

**ESTUDIO Y VALORACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LA
ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO**

**FABIO GIOVANY PINZÓN CARRILLO
VIVIANA PAOLA RINCÓN JEREZ**

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

2008

**ESTUDIO Y VALORACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LA
ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO**

**FABIO GIOVANY PINZÓN CARRILLO
VIVIANA PAOLA RINCÓN JEREZ**

**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

DEDICATORIA

A DIOS POR SER MI GRAN GUIA.

***A MI VIEJITA (Q.E.P.D) PORQUE DESDE EL CIELO HA ESTADO
CONMIGO EN TODO MOMENTO***

***A MI MAMA POR HACER DE MI LA PERSONA QUE SOY Y POR
SU GRAN ESFUERZO Y SACRIFICIO, A MI PAPA POR SU
CONTINUO APOYO QUE HA HECHO QUE ESTE LOGRO SEA
REALIDAD.***

A TATIS Y A PIPE POR SIEMPRE ALEGRARME LA VIDA.

***A ANJI, MARLHIN, VIVIS, ERWIN, FRANK, GUSTAVO, LEO,
WILSON, Y DEMAS AMIGOS QUE SIEMPRE ESTUVIERON
APOYANDOME Y HACIENDOME PASAR MOMENTOS MUY
FELICES.***

FABIO GIOVANY PINZÓN CARRILLO

DEDICATORIA

A DIOS, por hacerme realidad el sueño que desde niña siempre anhele realizar, dándome mucha fortaleza y ayudándome a salir adelante a pesar de todas las adversidades que se me presentaron.

A MIS PADRES, quienes con su amor, paciencia y firmeza hicieron posible la realización de esta meta.

A NANY, por ser mi hermana y mi amiga, la cual siempre estuvo presente en mis momentos mas difíciles tratando de hacerlos mucho mas llevaderos para mí.

A CAMILO, mi baby, por haber llegado a mi vida a darle felicidad, brindándome su apoyo, cariño y comprensión.

A FABIO, NATA, CESAR, FER, JAVIS, LAURA, LINA Y EL PAISA, mis amigos, con quienes pasamos momentos agradables, reímos y nos dimos aliento en momentos no gratos. y a todos aquellos quienes de una u otra forma colaboraron con la realización de este logro.

VIVIANA PAOLA RINCÓN JEREZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su más sincero agradecimiento al Ingeniero **FREDY A. NARIÑO** por haber dedicado gran parte de su tiempo, el cual fue vital para la realización de este proyecto, aportando sus conocimientos y experiencia con lo cual fue posible lograr satisfactoriamente los objetivos planteados.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES	17
1.1 LOCALIZACIÓN Y NÚMERO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	17
1.2 PROCESOS REALIZADOS EN UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN	18
1.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN UNA FACILIDAD DE PRODUCCION	19
1.3.1 Líneas de flujo	19
1.3.2 Múltiples de producción	21
1.3.3 Bombas	23
1.3.4 Scruber	26
1.3.5 Tratadores térmicos	26
1.3.6 Tratador electrostático	29
1.3.7 Tanque y recipiente desnatador (skimmer)	30
1.3.8 Piscinas	31
1.3.9 Tanque de almacenamiento	33
2. PROCESO DE SEPARACION	35
2.1 SECCIONES DE UN SEPARADOR	35
2.1.1 Sección de separación primaria	35
2.1.2 Sección de separación secundaria	35
2.1.3 Sección de extracción de niebla	36
2.1.4 Sección de almacenamiento de líquidos	36
2.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN	37
2.2.1 Separación por gravedad	37
2.2.2 Separación por fuerza centrífuga	38
2.2.3 Separación por choque	38
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN	38
2.3.1 Presión de separación	38

2.3.2	Temperatura de separación	38
2.3.3	Tamaño de las partículas de líquido	39
2.3.4	Tiempo de retención	39
2.3.5	Densidades de gas y líquido	39
2.3.6	Viscosidad del gas	39
2.4	SEPARADORES BIFÁSICOS	40
2.4.1	Separadores horizontales	40
2.4.2	Separadores verticales	42
2.4.3	Selección de un separador horizontal vs uno vertical.	43
2.4.4	Otras configuraciones	43
2.4.5	Componentes de un separador bifásico	46
2.4.6	Diseño de separadores	49
2.5	SEPARADORES TRIFÁSICOS	56
2.5.1	Separador horizontal convencional	56
2.5.2	Separador horizontal de configuración alterna	56
2.5.3	Separador vertical	57
2.5.4	Dispositivos especiales para separadores trifásicos	58
2.6	GUN BARREL.	60
2.6.1	Diseño de un Gun Barrel.	60
3.	GENERALIDADES DEL CAMPO Y DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO	63
3.1	LOCALIZACIÓN	63
3.2	DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO	64
3.3	DESARROLLO DEL CAMPO	65
3.4	DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO	66
3.4.1	Área de Proceso General	67
3.4.2	Área de Almacenamiento y Bombeo de Crudo.	76
3.4.3	Área de contraincendios.	79
3.4.4	Sistema de Inyección de Químico.	81

3.4.5 Área de piscina.	82
3.4.6 Área de Caseta Principal y Vigilancia.	83
4. ALTERNATIVAS DE REDISEÑO	85
4.1 DATOS USADOS PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS	88
4.2 ALTERNATIVA 1	90
4.3 ALTERNATIVA 2	92
4.4 ALTERNATIVA 3	95
4.5 ALTERNATIVA 4	97
4.6 DISEÑO DEL GUN BARREL.	99
4.6.1 Conversión del tanque almacenamiento (4300 bbls) a gun barrel.	99
4.6.2 Conversión del tanque almacenamiento (10000 bbls) a gun barrel.	105
4.6.3 Diseñar un gun barrel nuevo.	106
5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE REDISEÑO	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	116
BIBLIOGRAFIA	117

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Procesos realizados en una facilidad de producción.	19
Figura 2. Líneas de flujo individual.	20
Figura 3. Líneas de flujo comunes.	21
Figura 4. Múltiple de línea individual.	22
Figura 5. Múltiple de línea común.	23
Figura 6. Múltiple para diferentes presiones.	23
Figura 7. Tipos de Bombas.	25
Figura 8. Scruber	26
Figura 9. Tratador térmico vertical.	28
Figura 10. Tratador térmico horizontal.	29
Figura 11. Tratador electrostático.	30
Figura 12. Skimmer.	31
Figura 13. Clasificación de los tanques.	34
Figura 14. Secciones de un separador.	37
Figura 15. Factores que afectan la eficiencia de separación.	40
Figura 16. Separador bifásico horizontal.	41
Figura 17. Separador bifásico vertical.	42
Figura 18. Separador esférico.	44
Figura 19. Separador de dos barriles.	45
Figura 20. Separador de filtro.	46
Figura 21. Separador trifásico horizontal convencional.	56
Figura 22. Separador trifásico horizontal :onfiguración alterna.	57
Figura 23. Separador trifásico vertical.	58
Figura 24. Gun barrel.	62
Figura 25. Localización del campo Yarigui - Cantagallo.	63
Figura 26. Distribución del campo Yarigui – Cantagallo.	64

Figura 27. Diagrama de la estación isla cuatro.	67
Figura 28. Múltiple general.	68
Figura 29. Separadores estación Isla cuatro.	69
Figura 30. Separador general.	71
Figura 31. Separador de prueba.	72
Figura 32. Depurador.	73
Figura 33. Medidor tipo diferencial.	74
Figura 34. Válvula PSV.	76
Figura 35. Tanques de almacenamiento.	77
Figura 36. Área de bombeo.	78
Figura 37. Tanque de Contraincendios.	79
Figura 38. Tanque de Almacenamiento de Químico	80
Figura 39. BullDrum Tambor de Almacenamiento de Químico.	81
Figura 40. Área de piscinas.	82
Figura 41. Área de caseta principal y vigilancia.	84
Figura 42. Pronostico de producción de la estación isla IV.	86
Figura 43. Alternativa 1.	90
Figura 44. Alternativa 2.	93
Figura 45. Alternativa 3.	95
Figura 46. Alternativa 4.	97

LISTA DE TABLAS

	Pág. _
Tabla 1. Ventajas y desventajas de los tratadores térmicos.	27
Tabla 2. Selección separador Horizontal vs Vertical.	43
Tabla 3. Selección dimensionamiento separador horizontal.	53
Tabla 4. Selección dimensionamiento separador vertical.	55
Tabla 5. Escenarios de máxima producción de crudo, agua y gas para la estación isla IV.	87
Tabla 6. Datos utilizados para el diseño de equipos.	89
Tabla 7. Datos utilizados para el diseño del Gun barrel.	99
Tabla 8. Parámetros para la selección de la alternativa.	110
Tabla 9. Valoración de las alternativas.	111
Tabla 10. Cuadro de decisión.	112

**AUTORES: FABIO GIOVANY PINZÓN CARRILLO
VIVIANA PAOLA RINCÓN JEREZ****

PALABRAS CLAVES: Campo Cantagallo, Estación isla cuatro, Facilidades de superficie, Diámetro de partícula, separación de fases, diseño de separadores, diseño de gun barrel, flexibilidad operacional.

RESUMEN

El fluido producido en un pozo de petróleo consiste en una mezcla de fluidos, principalmente aceite (petróleo), gas y agua. La separación del aceite y el gas producido de los pozos es el proceso más crítico de las operaciones de campo, aunque es muy común y a medida que las presiones de llegada al separador se incrementan, más condensados se producen y la separación es más crítica.

Debido a las diferentes propiedades físicas de los fluidos y a su uso, es necesario manejarlo en superficie en forma diferente. Es así, como se tendrá que construir en superficie las facilidades de producción o baterías.

En este proyecto de grado se realizó un estudio de los sistemas de separación de la estación isla cuatro ya que con las tasas actuales de producción, los equipos de separación implementados son los adecuados. En el campo Cantagallo se va a implementar un nuevo proyecto de inyección de agua con lo que se analizó que estos equipos no eran suficientes para manejar la producción, por ello se hace necesario plantear una serie de alternativas de solución con el fin de optimizar la producción y obtener un buen desempeño en la estación, de manera que sea rentable y satisfactorio para dicho proyecto.

*TRABAJO DE GRADO.

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

TITLE: STUDY AND ASSESSMENT OF OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE ISLAND FOUR STATION IN CANTAGALLO FIELD.

**AUTHORS: FABIO GIOVANY PINZÓN CARRILLO
VIVIANA PAOLA RINCÓN JEREZ****

KEYWORDS: Cantagallo field, Island four station, facilities surface, particle diameter, phases separation, separator design, Gun barrel design, operational flexibility.

SUMMARY

The fluid produced in an oil well is a mixture of fluids, mainly oil (petroleum), gas and water. The separation of oil and gas produced from wells is the most critical field operations, although it is very common and as the pressures of arrival at separator are increased, more condensed occur and the separation is more critical.

Due to the different physical properties of fluids and their use is necessary to handle surface in a different way. Thus, as will be built in the surface production facilities or batteries.

In this draft grade was conducted a study of systems separation from the station for four island with current rates of production, the teams split implemented are appropriate. In Cantagallo field will implement a new project of water injection with what was discussed that these teams were not sufficient to handle the production, why it's necessary to raise a number of alternative solutions in order to optimize production and get a good performance at the station, in a way that is cost effective and satisfactory for the project.

*TRABAJO DE GRADO.

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

INTRODUCCIÓN

Los procesos de separación de la producción son muy importantes en el ciclo de extracción-venta de hidrocarburos, ya que en el yacimiento se encuentra presente el agua de formación lo que conlleva que al momento de la extracción del crudo, también se produzca esta agua. Esto hace necesario la ejecución de diferentes procesos, el cual se inicia con los separadores, los cuales operan bajo el principio de segregación gravitacional, lo que genera que el fluido más pesado se vaya al fondo y el más liviano a la cima. Este producto de tope debe ser llevado a una siguiente etapa hasta llegar a las especificaciones de salida con lo que se logrará el objetivo final, que es cumplir con las condiciones del mercado.

Otro importante objetivo en el sector hidrocarburo es el de buscar diferentes métodos para lograr una menor cantidad de aceite remanente en el yacimiento. Uno de estos métodos y el más utilizado en la industria, es la inyección de agua a la formación lo que hace que al momento de su implementación, se aumente la producción tanto de aceite como de agua y por tal motivo se torna indispensable en los procesos de separación, hacer un rediseño en los equipos con el cual se obtenga la optimización de los recursos, como también un bajo costo de implementación y mantenimiento.

1. GENERALIDADES

Los fluidos provenientes de los pozos consisten de una mezcla, principalmente petróleo, gas y agua y en menores proporciones otros compuestos. Debido a las diferentes propiedades físicas y al uso de cada uno de ellos, es necesario en superficie, construir lo que se conoce como facilidades de producción.

Las facilidades de producción consisten en los equipos de superficie empleados en la separación, procesamiento y tratamiento de los diferentes componentes que vienen de las corrientes de los pozos, para poderlos comercializar o disponerlos sin alterar el equilibrio del medio ambiente.

El objetivo de las facilidades de producción en superficie es separar el flujo del pozo en sus tres componentes (fases): petróleo, gas y agua, y convertirlos por medio de un tratamiento en productos que cumplan con los requerimientos de calidad y control ambiental para su posterior venta (petróleo y gas) y desecho (agua).

1.1 LOCALIZACIÓN Y NÚMERO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Para la localización de una facilidad de producción se deben tener en cuenta diversos factores, ya que estos influyen de una u otra forma en la disposición de esta. Entre los factores más importantes se encuentran:

- Aproximación o cercanía a los pozos actuales y los previstos en el futuro, para evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.
- Facilidad de acceso y costo de transporte de equipos, materiales, servicios y personal.

- Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, contraincendios, agua de enfriamiento y potable.
- Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.

El número de facilidades de producción requeridas en un campo petrolero depende de diversos factores, entre los cuales están:

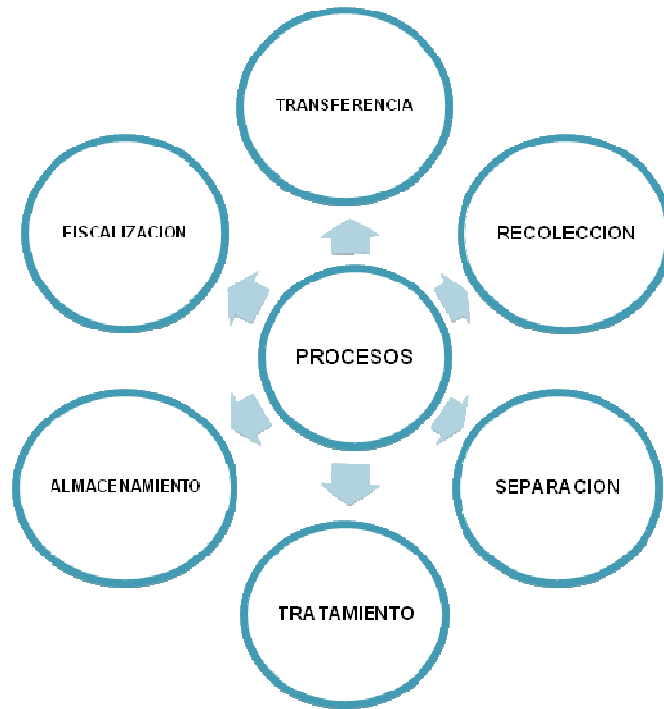
- Potencial y extensión del yacimiento.
- Características de los fluidos (API, viscosidad, movilidad, entre otros).
- Litología de la formación (permeabilidad, porosidad).
- Presión de formación.
- Ganancia de producción.
- Ubicación geográfica.

1.2 PROCESOS REALIZADOS EN UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN

En una facilidad de producción se realizan varios procesos con el fin de entregar el crudo en las condiciones apropiadas para su venta.

Primero se recolecta el fluido proveniente de los pozos, se hace una separación de fases, las cuales por aparte se someten a tratamiento y se realiza la fiscalización de los productos comerciales intermedios bombeándose finalmente las fases separadas a los sitios de refinación o de tratamiento posterior.

Figura 1. Procesos realizados en una facilidad de producción.



Fuente: Autores del proyecto

1.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN UNA FACILIDAD DE PRODUCCION

Dentro los equipos más utilizados en los diferentes procesos llevados a cabo en una facilidad de producción están:

1.3.1 Líneas de flujo¹. Son tuberías de acero que transporta los fluidos desde el pozo hasta la batería de producción y su diseño se basa en el flujo multifásico horizontal. Debe tenerse especial cuidado con el aspecto de corrosión, diámetro, presión, temperatura y los accesorios empleados.

La longitud de la línea de flujo para un pozo productor de petróleo hasta la batería es función de los siguientes parámetros:

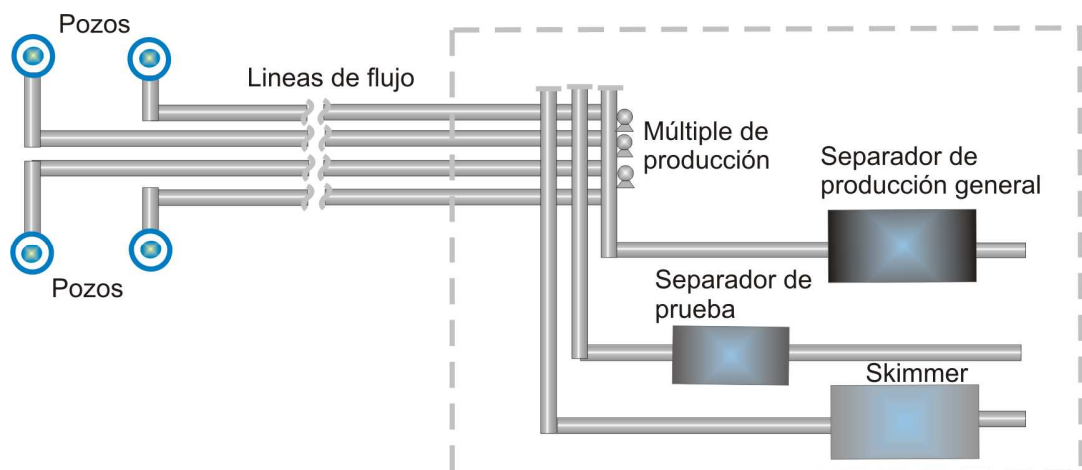
- Localización de batería o facilidad de producción
- Espaciamiento entre pozos
- Características de los fluidos
- Número de baterías del campo

Estas líneas de flujo se dividen en individuales y comunes.

- Líneas de flujo individual

Estas líneas salen de cada pozo y de ahí van hasta el múltiple de producción.

Figura 2. Líneas de flujo individual.

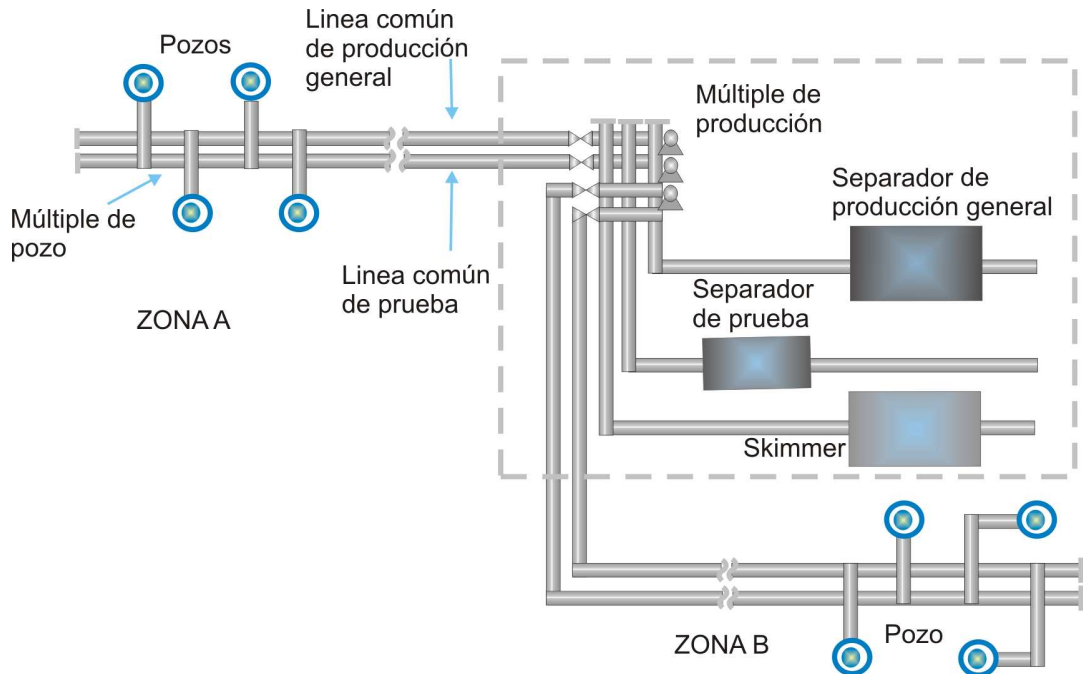


Fuente: Autores del proyecto

- Líneas de flujo comunes

Estas reúnen y transportan la producción de varios pozos; inicialmente a cada pozo pertenece una línea relativamente corta común y una línea de prueba las cuales llevan la producción hasta una línea principal o común y esta a su vez transporta el flujo hasta el múltiple de producción de la batería.

Figura 3. Líneas de flujo comunes.



Fuente: Autores del proyecto

1.3.2 Múltiples de producción. Es una unidad que representa un sistema de recibo al cual llegan las líneas de cada pozo productor asignado a cada estación cuyo dimensionamiento se hace en función del caudal "Q" y de las características del fluido. Estos ensamblajes están conformados por secciones de tubería o cabezales, válvulas, tees, codos, dispositivos de medición de presión y temperatura, muestreadores y otros accesorios.

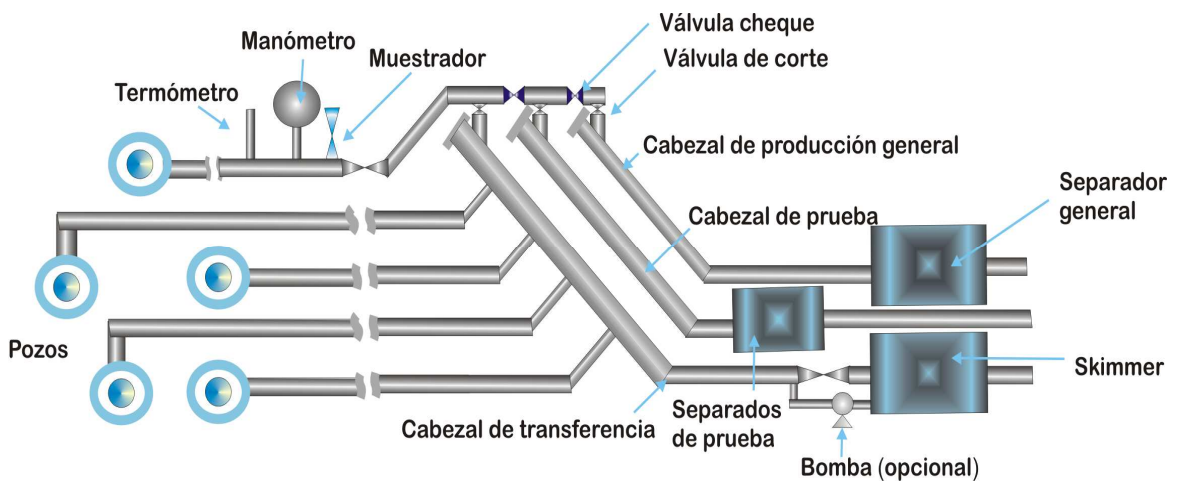
El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores, como también del aislamiento de pozos para pruebas individuales y de producción.

- Múltiples de líneas individuales

Reciben y centralizan la producción de pozos que tienen línea de flujo individual. Generalmente esta conformado por tres líneas o cabezales:

- Cabezal de producción general.
- Cabezal de prueba.
- Cabezal de transferencia (opcional)

Figura 4. Múltiple de línea individual.

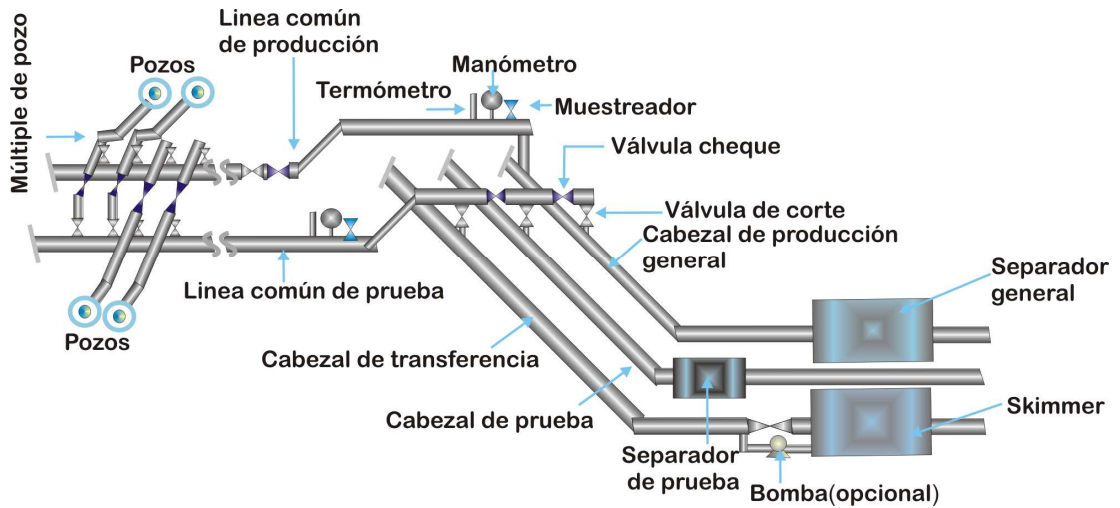


Fuente: Autores del proyecto

- Múltiples de líneas comunes

Estos dispositivos reúnen la producción proveniente de líneas comunes de flujo; al múltiple llega también la correspondiente línea de prueba mediante la cual se transfiere la producción de cada uno de los pozos al separador de prueba para medir su caudal o potencial respectivo.

Figura 5. Múltiple de línea común.

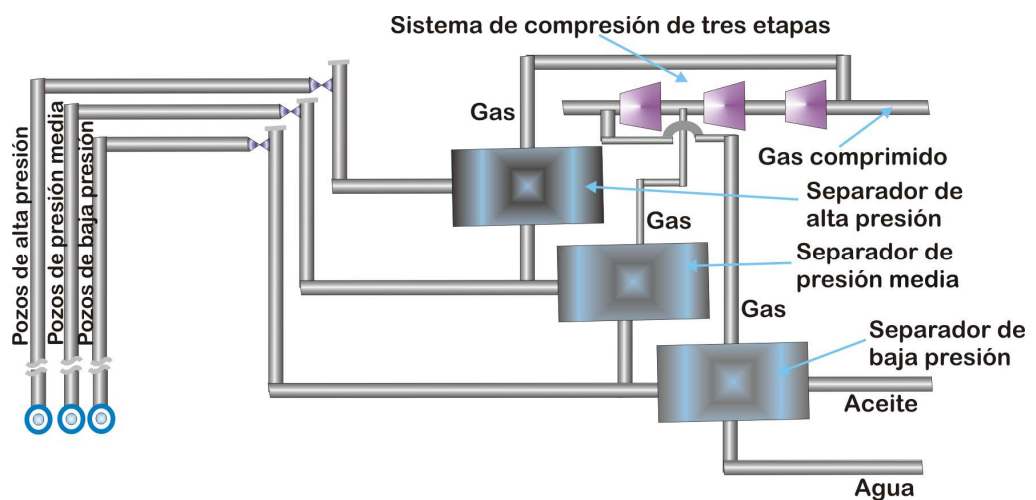


Fuente: Autores del proyecto

- Múltiple para diferentes presiones

Se puede presentar el caso de un campo que produzca de diferentes yacimientos o bloques a diferentes presiones. Estas pueden ser de rango alto, mediano o bajo.

Figura 6. Múltiple para diferentes presiones.



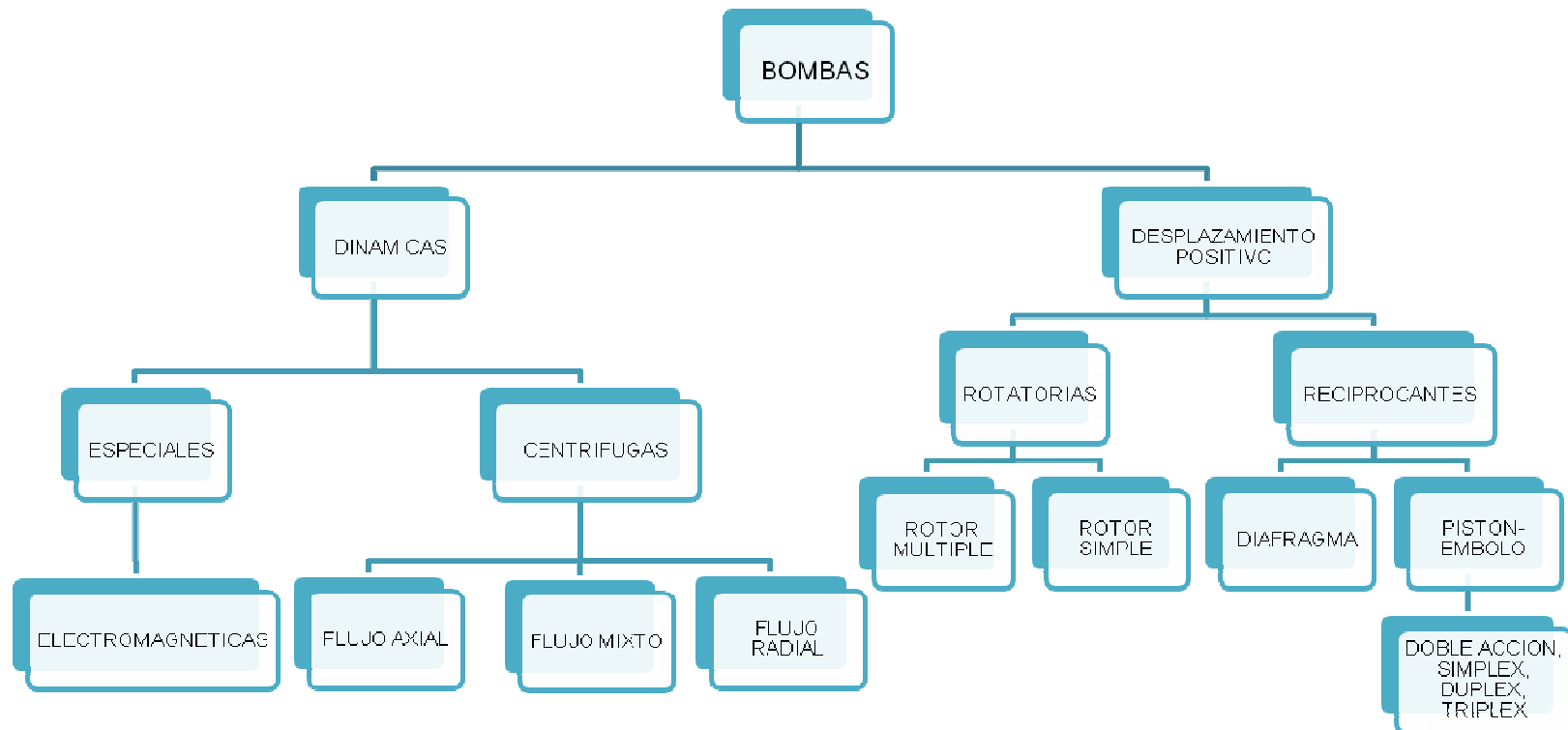
Fuente: Autores del proyecto

1.3.3 Bombas. Las bombas son equipos utilizados en las facilidades de superficie para mover líquidos, de una baja presión a una alta presión, o de una elevación a otra mayor respecto a un nivel de referencia.

Las bombas son las encargadas de proporcionar energía a los fluidos para que estos sean desplazados. El funcionamiento en sí de una bomba consta de un convertidor de energía, el cual transformará la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido.

Se debe 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.

Figura 7. Tipos de Bombas.

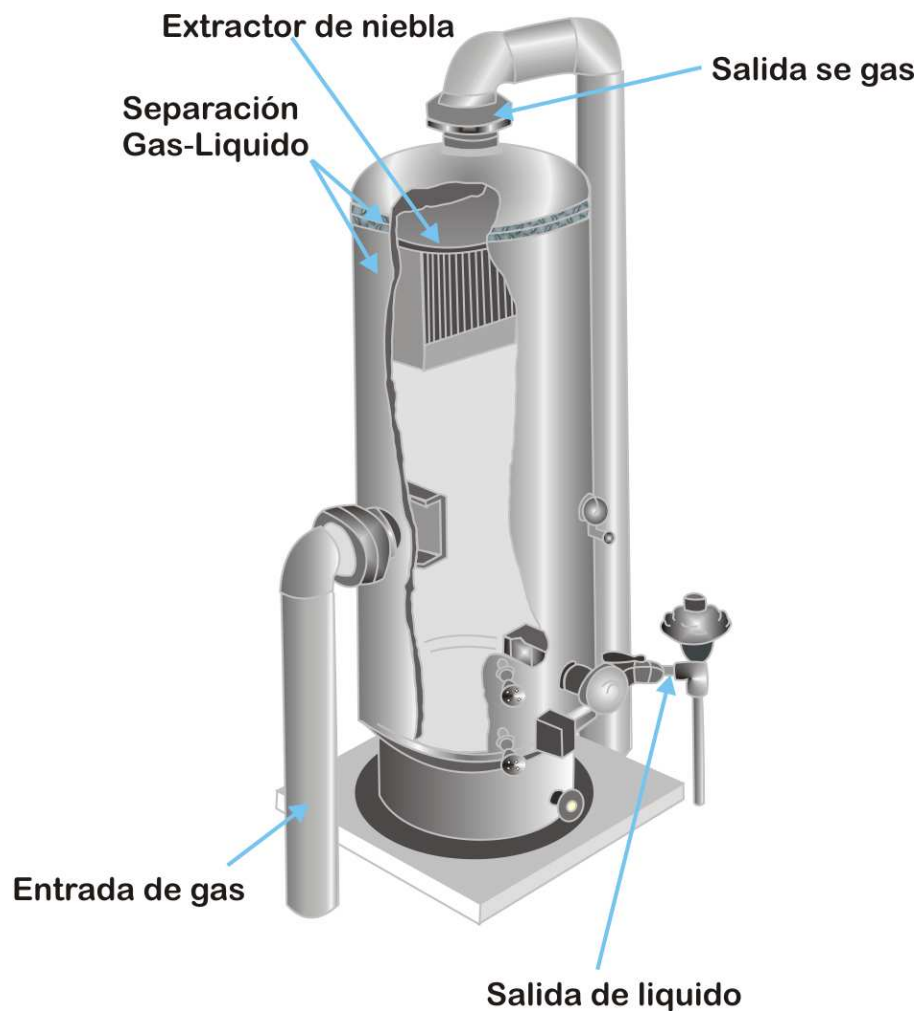


Fuente: Tesis facilidades de superficie para yacimientos de gases condensados.

1.3.4 Scruber. Son separadores empleados en fluidos con alta relación gas-aceite (GOR). Se instalan en la línea después de que la corriente ha pasado a través de los separadores de producción y recorrido alguna distancia. Por esto también se le llama limpiador o depurador de gas.

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

Figura 8. Scruber.



Fuente: Autores del proyecto

1.3.5 Tratadores térmicos². 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.

Los tratadores térmicos pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. Los tratadores de tipo directo transfieren el calor por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador y pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible. En los tratadores indirectos, el calentamiento se realiza por medio de un fluido a alta temperatura que rodea el fluido a calentar.

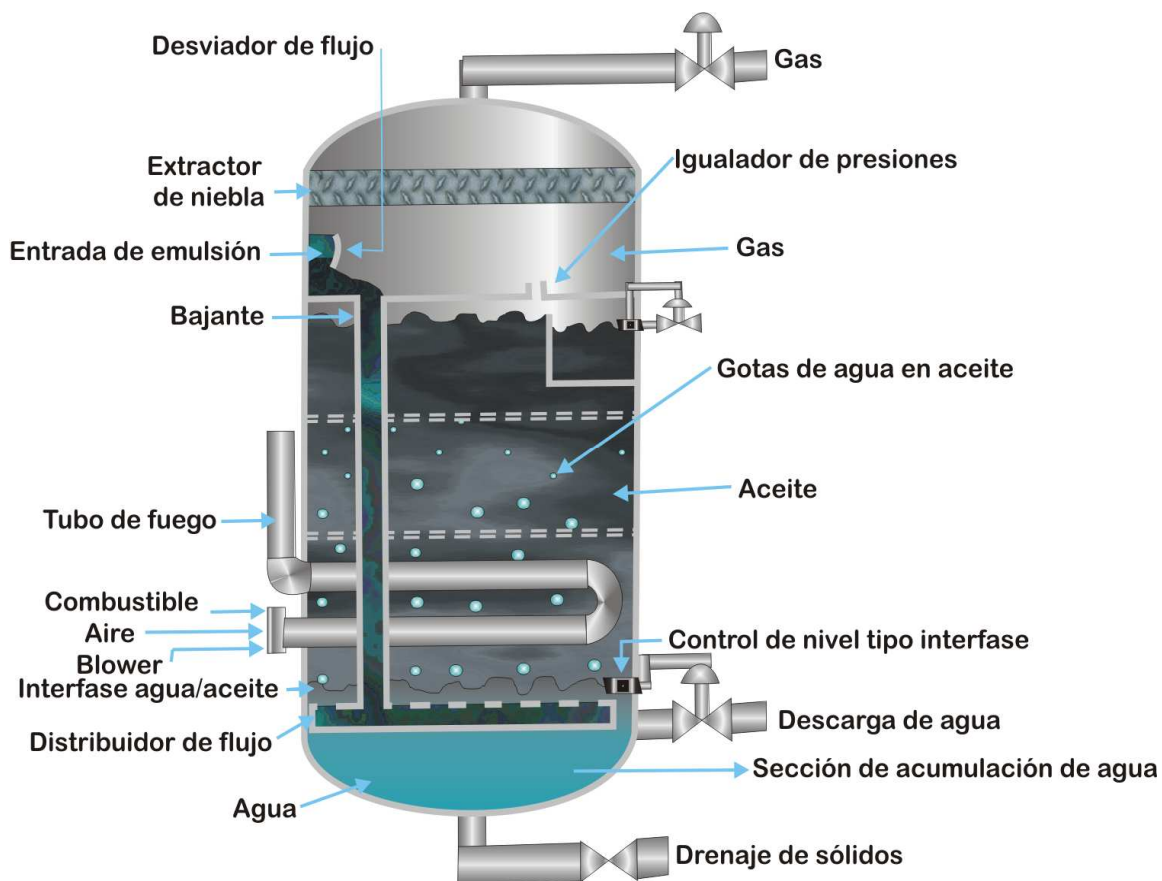
Tabla 1. Ventajas y desventajas de los tratadores térmicos.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Reduce la viscosidad de la fase continua. • 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 desemulsionante. • Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones, manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube. • Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas, esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API. • Incrementa los costos de combustible. • Incrementa los riesgos en las instalaciones. • Requieren mayor instrumentación y control. • Causa depósitos de coke.

Fuente: Tesis Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de producción.

Los tratadores térmicos pueden ser verticales u horizontales, el tratador vertical es usado para tratar corrientes de pozos individuales.

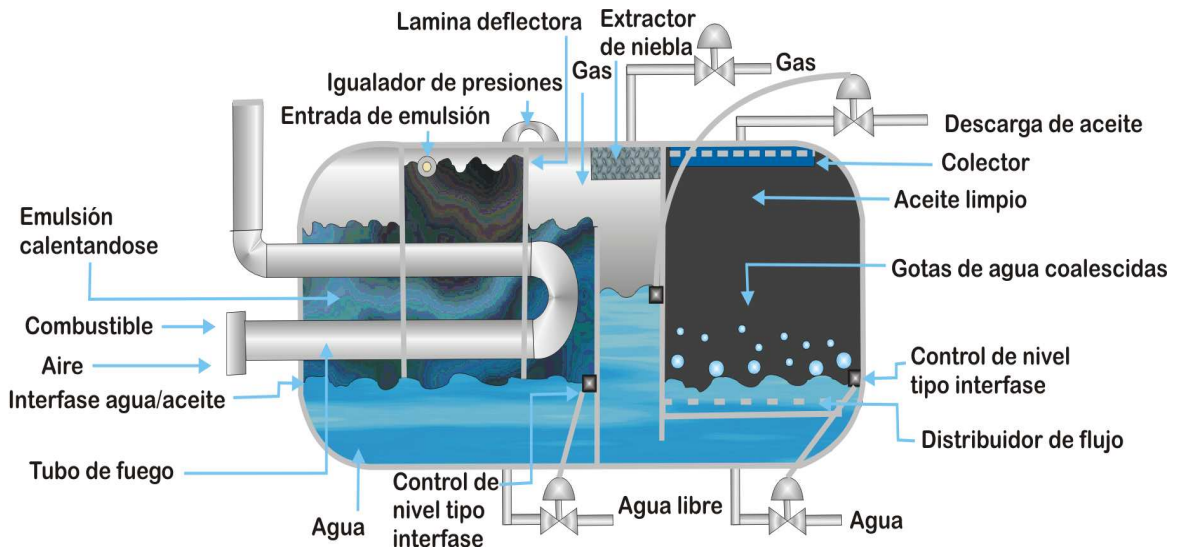
Figura 9. Tratador térmico vertical.



Fuente: Autores del proyecto

El tratador térmico horizontal es el elemento mas ampliamente utilizado para tratamientos de crudo, especialmente para caudales altos.

Figura 10. Tratador térmico horizontal.



Fuente: Autores del proyecto

1.3.6 Tratador electrostático. Los tratadores electrostáticos son recipientes cilíndricos colocados horizontalmente, provistos internamente de dos secciones limitadas claramente. La primera, corresponde a la zona de calentadores tubulares, cuyos quemadores consumen gas o aceite. En la segunda, se encuentran dispuestas dos rejillas para crear un campo electrostático; una de las rejillas es móvil, con el fin de graduar el potencial eléctrico.

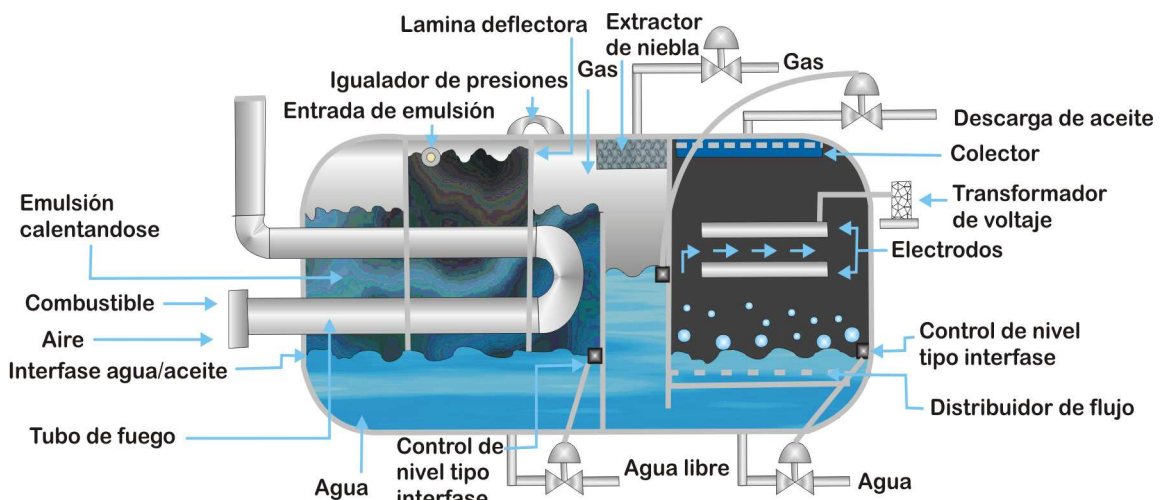
Una vez el crudo se somete a calentamiento y se le ha retirado el gas y el agua libre, pasa caliente a la zona de tratamiento electrostático.

El hecho que hace posible este fenómeno, es la composición molecular del agua, de tal forma que al presentar ésta naturaleza polar, es decir, que en una misma molécula existen dos polos, uno positivo y otro negativo cuando estas moléculas son ubicadas en un campo electrostático, se orientan de acuerdo la dirección de este.

Dentro de las ventajas que se encuentra el uso de tratadores electrostáticos están:

- Menor tiempo de mantenimiento.
- Menor uso de desemulsificante.
- Menores pérdidas de evaporación.
- Mayores volúmenes de crudo tratado.
- Menor costo por uso de combustible.
- Los productos de salida presentan salinidades bajas.
- El agua sale mucho más limpia.

Figura 11. Tratador electrostático.



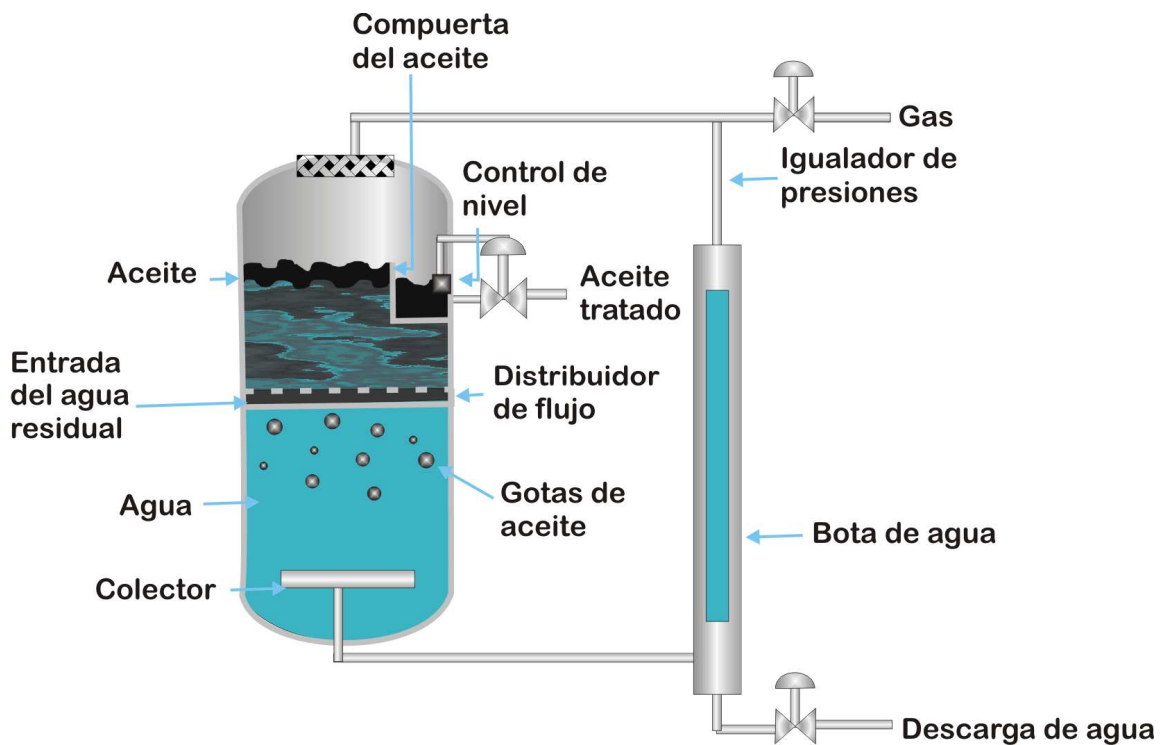
Fuente: Autores del proyecto

1.3.7 Tanque y recipiente desnatador (skimmer). El skimmer o tanque desnatador es la forma más simple de tratamiento primario para aguas residuales. Son diseñados para suministrar tiempos de residencia relativamente grandes, durante los cuales ocurre la separación gravitacional, la coalescencia y el ascenso de las gotas de aceite.

Los skimmer pueden ser presurizados (sistemas cerrados) o a presión atmosférica (sistema abierto), también pueden ser horizontales o verticales.

Se utilizan los skimmers tipo vertical cuando es necesario manejar arena o sólidos provenientes de la formación productora, y además, cuando se presentan problemas de turbulencia en la producción y en los skimmers tipo horizontal se pueden instalar baffles o tabiques divisorios para mejorar la separación agua/aceite y para homogeneizar el flujo horizontal y reducir el fenómeno de corto circuito.

Figura 12. Skimmer.



Fuente: Autores del proyecto

1.3.8 Piscinas¹. Generalmente, son elementos diseñados para el tratamiento secundario del agua residual con el objetivo de proporcionar un tiempo de retención relativamente grande comparado con los demás equipos.

- Piscinas de Sedimentación

Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario, se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H_2S y CO_2 al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.

Es indispensable el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, dependiendo del tamaño y la composición se usa uno u otro compuesto. En la industria petrolera, el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante.

Algunos aspectos a tener en cuenta en este tipo de unidades son:

- Es necesaria la disponibilidad de grandes extensiones de tierra.
- El ambiente puede influir en su desempeño. Existen elementos que pueden evaporarse o degradarse con el sol e influir positiva o negativamente dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye. Además, la lluvia ayuda a la oxigenación.
- La separación por gravedad de grasas y aceites comúnmente no es óptima.

Cuando la oxigenación no es la adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos y biofiltros.

- Piscinas de oxidación

La optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante

poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite y fenoles, entre otros). Además, disminuye la temperatura del agua a verter. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

Tanto para las piscinas de sedimentación como para las de oxidación, se deben considerar las siguientes características complementarias de diseño:

- A mayor área de exposición se logrará una mayor aireación, lo cual ayudará al proceso de oxidación y a la reducción de fenoles presentes, lo mismo que la reducción de temperatura.
- La aireación del agua residual se puede complementar mediante dispositivos mecánicos instalados o contruidos en estas piscinas tales como torres de aireación, aspersores, sistemas de atomización, etc.
- Se pueden utilizar cintas oleofílicas para ayudar a recolectar y remover alguna cantidad de aceite residual que pase a estas piscinas.
- El fondo y los muros de estas piscinas deben quedar impermeabilizados con el fin de evitar infiltraciones que puedan contaminar los recursos naturales adyacentes.
- El tratamiento en estas piscinas se puede complementar mediante el cultivo de bacterias.

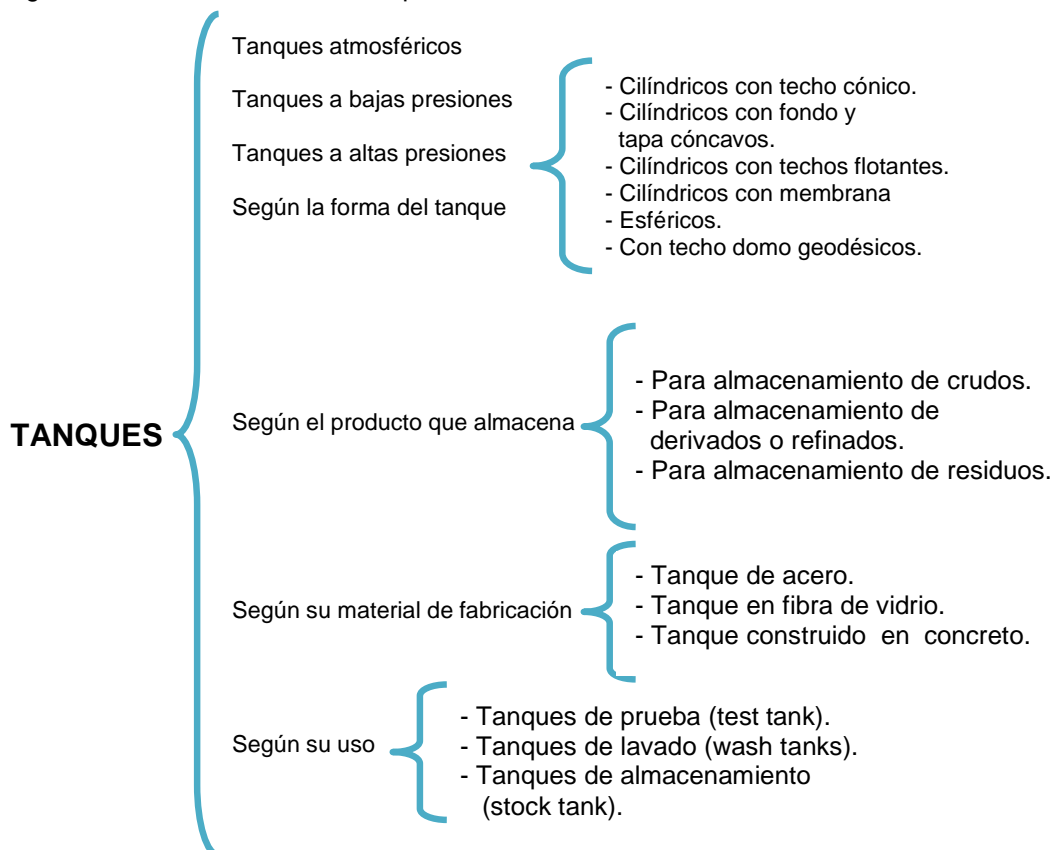
1.3.9 Tanque de almacenamiento³. Se define como tanque de almacenamiento a cualquier recipiente con una capacidad para líquidos que exceda los 277 litros (60 galones US), utilizado en instalaciones fijas y que no es utilizado para procesamiento.

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.

- Clasificación de los tanques

Existen muchas formas de clasificar los tanques, sin una convención mundial, sin embargo existe una clasificación que es empleada por las normas, los códigos y regulaciones que está basado en la presión interna de un tanque. Este método es útil ya que depende de una propiedad física fundamental a la que están sujetos los tanques de almacenamiento de líquidos.

Figura 13. Clasificación de los tanques.



Fuente: Tesis Definición de estándares operativos para tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión.

2. PROCESO DE SEPARACION

Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados utilizados para separar mecánicamente líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por petróleo, vapor de agua, condensado, niebla, gas libre y parte de este flujo que cambia de líquido a gas debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidos a través de líneas en superficie.

2.1 SECCIONES DE UN SEPARADOR⁴

Los separadores más utilizados tienen cuatro secciones fundamentales para la separación, a continuación se describirán cada una de ellas.

2.1.1 Sección de separación primaria. La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. En esta sección se remueve la mayor parte del líquido de la corriente de entrada. Las partículas de gas más grandes se eliminan para minimizar las turbulencias de los gases y la recombinación de las partículas en el líquido. La fuerza centrífuga, creada tanto por el deflector de entrada como por el entubado interno, facilita el cambio de dirección de flujo y la reducción de la velocidad de la corriente del líquido.

2.1.2 Sección de separación secundaria. En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Luego que se ha reducido la velocidad del líquido, la gravedad tiende a separar del gas las gotas más grandes de líquido en la sección de separación secundaria. La eficiencia de esta sección

depende del gas, las propiedades del líquido, el tamaño de las partículas y el grado de turbulencia. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aun más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

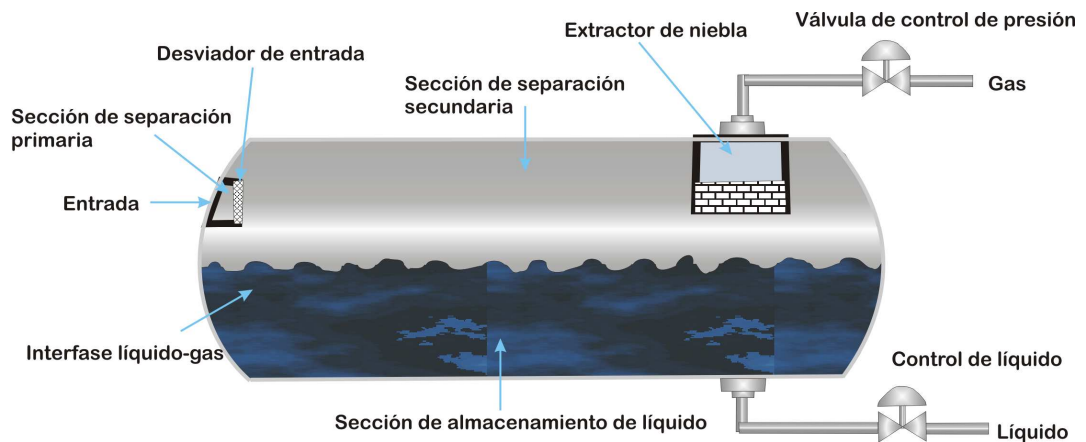
2.1.3 Sección de extracción de niebla. En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas más pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas por alambre entretrejido, o por tubos ciclónicos.

2.1.4 Sección de almacenamiento de líquidos. En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador.

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Figura 14. Secciones de un separador.



Fuente: Autores del proyecto

2.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN

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

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

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

Si el movimiento es vertical hacia arriba, como ocurre en los separadores verticales, las partículas de líquido que se van a asentar van en contra flujo. Estas partículas de líquido se aceleran por acción de la gravedad hasta que la fuerza de arrastre producida por el gas se iguala a la fuerza ejercida por la gravedad, a partir

de este momento la partícula sigue descendiendo a velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

2.2.2 Separación por fuerza centrífuga. Cuando se somete a una corriente de gas y líquido a realizar un movimiento circular con una velocidad elevada, la acción de la fuerza centrífuga 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.

2.2.3 Separación por choque. Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretejido.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN⁵

A continuación se describirán los factores más importantes que afectan la separación en una estación de recolección de hidrocarburos.

2.3.1 Presión de separación. La capacidad de los separadores se ve afectada por este factor ya que 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.

2.3.2 Temperatura de separación. 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.

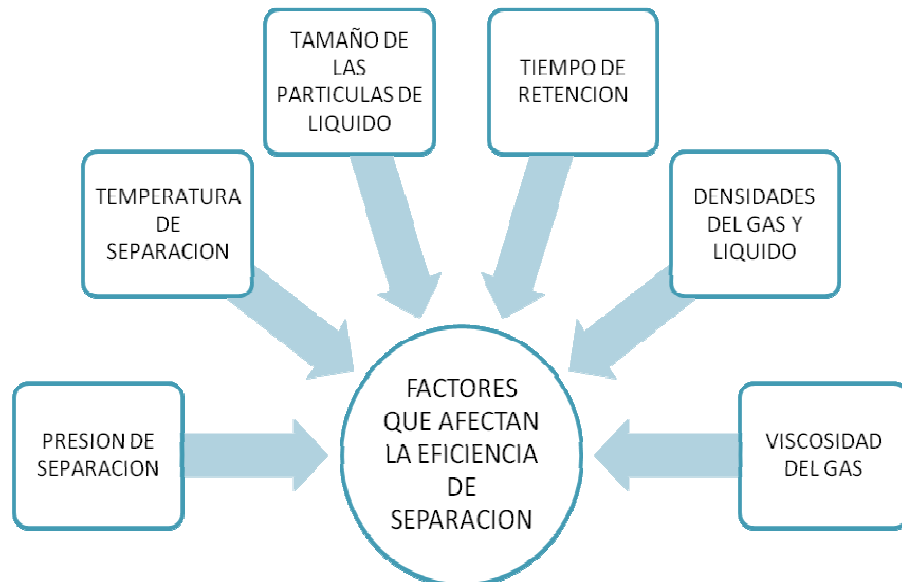
2.3.3 Tamaño de las partículas de líquido. Es primordial para la determinación de la velocidad de asentamiento e influye en el proceso de separación por fuerza centrífuga.

2.3.4 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.

2.3.5 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.

2.3.6 Viscosidad del gas. El efecto de la viscosidad se ve reflejado a medida que la viscosidad del gas aumenta, la velocidad de asentamiento disminuye y por tanto varía la capacidad de manejo de gas en el separador.

Figura 15. Factores que afectan la eficiencia de separación.



Fuente: Autores del proyecto

2.4 SEPARADORES BIFÁSICOS

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

- Horizontales
- Verticales
- Esféricos
- De dos barriles
- De filtro

2.4.1 Separadores horizontales. Los separadores horizontales de dos fases son utilizados cuando el fluido contiene un alto volumen de gas pues la posición

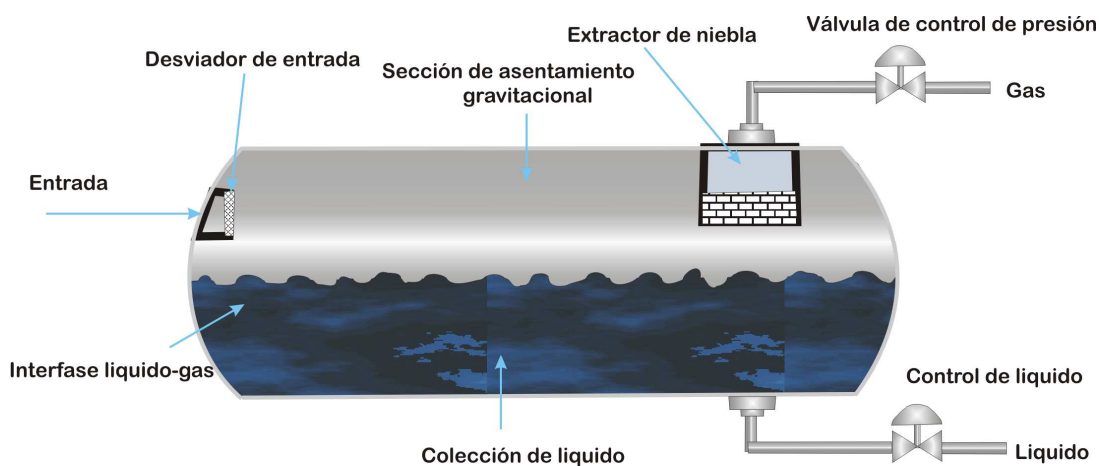
horizontal aumenta el área de superficie del líquido, lo cual trae como resultado una mayor eficiencia en la separación de gases.

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

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

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

Figura 16. Separador bifásico horizontal.

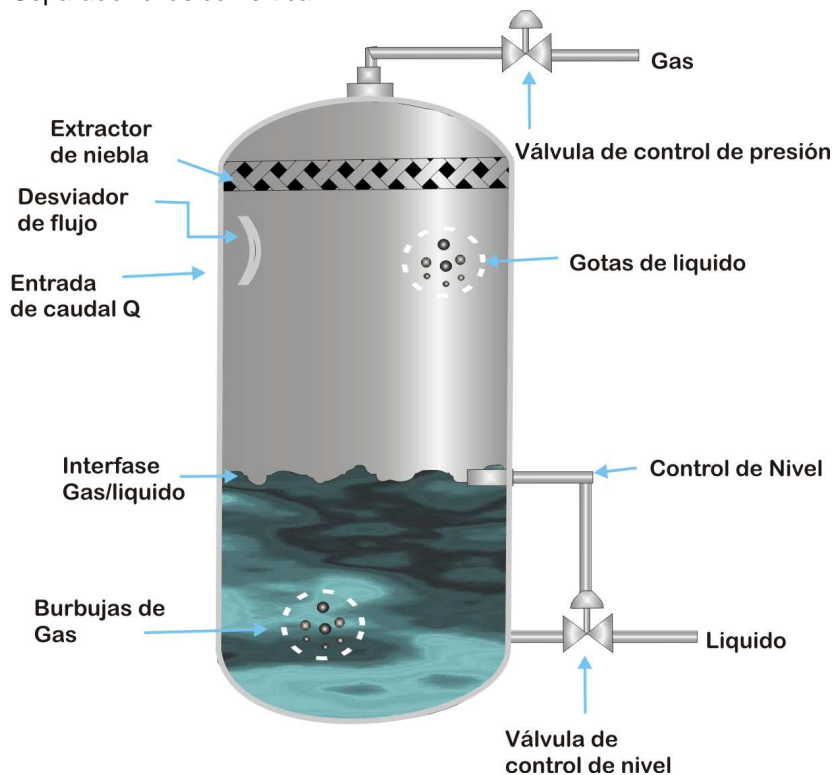


Fuente: Autores del proyecto

2.4.2 Separadores verticales. La entrada de fluido al separador está situada a un lado. Como en el separador horizontal, el desviador de entrada da una gran separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección del líquido del separador y sale de éste. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran a la sección de vapor. El controlador de nivel y la válvula de vacío del líquido operan de la misma manera que en el separador horizontal.

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

Figura 17. Separador bifásico vertical.



Fuente: Autores del proyecto

2.4.3 Selección de un separador horizontal vs uno vertical¹. La selección de un separador ya sea vertical u horizontal depende de ciertas ventajas o limitaciones operacionales que cada tipo puede ofrecer.

Tabla 2. Selección separador Horizontal vs Vertical.

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
VERTICALES	<ul style="list-style-type: none"> • Eficientes para el manejo de sólidos • Eficientes para el manejo de turbulencia • Menor tendencia a la reincorporación de líquido al caudal de gas • Más efectivo en el manejo de caudales de producción con bajas relaciones gas/aceite. • Ocupa un menor espacio en la facilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultad en el mantenimiento y control de las válvulas de alivio, cabezote de seguridad, etc. • Dificultad en el transporte. • No son tan eficaces manejando emulsiones y espumas.
HORIZONTALES	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido. • Más eficiente en el manejo de crudos espumosos. • Más eficiente en el manejo de emulsiones • Más eficientes en el manejo de producciones con altas relaciones gas/aceite. • Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control. • Son de fácil transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene limitaciones para absorber turbulencia. • No son tan buenos en el manejo de sólidos. • Requiere de mayor área de instalación.

Fuente: Facilidades de producción en campos petroleros.

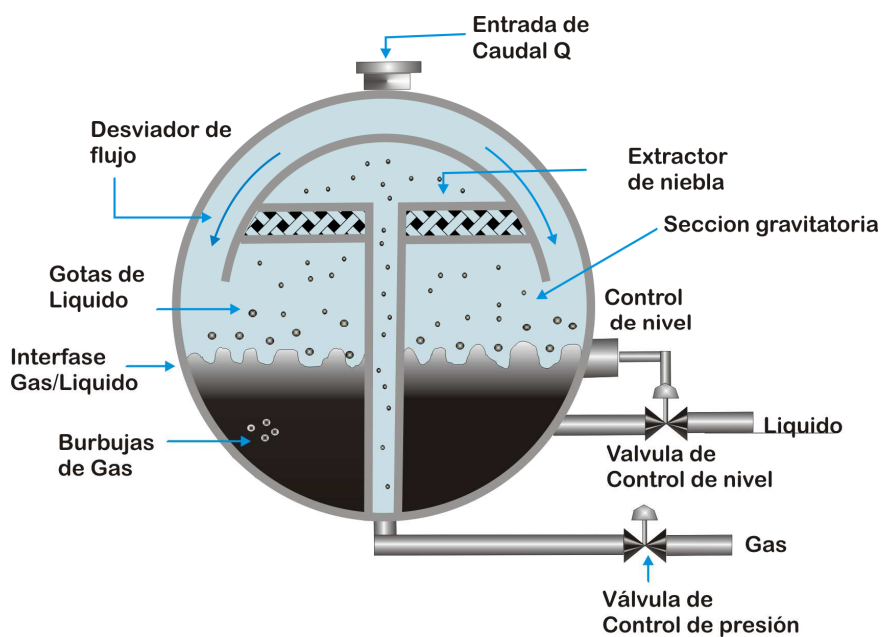
2.4.4 Otras configuraciones. Existen otros tipos de separadores no muy comunes en la industria petrolera pero también son utilizados para la separación bifásica en los procesos de producción.

- Separadores esféricos

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

Estos separadores son eficientes para manejos de presión y exhiben dificultades en la fabricación por esto no son usualmente usados en las facilidades de superficie.

Figura 18. Separador esférico.

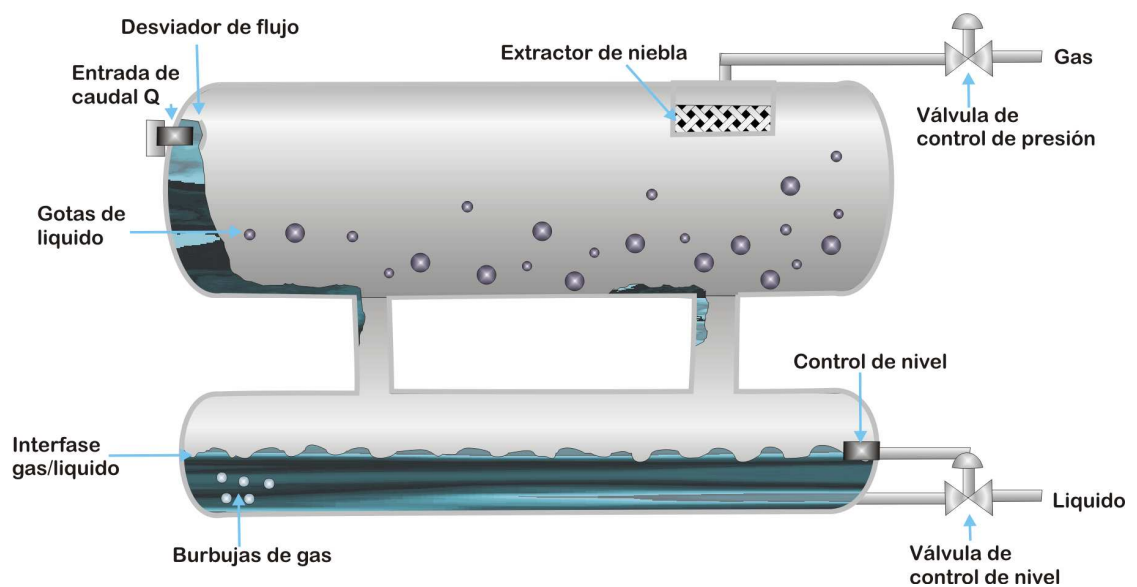


Fuente: Autores del proyecto

- Separadores de dos barriles

Este tipo de separador se utiliza cuando el caudal de líquido a manejar es muy pequeño, pero no es muy común su utilización. Debido a que tiene cámaras independientes tanto para el gas como para el líquido, no existe posibilidad de reincorporación de gotas de líquido en la fase gaseosa, lo cual permite que el proceso de separación gas-líquido en esta unidad sea eficiente.

Figura 19. Separador de dos barriles.



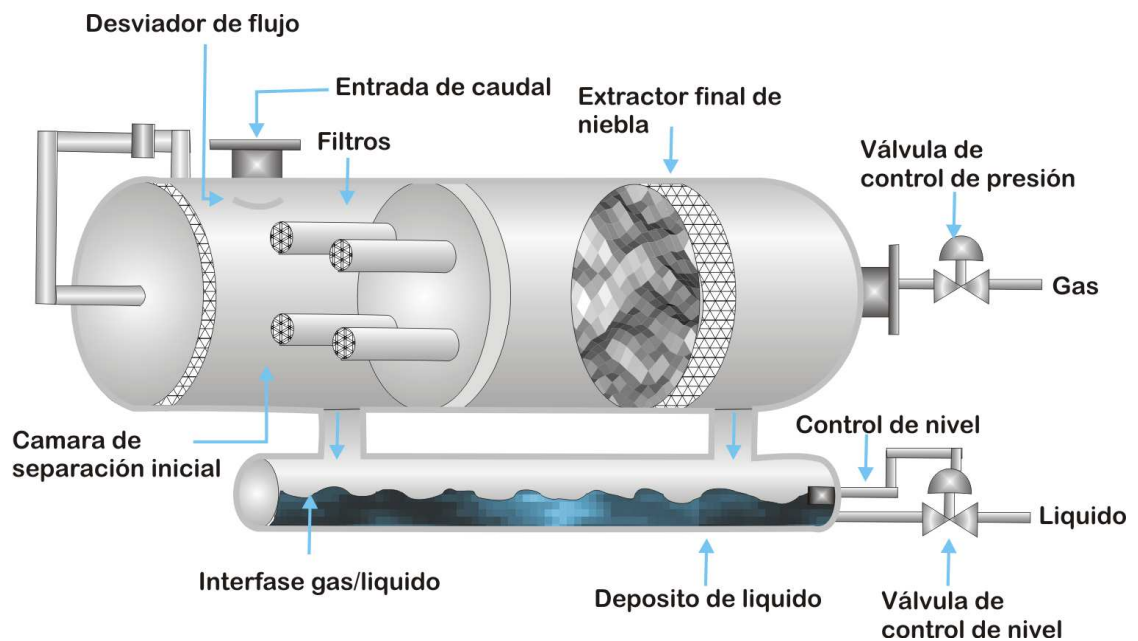
Fuente: Autores del proyecto

- Separador de filtro

Este tipo de separador se utiliza para caudales con muy altas relaciones gas/líquido, puede remover el 100% de gotas de líquido mayores de 2 micrones y el 99% de gotas hasta $\frac{1}{2}$ micrón.

Estos separadores se utilizan en estaciones de compresión de gas, en torres de glicol, así como para aplicaciones del gas como combustible en sus diferentes utilidades en motores de combustión interna, calentadores, tratadores térmicos, generadores de vapor, etc.

Figura 20. Separador de filtro.



Fuente: Autores del proyecto

2.4.5 Componentes de un separador bifásico. Al nombrar los componentes de un separador bifásico, se puede hablar de partes internas y externas por separado.

- Partes internas de un separador

Entre las partes internas de un separador se tiene el desviador de flujo, el quebrador de olas, las platinas antiespumantes, el quebrador de Remolinos y el extractor de niebla.

- **Desviador de flujo:** Consiste de un dispositivo que se instala a la entrada del separador, constituyéndose en el elemento principal de la sección de separación primaria.

Existen varios tipos de desviador de flujo, pero los dos más comúnmente usados son el de platina desviadora y el desviador de tipo ciclón.

Platina desviadora. Esta platina puede ser en forma de disco esférico, plana, de ángulo, cónica o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos.

El desviador de flujo de disco esférico o cónico es más ventajoso ya que crea menos turbulencia que las platinas planas o el tipo ángulo, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

Desviador de tipo ciclón. Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/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.

- **Quebrador de olas:** A todo lo largo del separador horizontal es necesario instalar quebradores de olas, las cuales son simplemente pantallas verticales colocadas en la interfase gas-líquido y perpendiculares al flujo, evitando así la formación o propagación de olas que pueden activar mecanismos de salida.

- **Platinas antiespumantes:** Consiste en la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido del correspondiente separador. Estas platinas no son recomendables cuando se presentan problemas de parafina o de producción de arena, ya que estos elementos tienden a taponar este sistema instalado en el separador.
- **Quebrador de Remolinos:** Normalmente es aconsejable incluir un simple quebrador de remolinos para evitar la formación de estos cuando se abre la válvula de control de líquido, pues un remolino puede sacar gas de la zona de vapor y llevarlo a la salida del líquido.
- **Extractor de niebla:** Es un elemento utilizado en la separación de gotas en suspensión demasiado pequeñas para depositarse por gravedad. Su efectividad depende de la velocidad de la corriente de gas; Si esta es muy alta, ocasiona turbulencia y acarrea la reincorporación del líquido a la fase gaseosa, Si la velocidad es baja, el fenómeno de coalescencia se desarrolla con gran facilidad.

- Partes externas de un separador

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

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

Los cónicos son menos costosos por la facilidad de construcción y se fabrican en el país. Los cabezales cónicos en el fondo son preferibles para eliminación de arena y sal.

- **Las boquillas de entrada y salida de corrientes:** Son bridadas o roscadas. El diámetro de las boquillas depende del caudal de cada una de las fases y la velocidad con la cual se diseñan. Es común trabajar con el 80% de la velocidad de erosión, teniendo en cuenta la presencia de las fases en la boquilla de entrada, lo cual obliga al cálculo de una densidad promedio.
- **Los cuellos para conexión de niveles e instrumentos:** Son conexiones de drenaje periódico.
- **Huecos de inspección o "manholes":** De diámetro mínimo de 18 pulgadas.
- **Escaleras y plataformas externas.**

2.4.6 Diseño de separadores⁶. En el diseño de separadores, inicialmente debe ser determinado el coeficiente de arrastre C_D realizando un procedimiento de prueba y error con las ecuaciones de velocidad de asentamiento, número de Reynolds y coeficiente de arrastre.

- **Coefficiente 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:

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³

d_m = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

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

μ_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)

ρ_L = Densidad del líquido, lb/ft³

- **Tiempo de Residencia**

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

Ec. (4)

V = Volumen disponible para el líquido en el recipiente, ft^3 .

Q = Caudal de entrada al recipiente, ft^3/min .

- Dimensionamiento de separadores horizontales.

En los separadores horizontales, el tamaño (diámetro y longitud) es determinado por los requerimientos de capacidad para el gas y el aceite. A diferencia de los separadores verticales, el diseño de los separadores horizontales puede estar determinado bien sea por la capacidad de líquido o de gas.

1- 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, \mathcal{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.

ρ_g = Densidad del gas, lb/pie³.

ρ_L = Densidad del líquido, lb/pie³.

d_m = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Ec. (6)

2- CAPACIDAD DE LÍQUIDO

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

Ec. (7)

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.

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

Ec. (8)

3- SELECCIÓN

$$RE = \frac{12 * L_{SS}}{d}$$

Ec. (9)

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.

Tabla 3. Selección dimensionamiento separador horizontal.

d(in)	GAS		LIQUIDO		RE
	L_{eff}	L_{s-s}	L_{eff}	L_{s-s}	
24					
30					
...					
60					

Fuente: Curso Producción en campos petroleros.

- Dimensionamiento de separadores verticales

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

1- CAPACIDAD DE GAS

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

Ec. (10)

Donde:

d = Diámetro del separador, pulgadas.

T = Temperatura de operación, $^{\circ}\text{R}$.

Z = Factor de compresibilidad del gas.

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

P = Presión de operación, psia.

ρ_g = Densidad del gas, lb/pie³.

ρ_L = Densidad del líquido, lb/pie³.

d_m = Diámetro de la gota de líquido, micrones.

C_D = Coeficiente de arrastre.

El diámetro calculado corresponde al diámetro mínimo requerido para el equipo que se está diseñando.

2- CAPACIDAD DEL LÍQUIDO

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

Ec. (11)

d = Diámetro del recipiente, in.

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

h = Altura columna de líquido, in.

TR = Tiempo de residencia, min.

$$L_{SS} = \frac{h + 76}{12} \quad \text{Ó} \quad L_{SS} = \frac{h + d + 40}{12}$$

Ec. (12)

d = Diámetro del separador, in.

h = Altura columna de liquido, in.

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

3- SELECCIÓN

$$RE = \frac{12 * L_{ss}}{d}$$

Ec. (13)

Tabla 4. Selección dimensionamiento separador vertical.

t_r	D	h	L_{ss}	RE
2	Mínimo comercial			
	+6			
	...			
	48			
3	Mínimo comercial			
	+6			
	...			
	48			
4	Mínimo comercial			
	...			
	48			

Fuente: Curso Producción en campos petroleros.

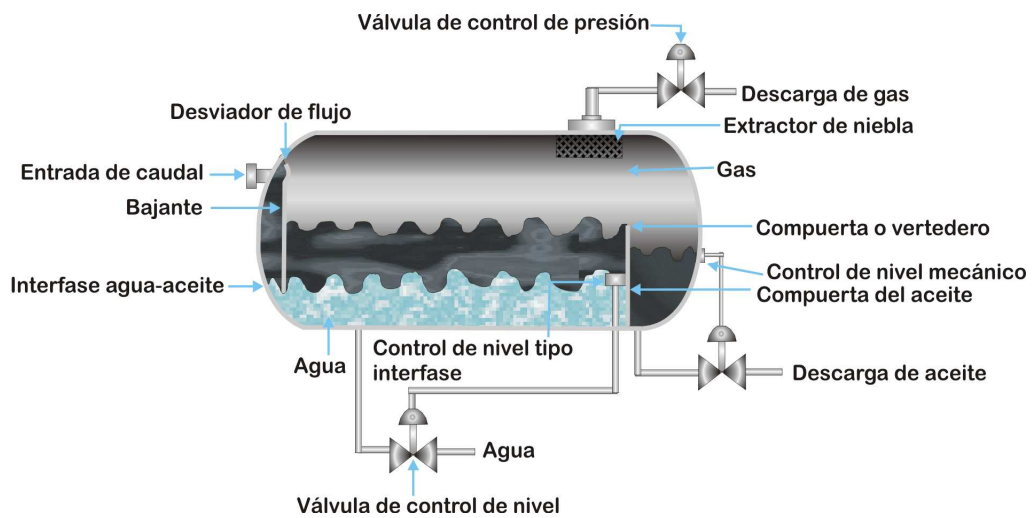
2.5 SEPARADORES TRIFASICOS

Existen tres tipos de separadores trifásicos como lo son los verticales, los horizontales convencionales y los horizontales de configuración alterna.

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

Son aplicables generalmente para crudos livianos o semilivianos, donde no se presentan problemas de emulsión o de parafina, ya que estos problemas interfieren en la definición de la interfase agua-aceite.

Figura 21. Separador trifásico horizontal convencional.



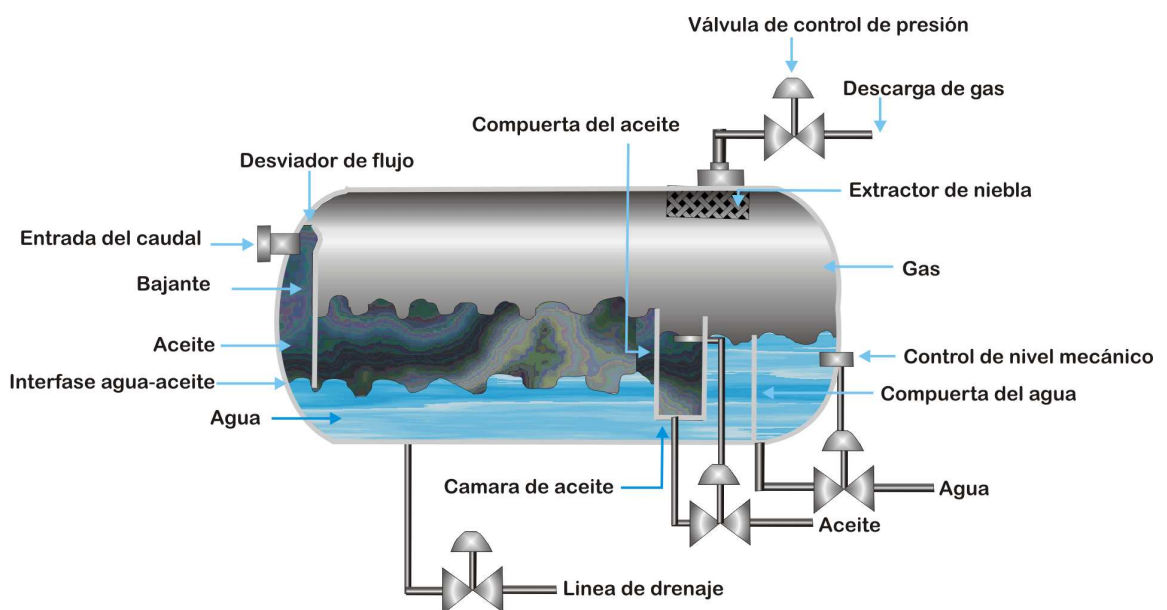
Fuente: Autores del proyecto

2.5.2 Separador horizontal de configuración alterna. La configuración alterna “compuerta-cámara de aceite”, elimina la necesidad de usar el control de nivel de

tipo interfase líquida, siendo este el fundamento de este tipo de separador alterno. En este caso, tanto el aceite como el agua fluyen sobre sus correspondientes compuertas y se acumulan en sus respectivas cámaras. El nivel de aceite y el del agua se controlan mediante sus respectivos niveles tipo flotador, que operan las válvulas de descarga en cada cámara. La altura de la compuerta de aceite controla el nivel de líquido del separador.

Se utiliza generalmente para crudos pesados donde se dificulta la separación agua-aceite, y donde la interfase agua-aceite no se forma fácilmente.

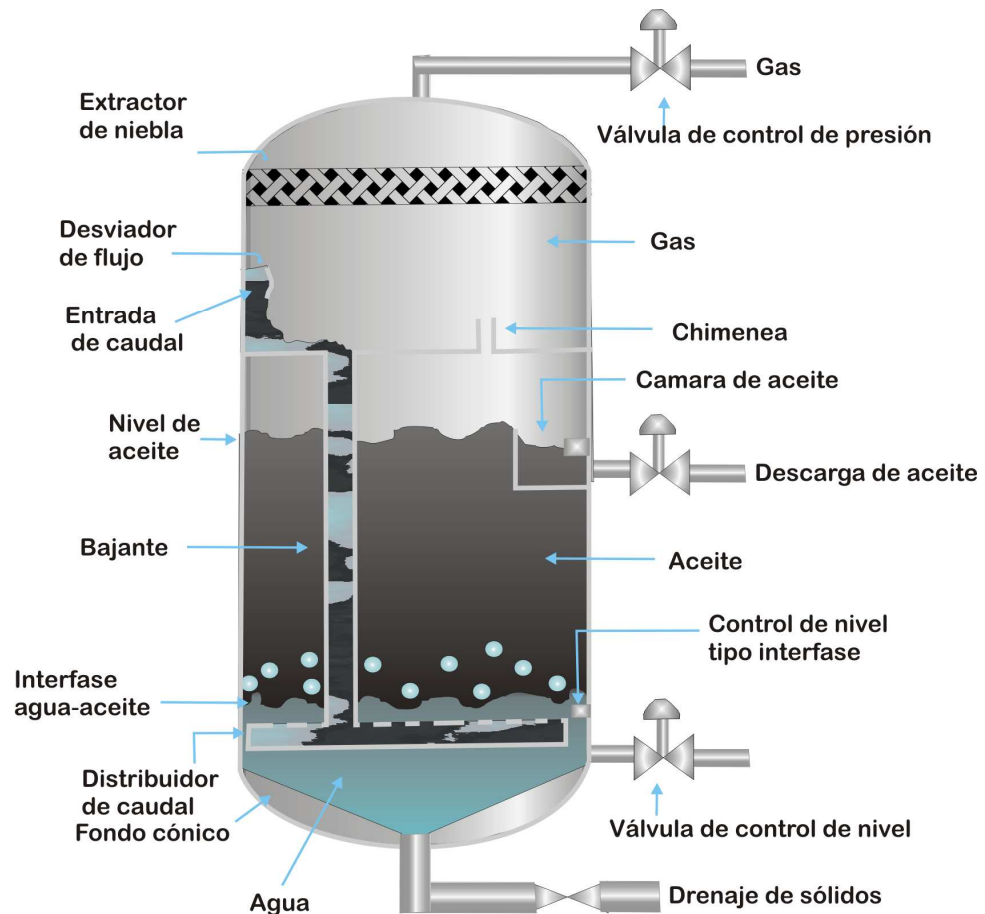
Figura 22. Separador trifásico horizontal de configuración alterna.



Fuente: Autores del proyecto

2.5.3 Separador vertical. Usualmente se opta por un separador vertical cuando la relación gas líquido es muy alta o el volumen total de gas es muy bajo. En este tipo de separadores la capacidad para manejar baches de líquido se puede mejorar aumentando la altura de la vasija.

Figura 23. Separador trifásico vertical.



Fuente: Autores del proyecto

2.5.4 Dispositivos especiales para separadores trifásicos. Los separadores trifásicos presentan las mismas partes tanto internas como externas, pero a esta configuración deben adicionarle una serie de dispositivos especiales que se señalarán a continuación.

- 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 líquido-gas y que envía una señal a una válvula de motor en la salida de aceite. La señal abre o cierra la válvula, permitiendo la salida de líquido del separador para mantener la altura del nivel dentro del mismo.

2.6 GUN BARREL

Es un tanque de lavado y asentamiento que permite el rompimiento de las emulsiones que vienen del separador y sirve para contenidos de agua menores al 60%.

Tiene una cámara de gas o bota, donde se separa el gas y luego es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire. Posee un tubo bajante por donde circula hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general.

El control de la interfase agua / aceite y el espesor de la sección de asentamiento se mantiene mediante 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.

Los gun barrels son diseñados para operar en frío y se utilizan preferiblemente para crudos livianos o semilivianos que requieren la última etapa de deshidratación de emulsiones flojas e inestables.

2.6.1 Diseño de un Gun Barrel.

- **Diametro.**

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

Ec. (14)

Donde:

F = Factor corto – circuitante (1.0 para $d < 48$ in. y >1.0 para $d > 48$ in.)

Qo = Rata de flujo de aceite [bopd]

μ = Viscosidad del aceite [cp]

ΔGE = Diferencia entre gravedades específicas del aceite y el agua

dm = Diámetro de las gotas de agua [micrones]

d = Diámetro del tanque, [in]

- **Tiempo de retención.**

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

Ec. (15)

Donde:

TR= Tiempo de retención, [min]

F = Factor corto – circuitante (1.0 para $d < 48$ in., y >1.0 para $d > 48$ in.)

Qo = Rata de flujo de aceite [bopd]

h = Altura de la sección de coalescencia

d = Diámetro del tanque, [in]

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

Ec. (16)

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

Ec. (17)

$$P_2 = \rho_w h_L$$

Ec. (18)

$$P_1 = P_2$$

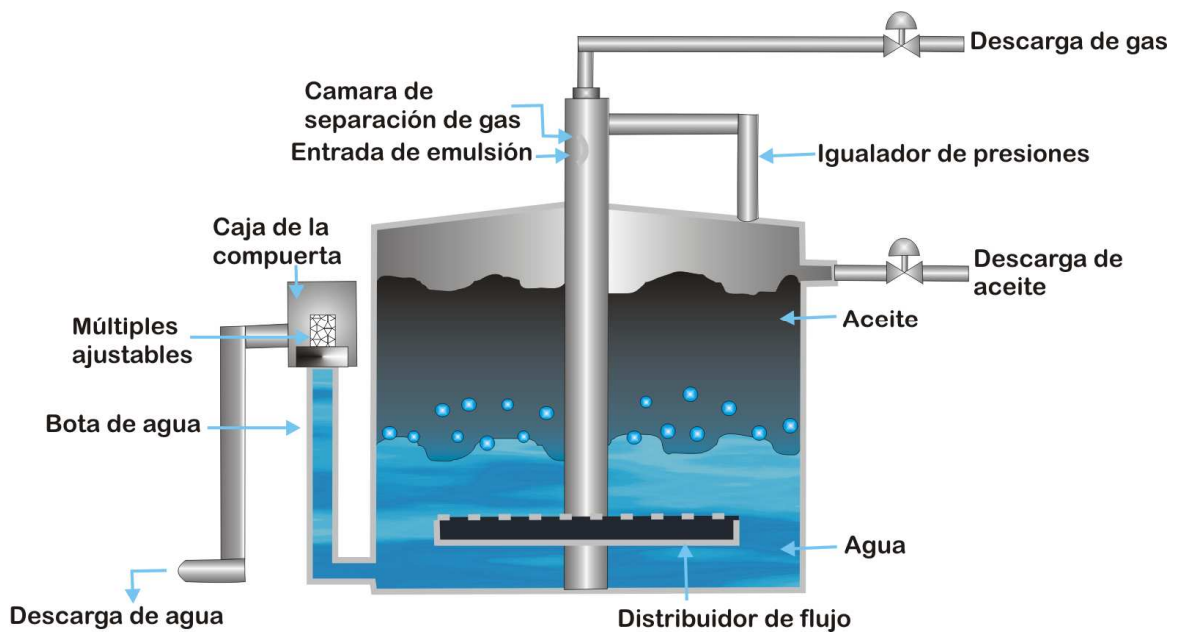
Ec. (19)

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

Ec. (20)

En los Gun Barrel la capacidad depende de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, es debido a esto que lo más importante es el diseño de las partes internas.

Figura 24. Gun barrel.



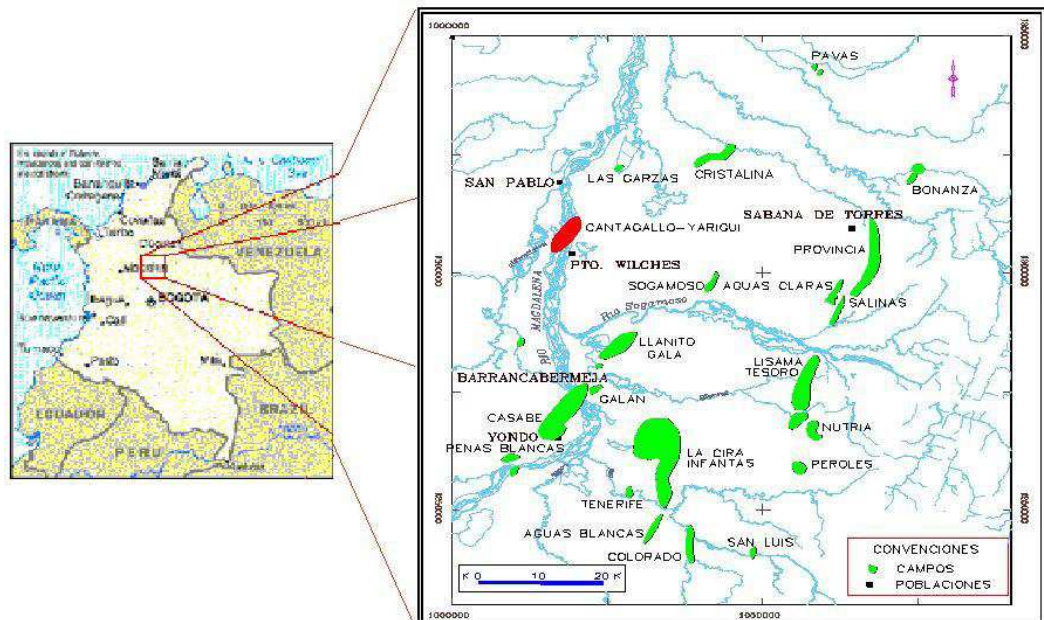
Fuente: Autores del proyecto

3. GENERALIDADES DEL CAMPO Y DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO

3.1 LOCALIZACIÓN

El campo Yariguí – Cantagallo está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-noroeste de Bogotá, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches (Figura 21). La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 25. Localización del campo Yariguí - Cantagallo.



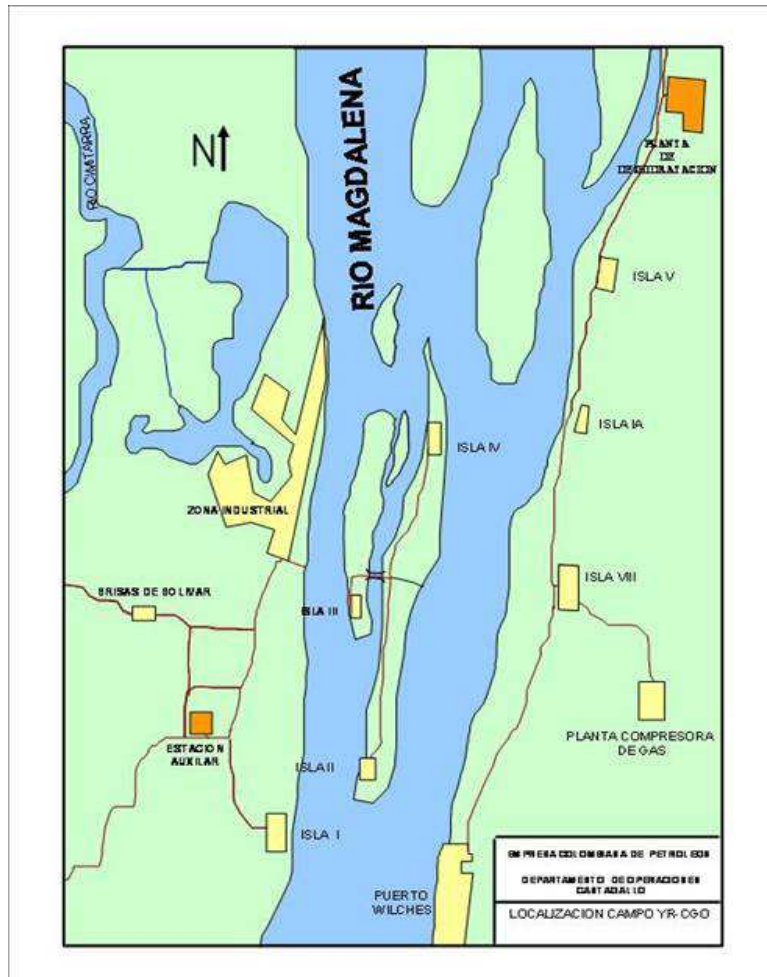
Fuente: ECOPETROL

3.2 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO

El campo se encuentra distribuido en Islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo (Fig. 26).

La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 26. Distribución del campo Yarigui – Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL

3.3 DESARROLLO DEL CAMPO

Desde que se inició su desarrollo en septiembre de 1943 hasta Diciembre de 2005, el Campo ha producido bajo desarrollo primario, en él se han realizado tres campañas de perforación y se han perforado 105 pozos (25 en Cantagallo y 80 en Yariguí), de los cuales 86 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron, cinco (5) de ellos por problemas mecánicos durante la perforación (CG-5, YR- 1, 2, 6 y 50), seis (6) porque fueron perforados en el bloque levantado de la falla de Cantagallo (CG- 1, 3, 9, 16, 20 y YR- 40) y ocho (8) porque fueron declarados productores no comerciales (CG- 7, 8, 11 y YR- 7, 8, 12, 32, 33). De los 105 pozos perforados, 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia del Eoceno Medio y 7 (CG-4, 8, 14, 15 y YR-1, 3 y 66) penetraron la Formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 pies, de los cuales se logró una producción de 150 BOPD en las pruebas iniciales de el Miembro Salada.

Los pozos en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran debajo del río Magdalena. Inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas – aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico (excepto el Bloque IV), por lo tanto fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial, en su orden se utilizaron: gas – lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y recientemente bombeo electro sumergible. A (Diciembre de 2005), el 87% de los pozos (54 pozos) producen por bombeo mecánico y el 13% (8 pozos) por bombeo electro sumergible (BES).

Inicialmente, para la explotación de los yacimientos se cañoneó las arenas Cantagallo (CG), sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas. Solo en los 44 pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se

cañonearon las arenas C y en menor proporción las arenas B (producción conjunta). Posteriormente, debido básicamente a la declinación de los pozos en las arenas CG, el 86% de los pozos se completó en las arenas C o B y produce conjuntamente las zonas en la mayoría de ellos. Recientemente, se recompletó el pozo CG-7 (considerado no comercial en los años 40) en las arenas Cantagallo y las arenas C, y está produciendo 53 BOPD con 18% de BSW. Actualmente (Diciembre de 2005), hay 62 pozos productores activos, de los cuales 13 producen de las arenas Cantagallo, siete de las arenas C, dos de las arenas B, 31 producen conjuntamente de las arenas C y CG, uno de las arenas B y CG, cuatro de las arenas B, C y CG y cuatro de las arenas B y C.

El Campo alcanzó su máximo desarrollo en agosto de 1962, con una producción de 20340 BOPD, un BSW del 2% y con 43 pozos activos. La producción actual (Diciembre de 2005) de petróleo del Campo es de 9762 BOPD, de los cuales las arenas Cantagallo aportan el 61% de la producción con 5968 BOPD. La producción de agua y gas es 3150 BWPD y 3.54 MPCD respectivamente, el corte de agua promedio (BSW) de 24% y la relación gas aceite (GOR) de 363 SCF/BL.

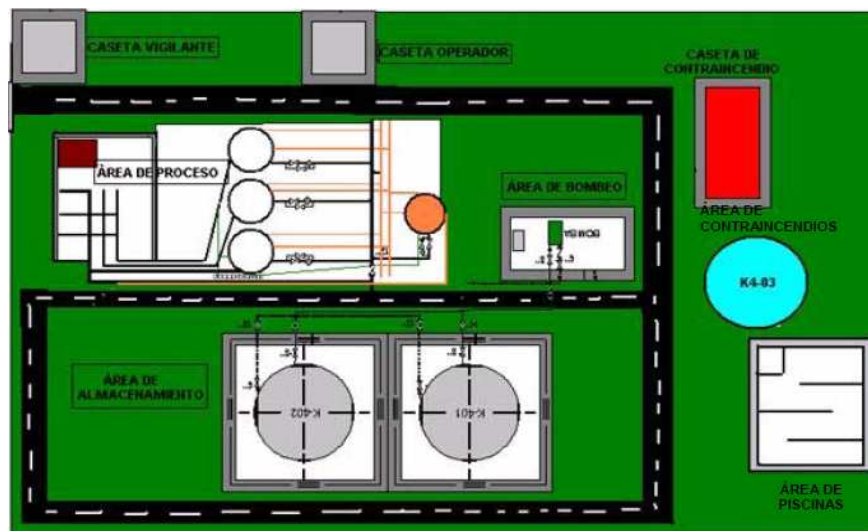
3.4 DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN ISLA CUATRO DEL CAMPO CANTAGALLO

La estación es básicamente una unidad de recolección, almacenamiento y bombeo de crudo. El proceso general, consiste en el recibo de crudo de 21 pozos del campo Yariguí, medición y separación de las fases líquida y gas, por medios mecánicos y químicos, almacenamiento y envío de crudo a la planta deshidratadora Isla VI, donde se procesa hasta cumplir con las mínimas condiciones de salinidad y BSW exigidas por el Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) para ser recibido por éste. Actualmente la estación no cuenta con un sistema de tea que permita controlar las sobrepresiones que se puedan presentar en los separadores. El gas se envía a la Planta Compresora

Yariguí, de donde se envía al Complejo Industrial Barrancabermeja a través de una línea de 4" y se le suministra gas al Municipio de Puerto Wilches, y a los corregimientos Sogamoso y kilómetro 8 del mismo municipio.

La estación de recolección de crudo Isla IV, se extiende en un área aproximada de 8.000 m², y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como: El área de proceso, el área de almacenamiento, área de bombeo, el área de piscina, área de contraincendios, área de caseta principal-vigilancia, el área de prado y carreteable. Dichas áreas con su respectiva ubicación se pueden observar en la Figura 27.

Figura 27. Diagrama de la estación isla cuatro.



Fuente: ECOPETROL

3.4.1 Área de Proceso General. Es el área en la cual se lleva a cabo el proceso de separación de fluido (aceite + agua) y gas. Cada uno de los equipos y/o componentes que están dentro de la estación se encuentran descritos específicamente a continuación:

- Múltiple General

Cabezal de recolección de crudo, que recibe tres líneas. Una es el colector general de varios en 8" y otra corresponde a la línea general de prueba de 4", por ambas ingresa el crudo proveniente de las islas II, III y IV que pertenecen a la estación. La tercera línea de 4" está deshabilitada.

Figura 28. Múltiple general.



Fuente: ECOPETROL

Las líneas mediante un juego de válvulas se comunican con tres colectores, uno de 8" y dos colectores de 4" cada uno. El juego de válvulas en el múltiple permite enviar todo el fluido al separador de varios (SE-402) a través de una línea de 6" o si algún pozo esta en prueba, se puede direccionar a uno de los separadores de prueba (SE-401, 403) a través de una línea de 6" o 4"- en estos momentos el separador (SE-401) se encuentra fuera de servicio.

La producción proveniente de las islas I, II y IV se envía al separador de varios o por "by-pass" al múltiple de prueba cuando se requiere medir la producción. El "by-pass" también le permite enviar directamente la producción a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 6" dado el caso de que los separadores se encuentren en mantenimiento o fuera de servicio.

- Separadores

La estación isla cuatro cuenta con tres (3) separadores verticales bifásicos (líquido-gas) de color blanco, Dos (2) de los cuales son separadores de prueba (SE-401/SE-402), y uno (1) es separador general (SE-403), mediante las cuales se puede medir la cantidad de gas y crudo producido.

Figura 29. Separadores estación Isla cuatro.



Fuente: ECOPETROL

- Separador General de Producción

Es un recipiente cilíndrico, vertical que cumple la función de separación bifásica, es decir, permite la separación de las fases agua-aceite y gas mediante la utilización de medios mecánicos. Internamente el separador se encuentra constituido por dos cámaras principales: la primera conforma la sección bifásica y la segunda la sección de almacenamiento de crudo.

El crudo proveniente del múltiple general entra por la parte media del separador mediante un tubo en forma de "T" produciéndose una separación inmediata de fases por pérdida de energía cinética, al chocar con las paredes del separador. El gas generado pasa a través de un eliminador de neblina localizado en la parte superior de la cámara de almacenamiento y de allí al depurador de gas a través de un colector a presión constante.

La fase líquida se precipita al fondo de la cámara bifásica, de allí el fluido pasa al colector de llenado de tanques.

Figura 30. Separador general.



Fuente: ECOPETROL

- Separadores de Prueba

Separadores tipo vertical bifásico, es decir solo permiten la separación de las fases líquido y gas. Estos están dimensionados de tal forma que en condiciones críticas de operación (separadores generales fuera de servicio), la carga total de fluido en la estación, pueda ser manejada por dicho separador.

El fluido proveniente de los múltiples de prueba, entra a los separadores por la parte lateral superior de los recipientes. En el interior se produce una separación de fases debido a la reducción de la energía cinética, cada separador esta 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 a presión constante hasta 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 durante la fase de vaciado del equipo y se almacena en los tanques. Por el momento solo se tiene un solo separador de prueba en funcionamiento, el otro se encuentra fuera de servicio.

Figura 31. Separador de prueba.



Fuente: ECOPETROL

- Depurador

- Un (1) depurador de gas de color naranja (D-401), en donde se recibe el gas producido en los separadores, para ser enviado a la Planta Compresora Yariguí ubicada en el área de Puerto Wilches.

El gas que se produce en el los separador de prueba y en el separador general de la estación, se envía a un depurador de gas (D-401) a través de un colector de 6", el cual se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora en Puerto Wilches. Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla, que se encarga de seleccionar el tamaño de las partículas de gas, reteniendo los condensados.

Figura 32. Depurador.



Fuente: ECOPETROL

- 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.

- 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 Isla IV, la cantidad de crudo y agua producida se mide en los tanques de almacenamiento y para el gas se emplea un medidor tipo diferencial en la línea que va hacia el depurador.

- **Medidor tipo diferencial:** Medidor basado en la relación que existe entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar éste a través de una restricción en la tubería.

Figura 33. Medidor tipo diferencial.



Fuente: ECOPETROL

En la estación, este sistema se encuentra instalado en la línea de salida del separador de prueba.

- 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:

- Indicadores de presión (PI).
- Indicadores de nivel.

- 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, el sistema de control se realiza por lo general de forma manual.

- *Sistemas de Control Manual:* Son válvulas operadas de forma manual. La mayoría de válvulas manuales en la estación isla IV 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 34. Válvula PSV.



Fuente: ECOPETROL

3.4.2 Área de Almacenamiento y Bombeo de Crudo. La estación isla IV del campo cantagallo cuenta con una área de almacenamiento y bombeo de crudo las cuales se detallan a continuación.

- **Área de almacenamiento.** Área identificada por dos (2) diques, con piso en emulsión asfáltica para los tanques de almacenamiento y los equipos que integran esta área son:

- Un (1) tanque circular de techo cónico fijo (K-401), con capacidad de almacenamiento de 10.000 barriles.
- Un (1) tanque circular de techo cónico fijo (K-402), con capacidad de almacenamiento de 4.300 barriles.

Figura 35. Tanques de almacenamiento.



Fuente: ECOPETROL

El fluido que viene del separador general de producción, separador de prueba y el depurador, pasa directamente a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 8 pulgadas. El sistema de almacenamiento de crudo esta compuesto por dos (2) tanques circulares, de techo cónico fijo, uno con capacidad de 10.000 barriles-K4-01- y otro con capacidad de 4.300 barriles -K4-02-. Cada tanque esta dotado con aberturas en la parte superior con el objeto de prevenir deformaciones

estructurales, debido al desequilibrio de presiones durante las operaciones de llenado o vaciado de los mismos.

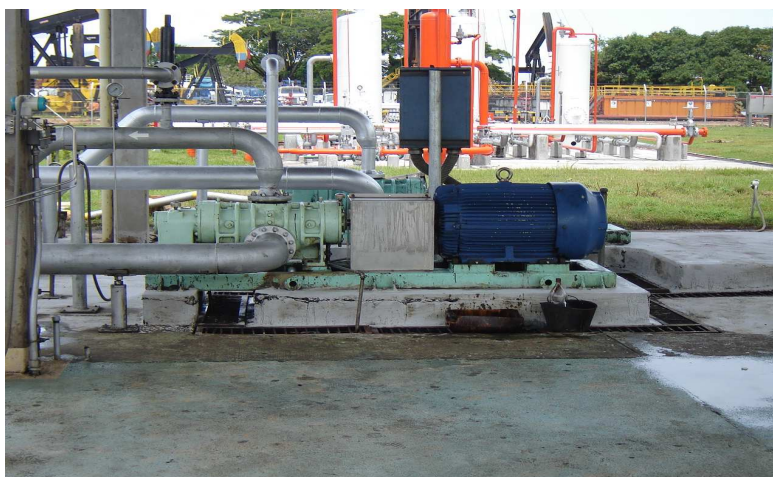
Alrededor de los tanques de almacenamiento, se encuentra un sistema de diques, con piso en emulsión asfáltica, para separarlo y aislarlo de las demás áreas en caso de conflagración o falla del recipiente.

- Área de bombeo de crudo.

La caseta de bombas consta de un sistema principal eléctrico y uno auxiliar con un motor a gas y bomba.

Para el sistema de bombeo principal se usa el eléctrico con un motor Westhing House y bomba Warren Pumas LLC y un sistema auxiliar con una bomba de desplazamiento positivo Gardner Denver y motor Caterpillar. Estas bombas mantienen un flujo de crudo uniforme a través de la línea de descarga, lo que evita la formación de picos o crestas que generan cavitación y fluctuaciones en la tubería.

Figura 36. Área de bombeo.



Fuente: ECOPETROL

3.4.3 Área de contraincendios. Este sistema se diseña para extinguir o controlar cualquier incendio o explosión que se presente dentro de la estación. Los equipos que lo conforman son los siguientes:

- Un (1) tanque de almacenamiento de agua (K4-03) con una capacidad de 1000 Bls, al cual recibe agua a través de la red de distribución del campo.

La recepción de agua en el tanque se hace por medio de una línea de 4". En la parte externa del tanque se puede observar un indicador de nivel tipo regleta, el cual permite evaluar la cantidad de agua existente en el tanque fácilmente.

Figura 37. Tanque de Contraincendios.



Fuente: ECOPETROL

- Sistema de hidrantes, que conforman un anillo de enfriamiento y pueden ser sectorizados mediante los pares de válvulas de compuerta. Existen instalados un total de 11 hidrantes, de los cuales 2 son para el uso de espuma de color verde, y se encuentran distribuidos de la siguiente

manera: Piscina 2, Tanques de almacenamiento 6, Caseta contraincendios 1 y área de procesos 2.

- Gabinetes Contraincendios: La estación cuenta con tres (3) gabinetes dotados e instalados en la caseta contraincendios, caseta del operador y en la entrada principal.
- Bomba Eléctrica: Cuenta con un motor eléctrico EMERSON, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.
- Bomba Contraincendios del Motor Diesel: Cuenta con un motor diesel, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.
- Tanque de Químico y espuma: Cuenta con un tanque de almacenamiento de químico para ser mezclado con agua y obtener la espuma que se aplica. Cada uno de los tanques de almacenamiento cuenta con un dispositivo para la aplicación en la parte superior en caso de ser requerido.

Figura 38. Tanque de Almacenamiento de Químico



Fuente: ECOPETROL

- Bomba de Trasiego: El sistema contraincendios cuenta con una bomba que permite tomar agua de la piscina en caso de ser necesario.

3.4.4 Sistema de Inyección de Químico. Con el objeto de romper la emulsión de agua en aceite, se inyecta un químico desemulsificante (ROMPEDOR DE EMULSION) en las líneas de entrada de los separadores. 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 del múltiple general de la estación.

Figura 39. BullDrum Tambor de Almacenamiento 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 con capacidad de 330 galones.

- Una (1) bombas dosificadores reciprocas marca “Pulsateeder”, acopladas a un motor eléctrico.
- Boquillas de inyección tipo flauta.
- 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 a los separadores 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. La función de este químico es la de romper la emulsión agua aceite, para poder separar el agua del crudo en el separador.

3.4.5 Área de piscina. Esta área es utilizada para la recolección de las aguas lluvias y aguas aceitosas provenientes del proceso de separación y del proceso de extracción de la Isla IV.

Figura 40. Área de piscinas.



Fuente: ECOPELROL

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

- Un sumidero de aguas aceitosas que recibe los drenajes de la trampa del manifold general, caseta de bombas, separadores y contrapozos de la Isla 4, en el cual se recupera éste crudo para posteriormente bombearlo a los tanques de la estación.
- Bomba centrífuga vertical (P-402) de 60 GPM a través de la cual se bombea a los tanques de almacenamiento. Este cárcamo utiliza la Ley de Stokes para realizar la separación agua-crudo.
- Una (1) piscina de aguas lluvias con capacidad de 9.340 barriles.

3.4.6 Área de Caseta Principal y Vigilancia. Para el uso del vigilante y del operador de la estación, quien es el encargado de realizar las diferentes actividades inherentes a la misma como la puesta en prueba de los pozos, medición de tanques, bombeo de crudo, toma de variables del proceso y elaboración de permisos de trabajo.

Figura 41. Área de caseta principal y vigilancia.



Fuente: ECOPETROL

4. ALTERNATIVAS DE REDISEÑO

La estación Isla IV cuenta con tres separadores bifásicos verticales dos de los cuales son separadores de prueba y un separador general, mediante los cuales se puede medir la cantidad de gas y crudo producido. Las dimensiones del separador general y un separador de prueba son; diámetro= 4ft, Longitud= 12ft. El separador restante es de menor tamaño y se encuentra fuera de servicio.

Estos separadores son los adecuados para la estación con las tasas actuales de producción pero debido al aumento en el precio del barril y los sistemas de recobro de crudo existentes se realizará en el campo un proyecto de inyección de agua con el fin de obtener una mayor producción y una menor cantidad de aceite residual aprovechando las condiciones de yacimiento del campo Cantagallo.

Al momento de llevarse a cabo este nuevo proyecto en el campo se hace necesario de un nuevo diseño en el sistema de separación de fluidos con el fin de optimizar la producción y obtener un buen desempeño en la estación de manera que sea rentable y satisfactorio para dicho proyecto.

Para la realización del nuevo diseño se tuvieron en cuenta los separadores ya existentes, esto con el fin de minimizar la inversión, también se tuvo en cuenta las propiedades de los fluidos, la cantidad de sólidos y finos en suspensión y la gran cantidad de agua emulsionada con lo que no se hace necesario la utilización de separadores trifásicos ya que el rompimiento de la emulsión, según pruebas de botella realizadas está alrededor de 8 horas. Por esta razón no se manejan en las alternativas que se plantearan posteriormente.

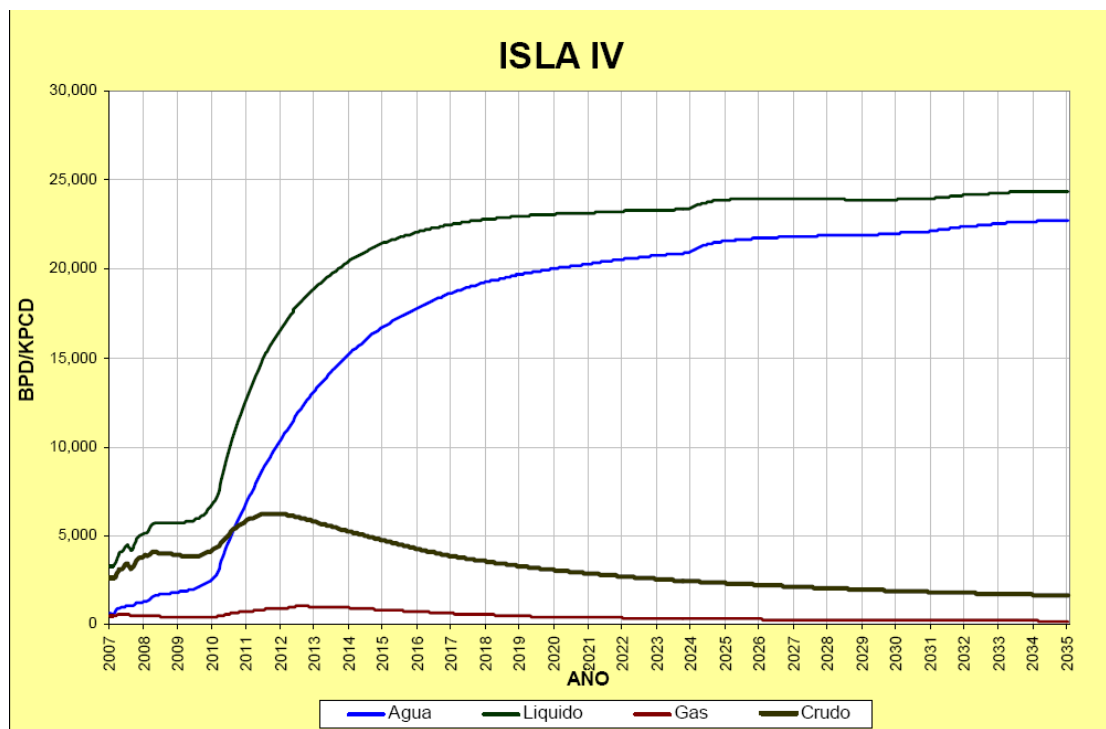
La estación en estos momentos no cuenta con un gun barrel debido a que no es necesario a las condiciones actuales, pero al momento de realizarse el proyecto

de inyección se debe tener en cuenta su implementación, dados los altos tiempos de residencia que tienen y la buena experiencia que hay en dicho proceso de separación; para ello se plantearán una serie de alternativas las cuales se comprobarán por medio de cálculos obteniendo el diseño adecuado.

Después de plantear las alternativas se procederá a la evaluación detallada de cada una, dando como resultado el objetivo de este trabajo el cual es un nuevo diseño que sea el adecuado para optimizar la producción de dicha estación.

En la siguiente gráfica se pueden observar las predicciones de producción en la estación Isla IV.

Figura 42. Pronostico de producción de la estación isla IV.



Fuente: ECOPETROL

En la tabla 5 se muestran los flujos a tratar en la Estación isla IV de acuerdo con los pronósticos de producción.

Tabla 5. Escenarios de máxima producción de crudo, agua y gas para la estación isla IV.

ESCENARIO	FLUJO CRUDO (BOPD)	FLUJO AGUA (BWPD)	FLUJO LIQUIDO (BFPD)	FLUJO GAS (KPCD)
Oct - 2011	6244.1	9700.4	15994.5	885.3
Ene - 2035	1625.3	22723.6	24389.9	198.7
Jul - 2012	6044.1	11918.4	17962.5	1031.3

Fuente: ECOPETROL

A continuación se plantearán las alternativas de rediseño más apropiadas para su implementación en la estación.

1. Utilizar los dos separadores de igual tamaño existentes en la estación como separadores generales colocándolos en paralelo y diseñar un separador de prueba para que trabaje junto con el separador de prueba que se encuentra fuera de servicio el cual debe ser reacondicionado.
2. Instalar un separador general vertical nuevo de las dimensiones requeridas para lograr la separación y utilizar los existentes como separadores de prueba.
3. Instalar un separador general horizontal nuevo de las dimensiones requeridas para lograr la separación y utilizar los existentes como separadores de prueba.
4. Diseñar dos separadores bifásicos verticales para manejar en su totalidad la producción que llega a la estación y los separadores existentes trabajando como de prueba.

El fluido que sale de estos separadores se deberá tratar en un gun barrel para disminuir el contenido de agua emulsionada.

Las alternativas de implementación del gun barrel son:

1. Convertir el tanque de almacenamiento (4300 bbls) a gun barrel.
2. Convertir el tanque de almacenamiento (10000 bbls) a gun barrel.
3. Diseñar un nuevo gun barrel.

Para la ejecución de las alternativas anteriormente planteadas se tomó en cuenta tanto las condiciones actuales de producción como los escenarios de máxima producción de crudo, agua y gas que espera tenerse una vez se ejecute el proyecto de inyección de agua.

4.1 DATOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS

A continuación se presentan los datos utilizados para la ejecución de las alternativas planteadas.

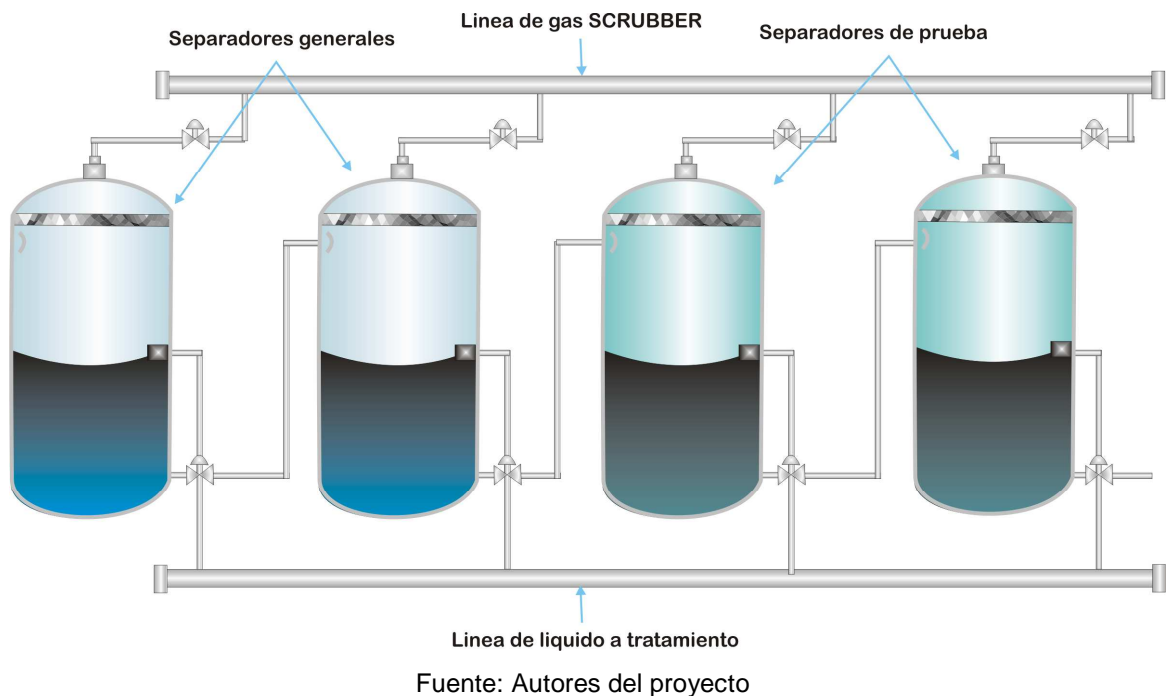
Tabla 6. Datos utilizados para el diseño de equipos.

	CONDICIONES ACTUALES	MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO	MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	MAXIMA PRODUCCION DE GAS
PRESIÓN SEPARADORES (psig)	30			
TEMPERATURA SEPARADORES (°F)	110			
GOR (SCF/STB)	199,8	141,8	122,3	170,6
BSW (%)	21,6	60,8	93,3	66,4
FLUJO DE CRUDO (BOPD)	3553	6244,1	1625,3	6044,1
FLUJO DE AGUA (BWPD)	978	9700,4	22723,6	11918,4
FLUJO DE GAS (KPCD)	710	885,3	198,7	1031,3
GRAVEDAD API	19,1			
VISCOSIDAD DEL CRUDO (CP)	137,976			
VISCOSIDAD DEL GAS (CP)	0,0121			
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0,6799			
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE	0,9395			
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	0,98			
DENSIDAD DEL GAS (Lb/ft ³)	0,05191			
DIÁMETRO DE PARTÍCULA D _M (micrones)	100			
TIEMPO DE RESIDENCIA DEL LÍQUIDO (minutos)	2			

4.2 ALTERNATIVA 1

Diseñar un separador de prueba para que trabaje junto con el separador de prueba que se encuentra fuera de servicio el cual debe ser reacondicionado y utilizar los dos separadores restantes como separadores generales colocándolos en paralelo.

Figura 43. Alternativa 1.



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

CONDICIONES ACTUALES

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	30	9.8	3.9
2.5	30	10.7	4.3
	36	9.4	3.1
3	30	11.6	4.6
	36	10	3.3

MAXIMA PRODUCCION CRUDO

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	12.6	3.6
2.5	42	14.2	4.1
	48	12.3	3.1
3	42	15.7	4.5
	48	13.5	3.4

MAXIMA PRODUCCION AGUA

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	15.9	4.5
	48	13.7	3.4
2.5	48	15.5	3.9
	54	13.6	3
3	48	17.3	4.3
	54	15	3.3

MAXIMA PRODUCCION GAS

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	13.4	3.8
2.5	42	15.2	4.3
	48	13.1	3.3
3	42	16.9	4.8
	48	14.5	3.6

De las tablas anteriores se obtuvieron las dimensiones de dos separadores verticales bifásicos los cuales son eficientes para manejar los tres escenarios de máxima producción; estas dimensiones son:

Diámetro= 42 in

Longitud= 15.9 ft

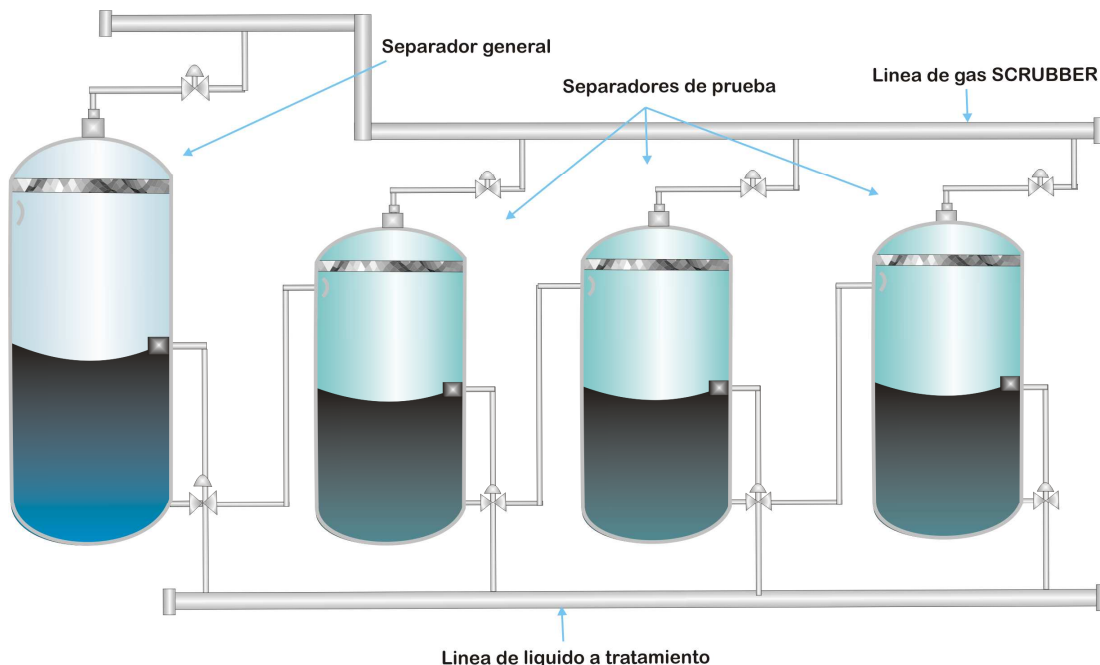
Estos valores se escogieron teniendo en cuenta que eran los mayores para un tiempo de residencia de dos minutos debido a que para las características del crudo este tiempo es el adecuado.

De esto se podría decir que los dos separadores actuales trabajando en paralelo no estarían en condiciones de manejar los escenarios de máxima producción ya que las dimensiones de los separadores necesarios superan las dimensiones de los dos separadores existentes (48 in de diámetro y 12 ft de longitud) por lo cual no serían apropiados; por esta razón se desechara esta alternativa ya que se asume no viable para nuestros propósitos.

4.3 ALTERNATIVA 2

Instalar un separador general vertical nuevo de las dimensiones requeridas para lograr la separación y utilizar los existentes como separadores de prueba.

Figura 44. Alternativa 2.



Fuente: Autores del proyecto

Considerando tanto las condiciones actuales como los escenarios de máxima producción de crudo, agua y gas, se evaluó la capacidad al instalar un separador general nuevo vertical bajo los parámetros mencionados en el numeral anterior.

CONDICIONES ACTUALES

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	36	11.2	3.7
2.5	36	12.4	4.1
	42	10.8	3.1
3	36	13.6	4.5
	42	11.7	3.3

MAXIMA PRODUCCION CRUDO

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	48	15.9	4
	54	13.9	3.1
2.5	48	18.3	4.6
	54	15.8	3.5
3	54	17.7	3.9
	60	15.6	3.1

MAXIMA PRODUCCION DE AGUA

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	54	17.9	4
	60	15.7	3.1
2.5	54	20.8	4.6
	60	18.1	3.6
3	60	20.4	4.1

MAXIMA PRODUCCION DE GAS

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	48	17.2	4.3
	54	14.9	3.3
2.5	48	19.9	5
	54	17	3.8
3	54	19.2	4.2
	60	16.7	3.3

Para la selección de las dimensiones del nuevo separador general vertical bifásico esta estuvo influenciada por el escenario de mayor producción de fluido para este

caso la producción de agua, de esto podemos concluir que las dimensiones más acertadas según las tablas anteriores son:

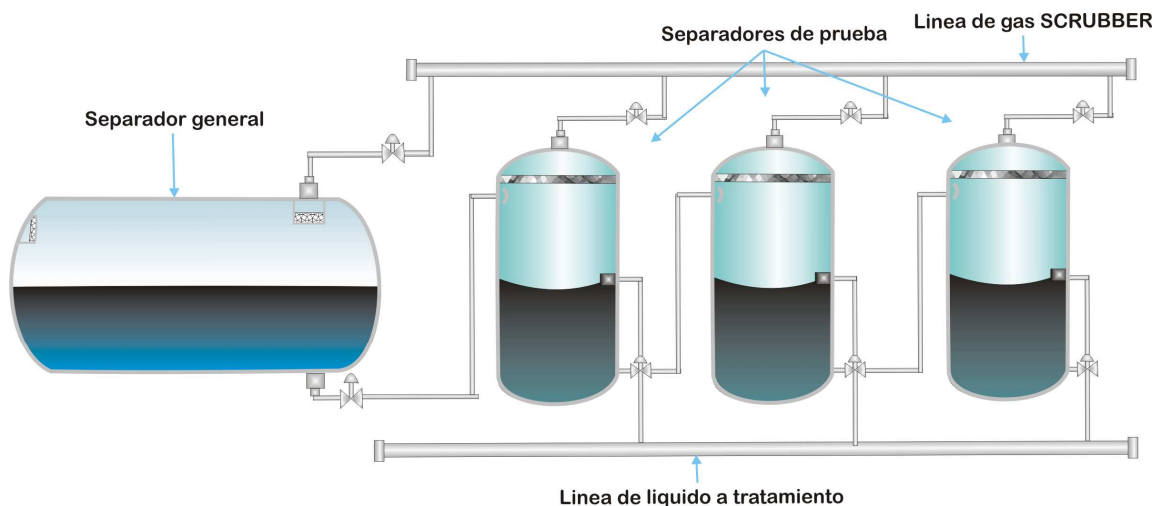
Diámetro= 54 in

Longitud= 17.9 ft

4.4 ALTERNATIVA 3

Instalar un separador general horizontal nuevo de las dimensiones requeridas para lograr la separación y utilizar los existentes como separadores de prueba.

Figura 45. Alternativa 3.



Fuente: Autores del proyecto

En el diseño de un separador general horizontal nuevo se evaluó la capacidad considerando tanto las condiciones actuales como los escenarios de máxima producción de crudo, agua y gas.

CONDICIONES ACTUALES

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	36	13.3	4.4
2.5	42	12.2	3.5
3	36	14.7	4.2

MAXIMA PRODUCCION CRUDO

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	54	20.8	4.6
	60	16.9	3.4
2.5	60	21.1	4.2
3	60	25.3	5

MAXIMA PRODUCCION AGUA

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	72	17.9	3
2.5	72	22.4	3.7
3	72	26.8	4.5

MAXIMA PRODUCCION GAS

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	60	19	3.8
2.5	60	23.8	4.8
3	72	19.8	3.3

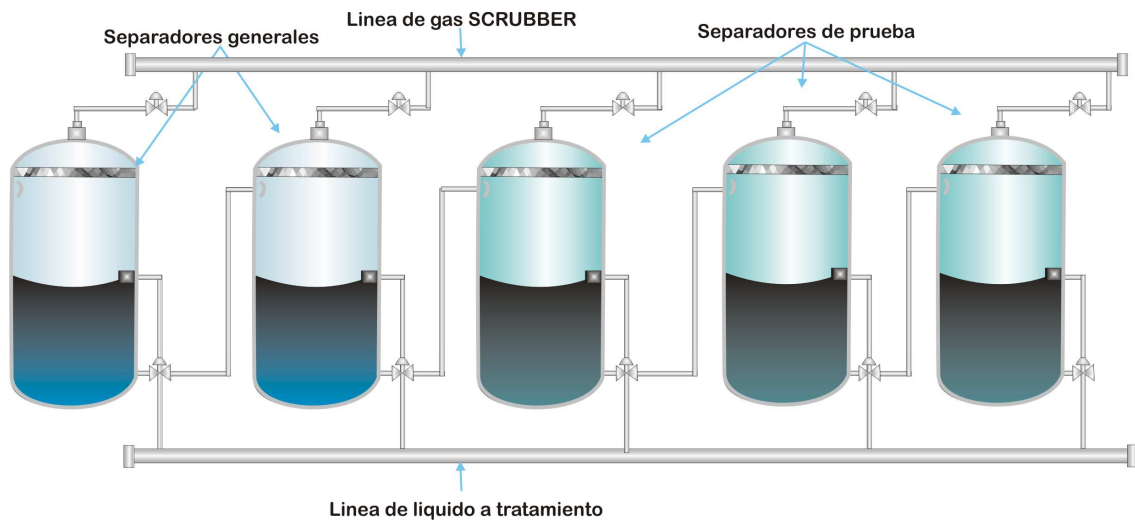
Las dimensiones apropiadas para el separador bifásico horizontal según las tablas anteriores y el cual esta en capacidad de manejar los escenarios de máxima producción ya mencionados son:

Diámetro= 72 in
Longitud= 17.9 ft

4.5 ALTERNATIVA 4

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

Figura 46. Alternativa 4.



Fuente: Autores del proyecto

CONDICIONES ACTUALES

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	30	9.8	3.9
2.5	30	10.7	4.3
	36	9.4	3.1
3	30	11.6	4.6
	36	10	3.3

MAXIMA PRODUCCION CRUDO

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	12.6	3.6
2.5	42	14.2	4.1
	48	12.3	3.1
3	42	15.7	4.5
	48	13.5	3.4

MAXIMA PRODUCCION AGUA

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	15.9	4.5
	48	13.7	3.4
2.5	48	15.5	3.9
	54	13.6	3
3	48	17.3	4.3
	54	15	3.3

MAXIMA PRODUCCION GAS

TIEMPO DE RESIDENCIA (min)	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)	RELACION ESBELTEZ
2	42	13.4	3.8
2.5	42	15.2	4.3
	48	13.1	3.3
3	42	16.9	4.8
	48	14.5	3.6

De las tablas anteriores y teniendo en cuenta el tiempo de residencia adecuado se obtienen las dimensiones de dos separadores verticales bifásicos los cuales son apropiados para los pronosticos de producción; estas dimensiones son:

Diámetro= 42 in

Longitud= 15.9 ft

4.6 DISEÑO DEL GUN BARREL.

Los datos utilizados para el diseño del Gun barrel son:

Tabla 7. Datos utilizados para el diseño del Gun barrel.

Presión tanque (psia)	14,7
Temperatura separadores (F)	100
BSW	25-30
Flujo de crudo (BPD)	6244,1
Flujo de agua (BPD)	22723,6
Densidad API	19,1
Viscosidad del crudo (CP)	178,22
Factor de corto circuito	1,053
Gravedad específica del agua	1,065
Gravedad específica del petróleo	0,9395
Diámetro mínimo de partícula (micrones)	500
Tiempo mínimo de residencia (Horas)	8

Para el diseño del Gun barrel se plantearon las siguientes tres alternativas:

4.6.1 Conversión del tanque almacenamiento (4300 bbls) a gun barrel. Para esta conversión, se utilizaron las dimensiones existentes del tanque de almacenamiento (Diámetro = 381,4 in y Altura = 30,4 ft), y por medio de cálculos se comprobó si este se podría utilizar para manejar las máximas cantidades de agua y aceite.

Lo primero que se realizó fue hallar el diámetro del gun barrel 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 contará con un distribuidor y un colector de manera tal que la eficiencia de proceso debido a esto sea del 95% ($F=1/E.$)

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

$$d = 81,8 \left[\frac{1,053 * 6244,1 * 178,22}{(1,065 - 0,9395) * (500)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 499,9 \text{ in}$$

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

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

$$h = \frac{1,053 * 480 * 6244,1}{0,12 * 499,9^2}$$

$$h_o = 105,24 \text{ in} = 8,77 \text{ ft}$$

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:

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

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

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

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

$$d_m = \sqrt{81,8^2 \frac{1,053 * 6244,1 * 178,22}{(1,065 - 0,9395) * (381,4)^2}}$$

$$d_m = 655,36 \text{micrones.}$$

A partir de este resultado se opto por utilizar un diámetro de partícula ($d_m = 700$ 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.

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

$$d = 81,8 \left[\frac{1,053 * 6244,1 * 178,22}{(1,065 - 0,9395) * (700)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 357,1 \text{ in}$$

Manteniendo el diámetro de partícula ($d_m=700$ 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.

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

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

$$h_{LIQ} = 0,9 * 30,4 \text{ ft} = 27,4 \text{ ft}$$

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

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

$$h_o = \frac{27,4 \text{ ft}}{2} = 13,7 \text{ ft} \approx 164,4 \text{ in}$$

$$h_w = \frac{27,4 \text{ ft}}{2} = 13,7 \text{ ft} \approx 164,4 \text{ in}$$

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.

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

$$TR_o = \frac{0,12 * 164,4 * 381,4^2}{1,053 * 6244,1}$$

$$TR_o = 436,4 \text{ min} \approx 7,3 \text{ hr}$$

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

$$TR_w = \frac{0,12 * 164,4 * 381,4^2}{1,053 * 22723,6}$$

$$TR_w = 119,9 \text{ min} \approx 2 \text{ hr}$$

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

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

$$h_o = \frac{1,053 * 480 * 6244,1}{0,12 * 381,4^2}$$

$$h_o = 180,8in \approx 15,07ft \approx 4,6m$$

Colchón de agua

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

$$h_w = \frac{1,053 * 480 * 22723,6}{0,12 * 381,4^2}$$

$$h_w = 657,9in \approx 54,8ft \approx 16,7m$$

Altura del gun barrel

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

$$h_{GUN} = \frac{15,07 + 54,8}{0,9} \approx 77,63ft$$

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

Con el calculo de la altura y los realizados anteriormente quedo demostrado que la conversión del tanque de almacenamiento de 4300 bls no fue viable.

4.6.2 Conversión del tanque almacenamiento (10000 bbls) a gun barrel. Para esta conversión, se utilizaron las dimensiones existentes del tanque de almacenamiento (Diámetro = 577,4 in y Altura = 30,9 ft), y por medio de cálculos se comprobó si se podía utilizar para manejar las máximas cantidades de agua y aceite.

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

$$d = 81,8 \left[\frac{1,053 * 6244,1 * 178,22}{(1,065 - 0,9395) * (500)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 499,9 \text{ in}$$

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

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

$$h = \frac{1,053 * 480 * 6244,1}{0,12 * 499,9^2}$$

$$h_o = 105,24 \text{ in} = 8,77 \text{ ft}$$

Al realizar los cálculos para el diseño del gun barrel con las propiedades del fluido se confirmo que la conversión del tanque de almacenamiento de 10000 bls a gun barrel es viable.

4.6.3 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 ($TR_o=TR_w$).

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

$$d = 81,8 \left[\frac{1,053 * 6244,1 * 178,22}{(1,065 - 0,9395) * (500)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 499,9 \text{ in}$$

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

$$h_o = \frac{1,053 * 480 * 6244,1}{0,12 * 499,9^2}$$

$$h_o = 105,24 \text{ in} \approx 8,77 \text{ ft}$$

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

$$h_w = \frac{1,053 * 480 * 22723,6}{0,12 * 499,9^2}$$

$$h_w = 383in \approx 31,9ft$$

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

$$h_{LIQ} = 8,77 + 31,9 \approx 40,67ft$$

$$h_{GUN} = \frac{h_{LIQ}}{0,9} = \frac{40,67ft}{0,9} = 45,19ft$$

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

PIERNA DEL GUN

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

$$GE_o = \frac{141,5}{131,5 + API} = \frac{141,5}{131,5 + 19,1} = 0,9395$$

$$\rho_o = GE_o * \rho_w$$

$$\rho_o = 0,9395 * 62,4 \frac{lb}{ft^3} = 58,62 \frac{lb}{ft^3}$$

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

$$H_L = \frac{\left(58,62 \frac{lb}{ft^3} * 8,77 ft\right) + \left(62,4 \frac{lb}{ft^3} * 31,9 ft\right)}{62,4 \frac{lb}{ft^3}}$$

$$H_L = 41,1 ft$$

Las características del nuevo gun barrel son:

Altura Total=45,19ft

Diámetro=499,9 in

Tiempo de residencia=8 horas

Diámetro de partícula=500 micrones

Altura de la pata de agua=41,1ft

Al haberse estudiado las tres alternativas anteriores se puede concluir que el mejor diseño de manejo de agua en la estación Isla IV es la de implementar un nuevo gun barrel (diámetro=499,9in, Longitud=45,19ft) el cual cumpla a su vez especificaciones de tanque.

El tanque de almacenamiento de 10000 bbls se deberá convertirse a gun barrel cumpliendo a su vez funciones de tanque, y el tanque de almacenamiento de 4300 bbls deberá seguir funcionando como tanque.

Esto con el fin de tener entre los tres, dos gun barrel y tres tanques para en el momento de requerir alguno de ellos mantenimiento, tener otro para sustituir al anterior.

5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE REDISEÑO

Para la selección de la alternativa adecuada en el nuevo diseño del sistema de separación en la estación Isla IV del campo Cantagallo se tuvo en cuenta condiciones económicas, espacio, manejo de sólidos, control de espuma, relación gas-liquido y flexibilidad operacional.

Cada una de estas condiciones de analisis por separado teniendo en cuenta la situación de la estación y el fluido tratado en ella.

- Economía. Este punto es uno de los más importantes ya que se debe seleccionar la alternativa que no devenga tantos gastos y que sea la más eficiente en el manejo de los fluidos a tratar, aunque en las alternativas propuestas este punto no difiere mucho entre ellas ya que las dimensiones de los separadores son similares.
- Espacio. se debe tener en cuenta las instalaciones en cuanto a espacio disponible para la adaptación de nuevos equipos ya que la estación isla IV tiene espacios reducidos lo cual me vería afectado en la aplicación de algunas de estas alternativas.
- Manejo de Sólidos. El fluido que se maneja en la estación trae consigo finos y sólidos en suspensión y al momento de poner en practica el proyecto de inyección estas cantidades aumentaran considerablemente lo cual hace que esta condición se halla tenido en cuenta para la selección de la alternativa, siendo mas apropiado un separador vertical que un horizontal.

- Manejo de Espuma. El problema de espumas esta presente en los fluidos que son tratados en la estación con lo cual se hace conveniente utilizar un separador horizontal el cual brinda buenos resultados a este tipo de problema.
- Relación Gas-Líquido. Para determinar el tipo de separador adecuado se debe tener en cuenta esta relación pues para un fluido cuya RGL sea menor a 500, se debe utilizar un separador vertical y si esta relación RGL es mayor a 2000, lo apropiado es utilizar un separador horizontal.
- Flexibilidad Operacional. Este criterio es uno de los más importantes al momento de hacer la selección de la alternativa ya que se debe tener en cuenta la disponibilidad de equipos adicionales en caso de ser necesario un mantenimiento.

A cada uno de los criterios anteriores se le asignó un porcentaje el cual se determinó de acuerdo a la importancia o influencia que tiene en el proceso de separación y a las condiciones de la estación, esto con el fin de tener una selección final de la alternativa adecuada para los datos futuros de producción, estos porcentajes son:

Tabla 8. Parámetros para la selección de la alternativa.

PARAMETRO	PORCENTAJE
ECONOMIA	25
ESPACIO	15
MANEJO DE SOLIDOS	15
MANEJO DE ESPUMAS	10
RELACION GAS – LIQUIDO	10
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	25

Fuente: Autores del proyecto

Las alternativas se clasificaron de acuerdo al desempeño y eficiencia que podrían demostrar en relación a los parámetros citados de la siguiente manera:

Tabla 9. Valoración de las alternativas.

CLASIFICACION	PUNTAJE
DEFICIENTE	1
REGULAR	2
BUENO	3
MUY BUENO	4
EXCELENTE	5

Fuente: Autores del proyecto

Para hacer la evaluación final de la alternativa se procedió a multiplicar el porcentaje del parámetro por el puntaje de la clasificación asignado a cada alternativa y de ahí se escogió la de mayor puntaje acumulado.

Tabla 10. Cuadro de decisión.

CRITERIO	PESO	ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3		ALTERNATIVA 4	
		Puntaje	Acumulado	Puntaje	Acumulado	Puntaje	Acumulado
Económico	25 %	4	1,0	4	1,0	3	0,75
Espacio	20 %	4	0,8	3	0,6	3	0,6
Manejo de sólidos	15 %	3	0,45	2	0,3	4	0,6
Manejo de espuma	10 %	3	0,3	4	0,4	3	0,3
Relación gas - líquido	10 %	3	0,3	4	0,4	3	0,3
Flexibilidad Operacional	20 %	2	0,4	2	0,5	4	0,8
TOTAL			3,25		3,2		3,35

Fuente: Autores del proyecto

Se puede ver según los cálculos que la alternativa mas viable y con mejor adaptación para el propósito del nuevo proyecto de reinyección el cual consiste en incrementar la producción, con un gasto mínimo en diseño y mantenimiento.

Con esto se puede concluir que el nuevo diseño de separación de la estación isla IV será:

Diámetro: 42 in

Longitud: 15,9 ft

Tiempo de residencia: 2 min

Este nuevo diseño será el adecuado para manejar las nuevas producciones junto con el diseño del nuevo gun barrel que es donde se terminara el proceso de separación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El nuevo proyecto de inyección de agua en el campo Cantagallo hace necesario un rediseño en los procesos de separación en la estación Isla IV teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el diagnóstico realizado a los equipos instalados, verificando con ello, que tienen una capacidad limitada para el manejo de los volúmenes de producción futuros.
- Al analizar las alternativas para el rediseño de la estación Isla IV se concluyó que no es viable la implementación de un separador horizontal general que maneje la producción total de la estación, pues no se cuenta con el espacio disponible para su adaptación, es poco confiable en el manejo de sólidos y adicionalmente presenta limitaciones operacionales que reducen la confiabilidad del proceso durante trabajos de mantenimiento.
- Con este proyecto y mediante cálculos con predicciones de producción en la estación quedó demostrado que la mejor alternativa de rediseño en el equipo de separación de superficie de la estación Isla IV es el de implementar dos nuevos separadores generales verticales, los cuales manejarán el total de la producción y los separadores existentes serán utilizados como separadores de prueba, reduciendo así, la inversión en equipos y mejorando la flexibilidad operacional.
- Teniendo en cuenta el aumento del agua de producción en la estación y la necesidad de separarla en la misma debido al proyecto de inyección de agua, se hace necesario implementar un tanque gun barrel que cumpla a su vez funciones de almacenamiento, el cual manejará la producción de líquidos que salen de los separadores; siendo necesario convertir el tanque de

almacenamiento de 10.000 bbls para que también cumpla condiciones de gun barrel, esto con el fin de lograr las especificaciones de flexibilidad operacional.

- Es necesario la implementación de un sistema de tea para controlar las sobrepresiones que se puedan presentar en los separadores por disparos de pozos o fallas en los sistemas de control de los mismos y minimizar con ello las pérdidas de fluido, daños a los equipos y alrededores de la estación, reduciendo los riesgos operacionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Primera edición, marzo 2002.
2. ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations V I: Design of Oil-Handling System and Facilities. Gula Publishing Company, 2ª ed. Houston, Texas. 1999.
3. GOMEZ HERNANDEZ, Adriana; CASTILLO, Julie. Definición de estándares operativos para tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.
4. GAMBOA GOMEZ, Diego; PEÑA SAENZ, Yuly. Determinación de estándares operativos para separadores. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.
5. REYES MONTOYA, Anderson; SERRANO PARDO; Jhon. Análisis y evaluación del comportamiento operacional de la estación auxiliar del campo Cantagallo. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
6. NARIÑO REMOLINA, Fredy.; Curso Manejo, Separación y Tratamiento de Fluidos de Producción. UIS Noviembre 30 y 1 de Diciembre del 2007.

BIBLIOGRAFIA

- LIZCANO DUARTE, German; GOMEZ ESTUPIÑAN, Benjamín. Facilidades de superficie para yacimientos de gases condensados. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 1995.
- PAEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado de Facilidades de Superficie. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- VANEGAS PORTILLA, Alfonso; VERA RUEDA, Gerardo. Diseño de sistemas de separación y tratamiento de la producción de crudo. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 1988.
- VILLAMIZAR L., L.I.; Consideraciones Básicas en el Diseño de un Sistema de Tea (Casos prácticos). Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1999.