás procesos que se llevan a cabo en el campo Cantagallo.

## CONCLUSIONES

- El esquema actual de separación en la estación auxiliar del Campo Cantagallo, requiere diversos cambios en su estructura como el rediseño basado en la implementación de nuevos equipos que tengan la capacidad de manejar mayores volúmenes de fluidos producto de proyectos que se están llevando a cabo, como la inyección de agua y la perforación de nuevos pozos.

La representación del proceso de separación que se plantea en el presente trabajo, se ajusta a los posibles cambios que puedan presentarse teniendo en cuenta las condiciones máximas de producción, propiedades de los fluidos y los diferentes problemas que se puedan encontrar (arrastre de finos, formación de espuma y sobrepresión).

- La utilización de un separador trifásico fue descartado de las alternativas contempladas como solución al problema existente debido a: el bajo contenido de agua libre, el alto porcentaje de BSW, los altos costos de inversión, operación y mantenimiento del equipo. La necesidad de un tratamiento posterior para el manejo de la emulsión hace que la implementación de un separador trifásico se convierta en un proyecto antieconómico respecto al uso de separadores bifásicos.
- El diseño e instalación de un gun barrel se convierte en un elemento de vital importancia dentro del esquema propuesto. El gun barrel podrá reducir el alto contenido de agua emulsionada y a su vez llevara al crudo a cumplir con las condiciones exigidas.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla de decisión, la alternativa escogida gracias a su mayor puntuación fue la número 4, basada en la instalación de dos (2) separadores nuevos verticales operando de forma general y los tres (3)

separadores existentes como prueba. Esta alternativa brinda grandes beneficios y abarca los posibles percances que puedan surgir en la vida del campo.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda la ampliación del área total de la estación con el objetivo de obtener una mejor distribución del espacio en el momento del montaje de los nuevos equipos y un bienestar en el manejo y mantenimiento de los equipos.
- Es necesario la creación de un sistema de tea ya que actualmente la quema de gas es realizada a través de un simple mechero, el cual pone en riesgo la integridad de los equipos y de la estación en general. Adicional a esto existen diversos pozos de gas cuya presión es alta y no se controla de manera adecuada por la ausencia del sistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. PAEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado de Facilidades de Superficie. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
2. NARIÑO R.; Curso Manejo, Separación y Tratamiento de Fluidos de Producción. UIS Noviembre 30 y 1 de Diciembre del 2007.
3. ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.
4. VILLAMIZAR L., L.I.; Consideraciones Básicas en el Diseño de un Sistema de Tea (Casos prácticos). Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1999.
5. ESCOBAR R., J y GIRAL R.L.; Optimización del proceso de separación gas-liquido.
6. VANEGAS P., A. y VERA R.; Diseño de Sistemas de Separación y Tratamiento en la Producción de Crudo. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

## BIBLIOGRAFIA

- ARIAS M., G. y RANGEL G., O.; Dimensionamiento de una Batería de Recolección de Crudos Mediante un Programa de un Computador. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1993.
- CHILINGAR., G.; Surface Operations in Petroleum Production. University of Southern California. Los Angeles, California. 1969.
- NATIONAL TANK COMPANY.; School of Production Technology. Tulsa, Oklahoma, USA.
- ORTIZ R., J. y GARCIA U., C.; Desarrollo de una Metodología para el Tratamiento de los Fluidos de Producción de un Campo Productor de Petróleo. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1998.
- VELANDIA G., D; Facilidades de Producción en Campos Petroleros. Febrero de 2002.