

ANALISIS Y DIAGNOSTICO DEL FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE LA
ESTACION ISLA SIES EN EL CAMPO CANTAGALLO

MARLHIN AMADA LOPEZ MIRANDA
LEONARDO PATIÑO ZARATE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARMANGA
2008

ANALISIS Y DIAGNOSTICO DEL FUNCIONAMIENTO OPERACIONAL DE LA
ESTACION ISLA SIES EN EL CAMPO CANTAGALLO

MARLHIN AMADA LOPEZ MIRANDA
LEONARDO PATIÑO ZARATE

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el titulo de:
INGENIERO DE PETROLEOS

Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA
DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARMANGA
2008

DEDICATORIA

A mi Diosito Lindo y Precioso que siempre me ha acompañado en las buenas y en las malas y siempre me ha dado lo mejor para vivir.

A mi mami, con todo mi amor y agradecimiento por su apoyo incondicional, que me enseñó a dar desde mis primeros pasos hasta el gran salto como profesional y por ser la inspiración de mi vida.

A mi papá, porque con su esfuerzo y apoyo logró formar la persona que hoy soy.

LEONARDO

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero FREDY NARIÑO REMOLINA, por ser nuestro director y amigo, por su ayuda desinteresada y apoyo en cada una de las etapas de realización de este proyecto.

A mi amigo Fabio Pinzón, ya que sin su ayuda y apoyo hubiera podido ser poco factible la consecución final de este proyecto.

A la escuela de ingeniería de petróleos y a todos los que se cruzaron en algún momento en nuestro camino, por sus enseñanzas y aportes que nos fueron formando como personas y como profesionales.

DEDICATORIA

A mi novio DIOCITO porque siempre me mostro su cara humana y amable en todos los que me rodeaban, nunca me dejo desfallecer y me demostró detalle a detalle que tratar de ser siempre una mejor persona tiene su GRAN recompensa (véase aquí reflejado, culminando mis sueños).

A mi familia: mis papas a los que adoro, a Matupatu porque siempre fue mi respaldo incondicional y estuvo conmigo en todas, por matarse la vida por sacarnos adelante a mi hermana y a mi, y sobretodo por creer siempre en mi (tranquila matupatu que después de esto se puede decir que pasamos las duras y nos vendrán tiempos mejores, las maduras), a Rondamon por su apoyo y sus retos que me obligaron siempre a demostrar que era capaz y a mi hermana bacitos para poder brindarle un mejor futuro.

Amadita...

AGRADECIMIENTOS

Nuevamente a mi NOVIO Diocito por todo lo lindo que pone en mi camino día a día...

A mis papas por hacer hasta lo imposible por llevarme hasta donde estoy en estos momentos...

A Fredito por portarse siempre como un padre, amigo y apoyarnos siempre a Leito y a mí durante el desarrollo del proyecto. Hasta por regañarme cuando me lo merecía.

A mi tío Richard y a doña Doris por aceptar ser mis padres putativos y respaldarme en "casi" todo (además de aguantarme).

A mi amiga la Jabru por ser mi hermana mientras estuve en la U.

A mi tío Orlando y a mi tía Mary que siempre me trataron como si fuera una más en su familia y fueron como mis papas acá en Bucaramanga.

A mi gatico, a mi mau, y a mis amigos por alegrarme muchos ratos GRATOS en mi vida....

A leito por apoyarme y ayudarme en "todo" momento, además de ser mi amigo incondicional (lo quiero mucho leito).

A la UIS y a mi escuela por servirme como medio para alcanzar mis objetivos

A todas las personas que aportaron de una u otra manera en mi formación.

RESUMEN

TITULO: Análisis y diagnóstico del funcionamiento operacional de la estación Isla VI en el campo Cantagallo.

AUTOR: Leonardo Patiño Zarate, Marlhin Amada López

PALABRAS CLAVES: Separación bifásica, separadores, fluidos producidos, inyección de agua.

DESCRIPCIÓN:

Durante la evolución de cualquier campo petrolero, continuamente se trabaja en la optimización de los procesos desarrollados buscando recuperar el mayor contenido de recursos de hidrocarburos. Un campo maduro debe mantener la presión y la producción a través de la implementación de proyectos de recuperación secundaria (inyección de agua) u otras técnicas enfocadas en el incremento de la recuperación de aceite.

El proyecto de inyección de agua más allá de generar un efecto positivo en la producción del campo, también causa consecuencias negativas en el proceso de separación, debido a que los equipos existentes para cumplir estas tareas, en este caso, separadores bifásicos con configuración vertical, no poseen la capacidad para manejar los caudales de líquido esperados.

Las facilidades de superficie actuales están diseñadas para manejar la producción actual de varios pozos que se encuentran en diferentes zonas dentro del campo cantagallo. Debido a la declinación de la producción por la caída de presión del yacimiento ha sido planeado la ejecución de un proyecto de inyección de agua además de la perforación de nuevos pozos para obtener el aceite que aun se encuentra remanente, esto resulta en un incremento de la recuperación de crudo así como de otros fluidos tales como agua, gas y sedimentos.

El campo Cantagallo presenta un comportamiento de aceite negro así como también un bajo corte de agua, de esta manera, la implementación de un separador bifásico es más adecuada que uno de tres fases. Actualmente se está llevando a cabo tal proyecto, el cual resulta en un incremento de los fluidos producidos y la evaluación de la capacidad de los equipos de la batería de producción. Debido a esto se llevo a cabo esta tesis con el propósito de cumplir con las capacidades necesarias para el manejo de los fluidos producidos durante el proceso de separación.

* Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Fredy Nariño Remolina.

ABSTRACT

TITLE: Analysis and diagnosis of the performance operational of the stage isle VI in the Cantagallo field*

AUTHOR: Leonardo Patiño Zarate, Marlhin Amada López **

KEYWORD: Two-phase separation, separators, produced fluids, water-flooding.

DESCRIPTION

During the evolution of any oilfield, a workteam is continuously working on optimization oil resources process developed in order to recovery the most contents of hydrocarbon. A mature field must maintain the production and pressure through implementation waterflooding projects or any others techniques focusing on the increase of oil recovery

the injection of water project further to generate a positive effect in the field's production, also causes a negative consequences in the separation process, once should have been owed to that the existent teams to accomplish these tasks, in this case divisive two-phase of vertical configuration, they do not possess the capability to drive the intensities hoped of flow liquid.

The current surface production existents are design to manage the production up to date from several wells that be find a different sectors within Cantagallo field. Due to decline production because of the fall pressure reservoir has been planning performance a waterflooding project in addition drilling new wells getting remainder oil out reservoir still, this resulting in increasing oil recovery and another fluids how water, gas and sediments.

Cantagallo field presents a behavior black oil fluid as well as low cut water, so the implementation a two-phase separator is more suitable than three-phase separator (further other properties). Currently, Yarigui-Catagallo field is developing a weaterflooding project, which result in rise bulk produced fluid and evaluation the capabilities from production equipment belong to surface production. Due to that project, we carry out this thesis in order to evaluate and design the productions facilities to accomplish handling capacities produced fluids during separation process.

* Draft degree

** Universidad Industrial de Santander
Faculty of Physic-Chemistry. School of Petroleum Engineering.
Director Fredy Nariño Remolina.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES ACERCA DE LA PRODUCCIÓN	21
1.1 RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS	23
1.2 DESCRIPCION DE EQUIPOS	25
1.2.1 Líneas de flujo	25
1.2.2 Múltiples	27
1.2.3 Tuberías	28
1.2.4 Bombas	28
1.2.5 Scrubber	29
1.2.6 Tratadores	31
1.2.6.1 Tratadores térmicos	31
1.2.6.2 Tratadores electrostáticos	34
1.2.7 Tanques	35
1.2.7.1 Gun barrel	36
1.2.7.2 Tanques de lavado	36
1.2.7.3 Tanques de almacenamiento	37
1.2.8 Desatadores o Separadores API	37
1.2.9 Piscinas	38
1.2.9.1 Piscina de sedimentación	38
1.2.9.2 Piscina de oxidación	39
1.2.10 Teas o Antorchas	39
1.2.11 Otros equipos	40
2. SEPARACION BIFÁSICA	41
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SEPARADORES	41
2.2 SEPARADORES BIFÁSICOS	44
2.3 SEPARADOR BIFÁSICO “GAS-LÍQUIDO”	45
2.3.1 Etapa inicial de separación	46
2.3.2 Etapa secundaria de separación	47
2.4 SECCIONES DE UN SEPARADOR	49

2.4.1	Sección de choque o de separación primaria (gas en líquido)	49
2.4.2	Sección de separación secundaria (líquido en gas)	50
2.4.3	Sección extractora de humedad o niebla (líquido en gas)	50
2.4.4	Sección acumuladora de líquido (gas en líquido)	50
2.5	FACTORES INFLUYENTES EN LA SEPARACIÓN	52
2.6	MECANISMOS DE SEPARACIÓN	57
2.7	ELEMENTOS DE LOS SEPARADORES BIFÁSICOS	60
2.7.1	Elementos internos	60
2.7.1.1	Desviador de entrada	60
2.7.1.2	Quebradores de olas	61
2.7.1.3	Platos antiespumantes	61
2.7.1.4	Vórtice interruptor o quebrador de remolinos	63
2.7.1.5	Extractor de niebla	63
2.7.2	Elementos externos	67
2.7.2.1	Cilindro	67
2.7.2.2	Cabezales o tapas	67
2.7.2.3	Boquillas	67
2.7.2.4	Manholes o huecos de inspección	67
2.8	CONFIGURACIONES MÁS EMPLEADAS	68
2.8.1	Funcionamiento de los Separadores Verticales y Horizontales G-L	68
2.8.1.1	Separadores horizontales	69
2.8.1.2	Separadores verticales	70
2.8.2	Horizontal y Vertical; ventajas y desventajas	71
2.9	DISEÑO	74
2.9.1	Asentamiento	75
2.9.1.1	Procedimiento general para separadores bifásicos	75
2.9.1.1.1	Diseño de separadores horizontales	77
2.9.1.1.2	Diseño de separadores verticales	79
2.10	SEPARACIÓN LÍQUIDO-LÍQUIDO (TANQUES DE DECANTACIÓN)	80
2.10.1	Gun barrel (tanque cortador)	81
2.10.2	Problemas generados durante la separación líquido-líquido	84
2.10.3	Formación de emulsiones	85
2.10.3.1	Características de las emulsiones w/o	86
2.10.3.2	Principales parámetros que afectan la estabilidad de la emulsión w/o	86
2.10.4	Ruptura o disociación de la emulsión	87

2.10.5 Tiempos de retención o residencia para la decantación de la emulsión	88
2.10.6 “La ley de Stokes y la decantación”	89
2.10.7 Desemulsificación	90
2.10.7.1 Evaluación de los desemulsificantes	91
3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	92
3.1 CAMPO	92
3.1.1 Localización	92
3.1.2 Pozos	94
3.1.3 Transporte	97
3.2 ESTACIÓN ISLA VI	100
3.2.1 Recolección	101
3.2.2 Múltiple	101
3.2.3 válvulas	101
3.2.4 Separador general y de prueba	102
3.2.5 Accesorios de control externos al separador	103
3.2.5.1 Válvula de control de flujo de líquido y sensores	103
3.2.6 Tanque de inyección de desemulsificantes	105
3.2.7 Área contra incendios	106
3.2.8 Dispositivos de control	106
3.2.9 Scrubber (depurador de gas)	107
3.2.10 Gun barrel	108
4. PLANTEAMIENTO DE LAS OPCIONES DE SOLUCION	110
4.1 OPCIONES DE SOLUCIÓN	111
4.2 OPCIÓN A	115
4.3 OPCIÓN B	117
4.4 OPCIÓN C	121
4.5 OPCIÓN D	123
4.6 COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL GUN BARREL	125
4.7 VERIFICACIÓN DEL DEPURADOR DE GAS	127
5. ALTERNATIVA DE SOLUCION	129
5.1 CRITERIOS DE EVALUACION	129
5.2 ELECCION DE LA MEJOR OPCION	132

CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	137
BIBLIOGRAFIA	138

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de una batería de producción	24
Figura 2. Configuración de líneas individuales	26
Figura 3. Configuración de líneas colectoras	27
Figura 4. Múltiple de producción	27
Figura 5. Depurador de gas	30
Figura 6. Tratador térmico vertical	32
Figura 6. Tratador térmico horizontal	33
Figura 7. Tratador electrostático	35
Figura 8. Separación inicial por choque	47
Figura 9. Separación por segregación gravitacional	48
Figura 10. Direcciones de flujo (gas-líquido) en los separadores	49
Figura 11. Secciones del separador vertical	51
Figura 12. Secciones del separador horizontal	52
Figura 13. Deflector tipo baffle para un separador horizontal	60
Figura 14. Desviadores de entrada más empleados	61
Figura 15. Patos antiespumantes	62
Figura 16. Quebrador de remolinos	63
Figura 17. Extractores de niebla	64
Figura 18. Configuración externa de un separador bifásico horizontal	70
Figura 19. Configuración externa de un separador bifásico vertical	71

Figura 20. Variación de la gravedad específica con la gravedad API	81
Figura 21. Configuración interna y externa del gun barrel	83
Figura 22. Localización de campo yarigui-cantagallo	93
Figura 23. Cuenca del valle medio del magdalena	94
Figura 25. Sistemas de levantamiento artificial para los pozos afectados por el proyecto de inyección en el campo yarigui-cantagallo	95
Figura 26. Línea principal colectora de crudo	98
Figura 27. Línea de prueba	99
Figura 28. Línea de transporte de gas	99
Figura 29. Múltiple de producción	101
Figura 30. Válvulas de compuerta a nivel externo e interno	102
Figura 31. Válvulas cheque	102
Figura 32. Separador general y de prueba	103
Figura 33. Controlador de nivel	104
Figura 244. Válvula de control	105
Figura 35. Sistema de inyección de químicos	105
Figura 36. Sistema de inyección de químicos	105
Figura 37. Sistema contra incendios	106
Figura 38. Scrubber	107
Figura 39. Gun barrel	108
Figura 40. Pronósticos de producción de la Estación Isla VI	113

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Etapas de separación	55
Tabla 2. Etapas de separación en función de GOR, API y presiones	55
Tabla 3. Tiempos de retención	77
Tabla 4. Problemas generados en las mezclas líquido-líquido	84
Tabla 5. Efecto de la viscosidad y el BSW en el tratamiento	89
Tabla 6. Pozos que hacen parte del sector de la isla IA	96
Tabla 7. Pozos que hacen parte del sector de la isla V	96
Tabla 8. Pozos que hacen parte del sector de la isla VI	97
Tabla 8. Pozos que hacen parte del sector de la isla VIII	97
Tabla 9. Escenarios de producción de la isla VI	113
Tabla 11. Flujos esperados a manejar por cada separador	115
Tabla 12. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical operando en paralelo	116
Tabla 13. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical	118
Tabla 14. Datos para el pozo con mas producción de líquidos esperada	119
Tabla 15. Datos para el pozo con mayor producción de gas esperada	119
Tabla 16. Resultados para el diseño del separador de prueba	120

Tabla 17. Resultados obtenidos para el diseño de un separador bifásico horizontal	122
Tabla 18. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical operando en paralelo para la opción D	124
Tabla 19. Datos utilizados en el dimensionamiento	127
Tabla 20. Resultados para el diseño del depurador de gas	127
Tabla 21. Distribución porcentual para cada criterio	131
Tabla 22. Valores de calificación para las alternativas	132
Tabla 23. Cuadro de decisiones	133

LISTA DE ESQUEMAS

	Pág.
Esquema 1. Clasificación de las bombas	29
Esquema 2. Clasificación de los separadores	43
Esquema 3. Tipos de separadores bifásicos	45
Esquema 4. Funciones de los separadores bifásicos gas-líquido	45
Esquema 5. Descripción de la estación isla VI	109

INTRODUCCION

El hombre en conjunto con la ciencia siempre ha buscado la optimización de los procesos que se llevan a cabo para la obtención de recursos, es por esto que en el caso de la industria del petróleo, gracias al aumento considerable de los precios del mismo, se presenta en la mayoría de los campos la necesidad de implementar técnicas que permitan un recobro mejorado de los hidrocarburos que aun se encuentran en el yacimiento, este considerable incremento de los fluidos trae consecuencias importantes para las facilidades de superficie, ocasionadas por la posible incapacidad de los equipos existentes para manejar los nuevos flujos.

Con el fin de poder realizar un análisis completo de la estación isla VI perteneciente al campo Cantagallo, es necesario conocer los aspectos generales concernientes a la producción de los fluidos de cualquier yacimiento, haciendo énfasis en los sistemas de recolección y tratamiento de crudo, agua y gas en superficie teniendo en cuenta los diferentes equipos utilizados generalmente, además de profundizar los conocimientos acerca del fenómeno de separación de los fluidos y en los dispositivos utilizados para tal fin.

El conocimiento de la geología y de la historia de producción del campo en unión con los mecanismos y aparatos que integran la separación bifásica de los fluidos que ingresan a la isla VI, hacen parte de un estudio a fondo de las posibilidades de separación que posee actualmente la estación, en el cual se han emitido una serie de alternativas que permitan hacer frente al incremento esperado en el volumen de fluidos a tratar, de las cuales una sola será la elegida por medio de un análisis de las variables de mayor importancia como la economía, flexibilidad operacional, el espacio disponible, entre otras.

Esta evaluación de los equipos actuales y la posterior formulación de opciones que permitan la separación eficiente de los nuevos fluidos pronosticados, hacen parte del trabajo del hombre en conjunto con la ciencia para la consecución de los procesos llevados a cabo en la estación isla VI en el campo Cantagallo de una manera segura y exitosa.

1. GENERALIDADES ACERCA DE LA PRODUCCION

El petróleo es formado bajo la superficie terrestre a causa de diversos procesos que ocurren en depósitos que poseen una gran cantidad de material orgánico que poco a poco se fue acumulando junto con sedimentos de roca, los cuales poco a poco se fueron compactando y cimentando por el peso de nuevos sedimentos, dando origen a lo que se conoce como rocas generadoras de crudo. Una vez formado el petróleo, éste comienza un proceso de ascenso, viajando a través de los intersticios de la roca, debido a que su densidad es menor que la de las salmueras que se encuentran saturando estos espacios vacíos. Con frecuencia terminan encontrando una roca impermeable o una capa de roca densa, la cual genera que el petróleo quede atrapado, dando origen a un yacimiento.

Para poder encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos destinan sus conocimientos a buscar una cuenca sedimentaria que posea rocas con una considerable cantidad de materia orgánica, pero lo más importante es que éstas deben llevar enterradas el suficiente tiempo para que se haya podido dar la formación del petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). Además, el petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos porosos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones, que deben cumplirse. Aunque, se cuenta con diversos medios para la identificación de zonas propicias para la perforación. Pero, en último término, la única forma de demostrar su existencia real en el subsuelo es perforando un pozo.

La perforación de un pozo involucra el manejo de un gran equipo y la disposición de una cantidad considerable de material humano, de acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado. La perforación es realizada por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto, dándole consistencia y ayudando a evitar derrumbes, y el tiempo estimado para la finalización de las operaciones depende de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. Al finalizar la perforación, el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

Para poner un pozo a producir un dispositivo es bajado a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento con el fin de perforar la tubería de revestimiento, gracias a la acción de un sistema de cañones. El petróleo fluye por medio de estos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing" o "tubería de producción".

Normalmente sí el yacimiento tiene energía propia, la cual es generada por la presión subterránea y por la acción de elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), el fluido de la formación podrá vencer la columna hidrostática y éste saldrá por sí solo a superficie, aunque lo realmente importante es que lo haga a una tasa de producción que sea beneficiosa para la compañía. En este caso, es necesario instalar en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para poder regular el flujo del petróleo.

Sin embargo, durante su vida productiva, la energía natural del yacimiento disminuye, ocasionando que la tasa producida por la energía del yacimiento sea menor que la tasa de producción deseada y necesita ser suplementada, o en el caso de que no exista esa energía para que el pozo fluya naturalmente, se emplean otros métodos de extracción, por medio de la instalación de un sistema de levantamiento artificial con el fin de maximizar la producción. El más común ha sido el bombeo mecánico, el cual, mediante un permanente balanceo de un equipo de superficie, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie, además del bombeo electrosumergible el cual es más aplicable a yacimientos que están bajo la influencia del empuje de agua y que además tienen un alto porcentaje de agua y bajo GOR, tiene como gran ventaja que puede manejar volúmenes relativamente altos, la acción de una ESP convierte la energía provista por un motor primario (motor eléctrico) en energía dentro del líquido que se bombea.

Cuando se ha llevado cabo los procesos de exploración, perforación y completamiento del pozo, se continúa con la producción de éste, la cual constituye una mezcla de diferentes fluidos, entre los que se destacan: aceite, gas y agua, los cuales se encuentran en una gran proporción, junto con otros compuestos que están presentes en menor cantidad como oxígeno, azufre nitrógeno y metales como el níquel, potasio y vanadio.

Los hidrocarburos provenientes del yacimiento poseen diferentes propiedades físicas y usos, lo cual ocasiona que estos fluidos sean manejados en forma diferente. Es así, como estos fluidos producidos deben pasar por una serie de equipos en superficie a través de los cuales se realiza un proceso, con el fin de llevar a cabo una separación de fases, las cuales son sometidas a tratamiento y fiscalización para realizar un tratamiento posterior o venta.

El petróleo crudo fluye por medio de la tubería de producción del pozo (tubing), desde el yacimiento hasta cabeza de pozo, en el cual comienza el sistema de producción, el flujo es regulado gracias a un estrangulador o choke que se encarga de controlar la presión de flujo para obtener una buena productividad y evita que puedan llegar sobrepresiones a los equipos.

Cuando ya se tienen los fluidos en superficie, son transportados a través de tuberías de conducción hacia facilidades o estaciones colectoras, las cuales tienen capacidad para recibir la producción de un determinado número de pozos, generalmente de características similares de producción y proximidad, este numero se encuentra normalmente entre 10 y 30. La batería de recolección es una estación centralizada en la cual se realizan operaciones de recolección, separación, tratamiento, fiscalización y bombeo de los fluidos producidos de los diferentes pozos de un campo petrolero.

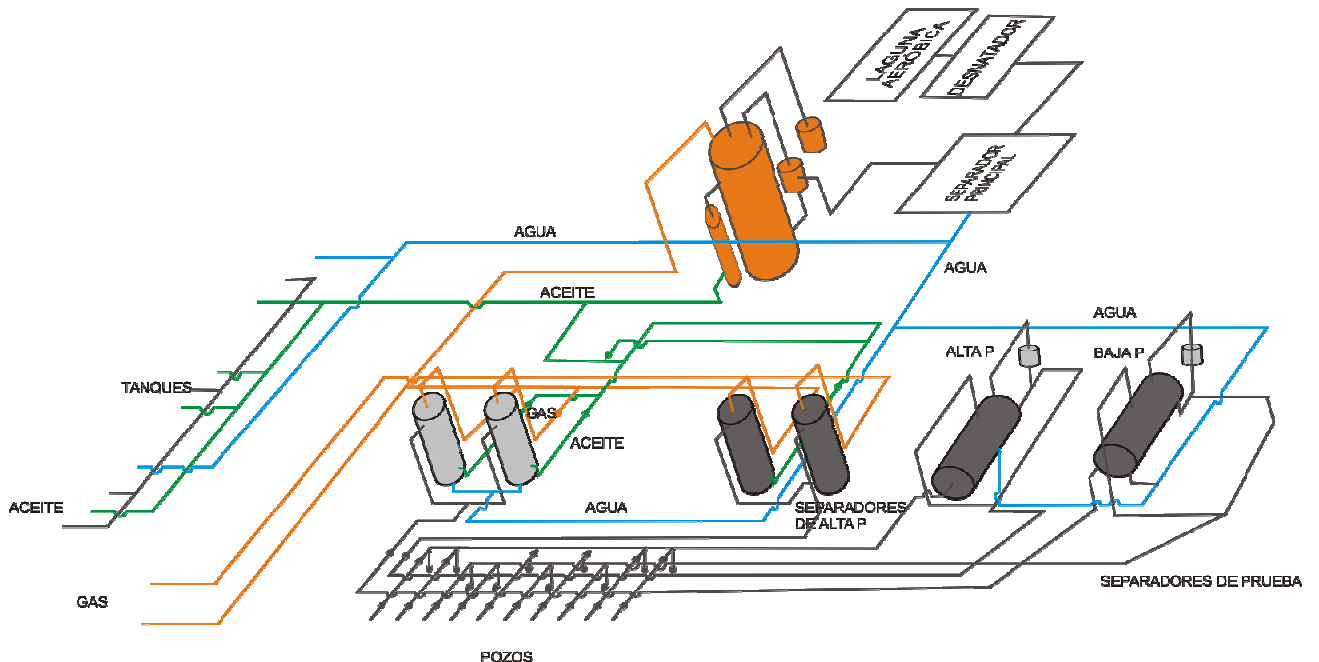
1.1. RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS

Una batería de producción cuenta con una serie de elementos como separadores bifásicos, desaladores, tanques de lavado, tratadores entre otros, cada uno de los cuales cumple con una función determinada, en donde se emplean medios físicos y químicos, teniendo en cuenta principalmente las características de los fluidos a tratar. Gracias a estos equipos se puede realizar el acondicionamiento del crudo para eliminar el agua, sedimentos y sales presentes, con el fin de ser entregado bajo las especificaciones exigidas por refinería.

El agua proveniente de la formación productora, debe pasar por una serie de tratamientos para eliminar en gran proporción sólidos disueltos, petróleo y otras fases presentes, para

poder ser utilizada en proyectos potenciales de recobro mejorado o inyectada en pozos para almacenamiento y así disminuir su acumulación en superficie.

Figura 25. Diagrama de una batería de producción



Fuente: *Diplomado de Facilidades de Superficie.*

Al momento de salir de la facilidad las fases deben estar de la manera mas pura o limpia de acuerdo a los requerimientos exigidos por el comprador, lo que quiere decir que el petróleo debe ser enviado al oleoducto sin tener agua o gas presente, el gas debe tener un grado nulo de humedad y en el caso del agua debe tener un muy bajo grado de contenido de petróleo. En la parte del transporte de fluidos desde un sitio a otro es necesario el uso de un número determinado de bombas, las cuales pueden ser de pistón o centrifugas.

La capacidad de la estación de producción se encuentra diseñada para operar a un determinado número de pozos; por lo tanto, con el propósito de atender las necesidades de producción de un campo petrolero pueden llegar a existir varias baterías.

El sitio de localización de una batería es seleccionado por medio de la comparación de las ventajas y desventajas existentes entre varios sitios alternativos. Entre los factores de selección de mayor relevancia se encuentran los siguientes:

- 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 y equipos, materiales, servicios y personal.
- Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, contra-incendio, agua de enfriamiento y potable.
- Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica. Conocida la cantidad necesaria y las características o especificaciones de estos servicios se establecen las fuentes de abastecimientos.

1.2. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS

Las facilidades de superficie son compuestas por diversos equipos cada uno de los cuales cumple una función determinada y pueden presentarse variaciones en su configuración, dependiendo principalmente de las características del fluido a tratar. A continuación se hace una breve descripción de los elementos más utilizados en los diferentes procesos llevados a cabo en una batería de producción.

1.2.1 Líneas de flujo

Corresponde a la tubería que transporta los fluidos de producción, encargándose de conectar el pozo con la facilidad de producción y los equipos que se encuentran en ella.

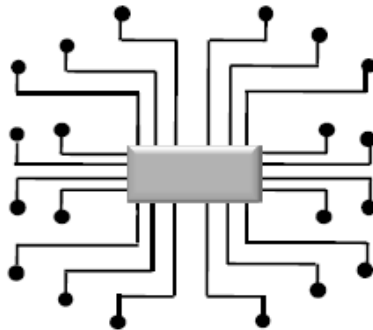
La longitud y diámetro de la línea, dependen de ciertos factores como:

- Localización de la batería o facilidad de producción.
- Espaciamiento entre pozos.
- Características y volúmenes de fluido.
- Numero de baterías de producción.

En la industria, se pueden construir dos tipos de líneas:

- a) **Individual:** En este tipo de configuración cada pozo tiene una línea de flujo individual hasta la estación de recolección.

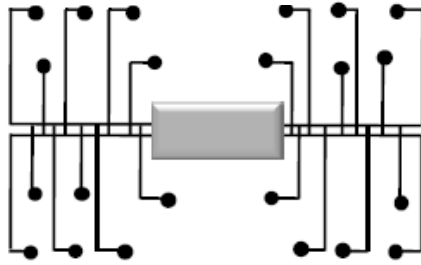
Figura 26. Configuración de líneas individuales



Fuente: *Diplomado de Facilidades de superficie*

- b) **Colectoras:** Existen líneas colectoras que reciben el flujo a lo largo del trazado de varios pozos a través de líneas más pequeñas y llegan directamente hasta el múltiple de producción.

Figura 27 Configuración de líneas colectoras



Fuente: *Diplomado de facilidades de superficie*

1.2.2 Múltiples

Es un dispositivo que permite unificar la producción de varios pozos a través de un conjunto de tuberías colectoras de mayor diámetro, para ser procesada en la facilidad de superficie; Estos dispositivos se encuentran constituidos por secciones de tubería o cabezales, válvulas, tees, codos, dispositivos de medición de presión y temperatura, tomadores de muestras, entre otros accesorios.

Figura 28. Múltiple de producción



Fuente: *Diplomado de facilidades Msc Ruth Paez camacho*

Es típico disponer de un colector general el cual se encuentra conectado al separador general y uno de prueba conectado al separador de prueba, independizados mediante la operación de válvulas.

Pueden existir varios tipos de múltiples entre los que se encuentran los de líneas individuales, los de líneas comunes o para diferentes presiones.

1.2.3 Tuberías

Cumplen una función similar a la de las líneas de flujo, pero estos se encargan de transportar los fluidos desde el múltiple hasta el separador general o de prueba según corresponda.

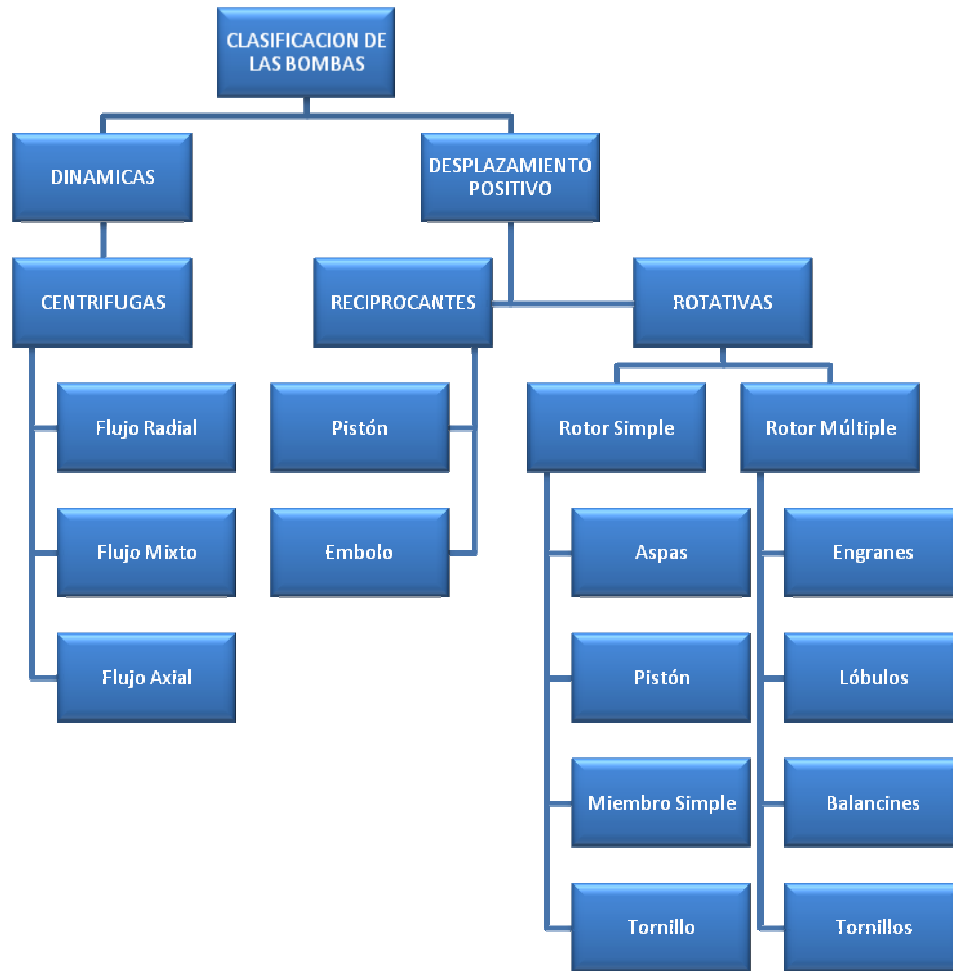
También se encargan de intercomunicar a los separadores, sirven de succión y descarga de bombas y compresores, o de drenajes y venteo.

1.2.4 Bombas

Se puede definir una bomba como un dispositivo capaz de adicionarle la energía a una sustancia fluida como el crudo para producir su desplazamiento de un lugar a otro, incluyendo cambios de elevación. Esta energía hará que el líquido efectúe trabajo, tal como circular por una tubería o subir a una mayor altura.

Las bombas se encuentran compuestas por un mecanismo rotatorio llamado impulsor, el cual se encuentra dentro de una carcasa denominada voluta. En las estaciones de recolección y tratamiento las bombas se encargan de transformar la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad al fluido, con el fin de poder facilitar su transporte entre los diferentes equipos que componen la facilidad.

Esquema 5. Clasificación de las bombas



Fuente: *autor*

Para la selección del tipo de bomba para una aplicación dada, se debe tener en cuenta las condiciones de funcionamiento requeridas para procurar escoger una bomba que pueda operar con un rendimiento relativamente alto.

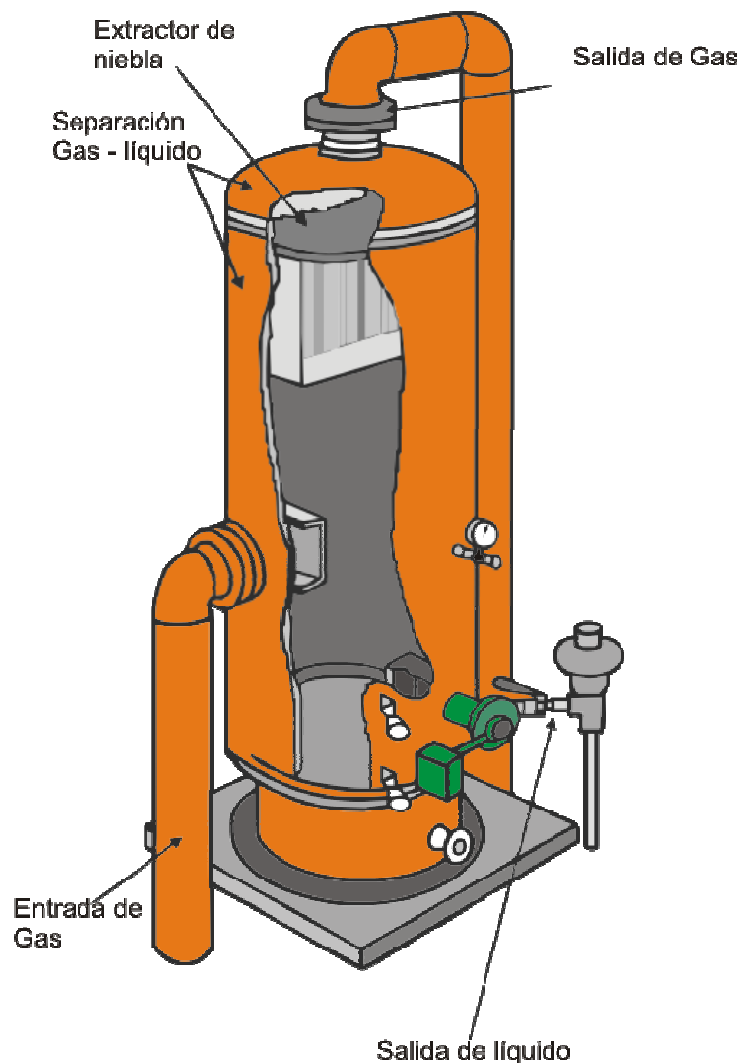
1.2.5 Scrubber

El scrubber es un separador bifásico que se encarga de eliminar de la corriente de gas proveniente de los separadores las impurezas sólidas, los reactivos químicos que pueda

traer después de un proceso previo además de los hidrocarburos líquidos que se puedan condensar, con el fin de obtener un gas puro para ser enviado a una estación compresora.

Este dispositivo también es conocido como depurador de gas, debido a que los volúmenes de líquidos que se manejan son muy bajos en comparación con los operados por un separador.

Figura 29. Depurador de gas



Fuente: *Diplomado de Facilidades de superficie*

En la industria, se pueden encontrar depuradores de gas de tipo vertical y horizontal, al igual que en los separadores. Pero el de configuración vertical es más comúnmente usado en relación con el de configuración horizontal, debido al poco espacio que puede llegar a ocupar.

1.2.6 Tratadores

Normalmente, el proceso de separación de las fases agua – aceite, requiere de un tratamiento adicional a la separación gravitacional. Este fenómeno se presenta en crudos donde hay presencia de emulsión, la cual es necesario tratarla para lograr la separación de éstas.

1.2.6.1 Tratadores térmicos

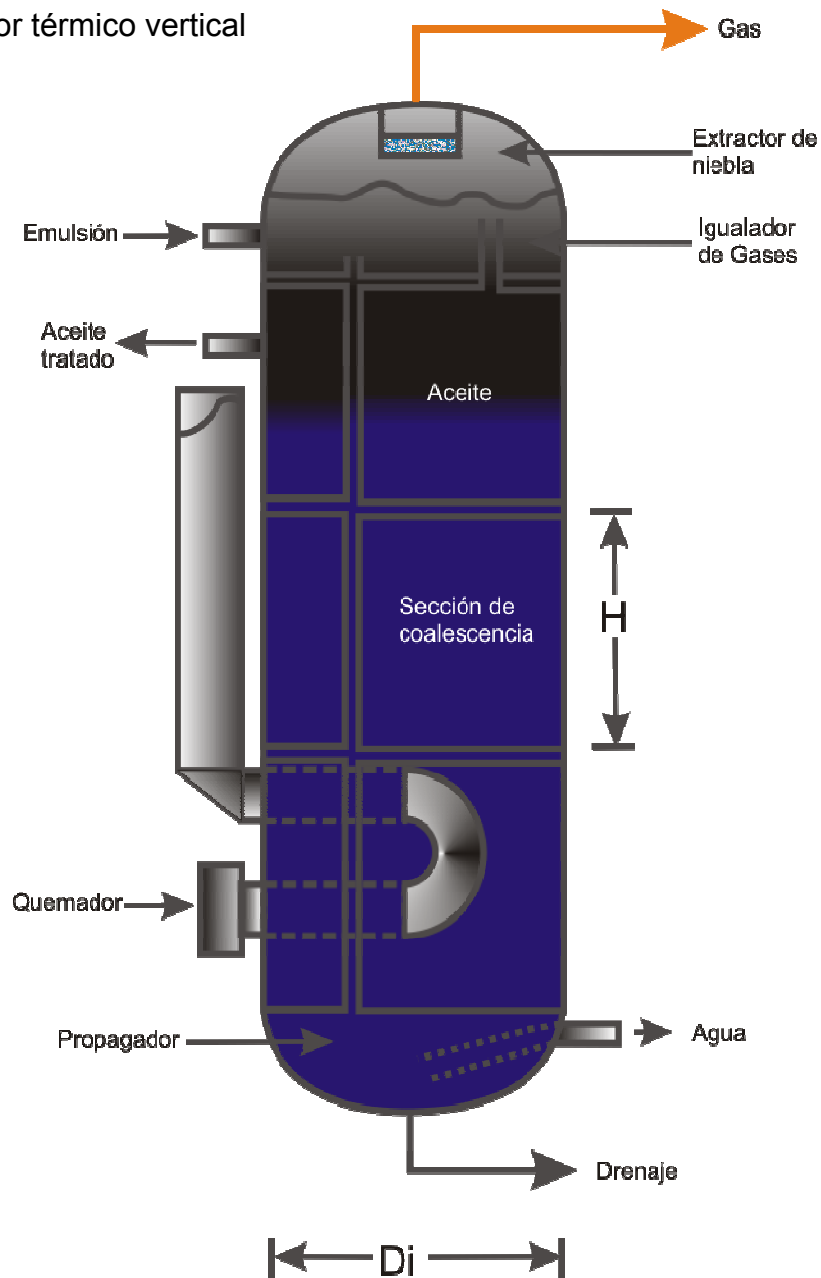
Los tratadores térmicos son recipientes tubulares donde por medio del calentamiento de los fluidos y del reposo, se puede facilitar la separación del agua emulsionada además del gas desprendido del crudo en forma de vapores gracias al aumento de temperatura; normalmente es utilizado cuando el porcentaje de contenido de sedimentos y agua en el crudo es alto. Pueden ser indirectos o directos, según el procedimiento para transmitir el calor del combustible al fluido: por radiación o por conducción y convección.

Un tratador térmico sintetiza en un solo equipo la acción del químico, el calor y el efecto de la decantación con el fin de producir la separación efectiva de las fases. Para ello reúne los siguientes elementos: una zona de separación gas – petróleo, una de separación de agua libre, una sección de filtración, otra de estabilización y una tercera decantadora un calentador, un tanque lavador.

Estos tratadores se pueden clasificar en directos o indirectos, dependiendo de la forma utilizada para la transmisión del calor a los fluidos, a su vez se pueden subdividir en horizontales o verticales de acuerdo a la configuración deseada. En los calentadores-tratadores de tipo directo el calentador transfiere el calor a la corriente alimentada por contacto directo. En un tratador térmico de tipo vertical por ejemplo, la emulsión ingresa por la parte superior y se desplaza en caída vertical por un tubo hasta el dispersor que se

aloja debajo de la línea del tubo de fuego. La sección inferior obra de separador de agua libre (de pequeño volumen), la emulsión asciende a través de la sección de coalescencia. Por la cabeza se elimina el gas liberado y se encuentra la concentración de crudo tratado, el esquema de este tipo de tratador es mostrado en la figura 6.

Figura 6. Tratador térmico vertical

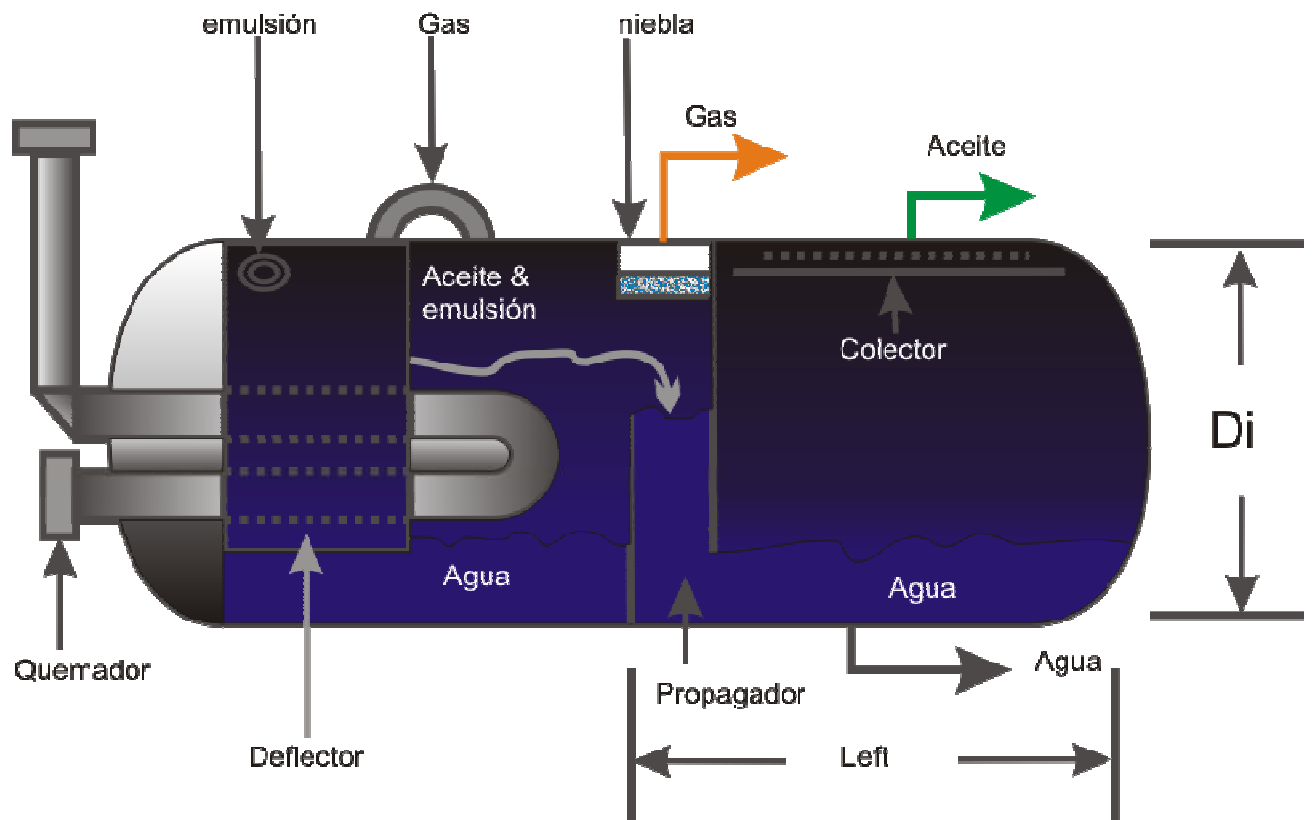


Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie

Aunque en los calentadores directos se presentan problemas de sedimentos y de corrosión, tienen la ventaja que pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible contrario a lo que pasa con los calentadores indirectos, además operan eficientemente en procesos en los cuales se trabaja a una baja presión y donde los fluidos manejados son poco corrosivos. El esquema típico de calentador-tratador directo tipo horizontal es mostrado en la figura 7.

Los tratadores térmicos no son eficaces en la remoción de grandes cantidades de agua libre y ésta limitante llega a sobresalir en mayor proporción en yacimientos depletados con un gran corte de agua. Cuando esto se presenta, es recomendable la instalación previa de un EAL (eliminadores de agua libre).

Figura 30. Tratador térmico horizontal



Fuente: *Diplomado de facilidades de superficie*

1.2.6.2 Tratadores electrostáticos

Un tratador electrostático es una vasija de forma tubular, para el tratamiento de crudos emulsionados, en el cual la emulsión es repartida en una sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar varias veces a través de un campo eléctrico, generando el rompimiento de la emulsión y la coalescencia de las gotas de agua.

En la figura 8 se muestra el esquema de un tratador horizontal electrostático característico. El flujo de alimentación pasa a través de un distribuidor a un baño de agua para que se lleve a cabo la coalescencia de las gotas de mayor tamaño. Las parrillas de electrodos de alto voltaje se encuentran localizadas en la parte superior del recipiente, por encima de la interfase agua-aceite. En caso de llegarse a presentar un nivel del baño de agua que logre alcanzar a los electrodos se produce un violento cortocircuito, por lo que esto debe ser evitado para la operación correcta del tratador.

Los tratadores electrostáticos habitualmente son usados cuando se presentan las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

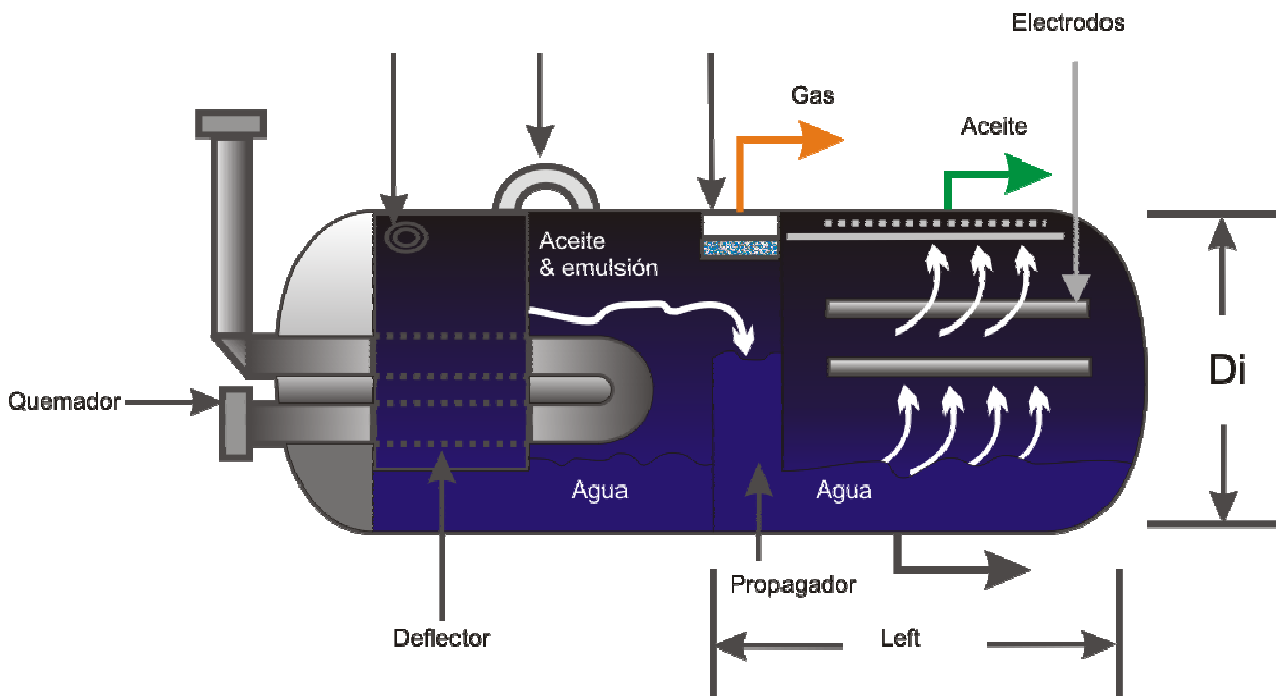
Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores térmicos.
- Gracias a que estos recipientes tienen dimensiones mucho menores que las de los tratadores térmicos, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.

- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de operación genera menores problemas de corrosión e incrustación.

Aunque los tratadores electrostáticos tienen como elemento en contra el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento en general, se puede decir que el uso de un tratador con determinadas dimensiones de este tipo procesará el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones. Igualmente el uso de la electricidad permite la deshidratación a bajas temperaturas.

Figura 31. Tratador electrostático



Fuente: *Diplomado de facilidades de superficie*

1.2.7 Tanques

Los tanques son recipientes diseñados para cumplir diferentes funciones como el almacenamiento, medición, tratamiento del crudo en emulsión, normalmente son de gran

tamaño debido a la necesidad de maniobrar grandes volúmenes de petróleo y se consideran como permanentes.

1.2.7.1 Gun Barrel

Es un tanque utilizado para el tratamiento de crudo emulsionado operando a presión atmosférica, en el cual la emulsión ingresa al tanque y desciende por el centro hasta un dispersor por donde ingresa al nivel de agua buscando su camino de ascenso por medio de la diferencia de densidades hasta llegar al nivel superior de petróleo, logrando la separación de las fases por medio del asentamiento gravitacional.

Son básicamente tanques sedimentadores, que poseen un sifón lateral, además de una cámara superior desgasificadora o bota en el tope, en los cuales vistos lateralmente, se puede diferenciar tres secciones verticales:

- Gas (superior).
- Petróleo (media, zona de decantación).
- Agua separada (zona de lavado o corte).

1.2.7.2 Tanques de lavado

Los tanques de lavado o lavadores como su nombre lo indica se encuentran diseñados para "lavar" la emulsión por pasaje, en su carrera ascendente, a través de un colchón acuoso de menor salinidad que la del agua emulsionada, al cual debe controlársele periódicamente la salinidad para que pueda mantener la capacidad de dilución de agua salada, para ello debe alimentarse con agua dulce. Al igual que en el gun barrel los tanques lavadores trabajan a presión atmosférica en cual el crudo a tratar ingresa mediante un dispersor, por el fondo del tanque.

Además de ser un tanque que permite acelerar la decantación favoreciendo la coalescencia de las gotas de emulsión. Un gun barrel puede operar como tanque de lavado.

1.2.7.3 Tanques de almacenamiento

Son utilizados como recipientes para almacenar fluidos. En la batería de producción se emplean en el almacenamiento de petróleo crudo o la mezcla con agua y permiten la fiscalización del crudo que se encuentra almacenado.

Semejante a los separadores, los tanques de almacenamiento se encuentran en diferentes tipos tal como lo son esféricos, horizontales, verticales y plegables. En la actualidad los tanques de configuración verticales son los más utilizados en las facilidades de superficie.

1.2.8 Desnatadores o Separadores API

Los separadores API son recipientes abiertos, en ciertos casos se usan cerrados, que tienen como función recoger el agua proveniente de los tratadores y desagües de tanque; proporcionando el reposo necesario para la separación o eliminación completa de petróleo e hidrocarburos atrapados en el agua.

El agua que ingresa en el separador se encuentra emulsionada de manera inversa (petróleo en agua) y allí recibe el tratamiento inicial de la separación; tiene como principal fin el de remover o eliminar todo el petróleo que se encuentra atrapado en el agua. Consta de un recipiente (caja) primario en donde se forma una capa gruesa de aceite crudo que es retirada utilizando un desnatador o skimmer ubicado al final del mismo. Después de la caja primaria se encuentra una trampa de aceite diseñada para retener la mayor cantidad de aceite posible.

A la salida de la trampa, el fluido ingresa a la segunda etapa. Dentro de esta etapa el agente desemulsificador inverso o clarificador realiza su tarea, la cual consiste en el rompimiento de la emulsión, para lo cual requiere de un amplio tiempo de residencia. Al final de esta etapa las trampas se encargan de retener las gotas de aceite que han sido separadas, formando una capa que es fácilmente recolectada por los desnatadores.

Al final del separador es posible instalar filtros de fibra natural para remover el aceite que no se logro separar en las etapas anteriores. Como etapa final, el fluido es movilizado hacia las piscinas de tratamiento.

1.2.9 piscinas

Las piscinas son recipientes grandes naturales o construidos como etapa secundaria en el tratamiento de aguas residuales.

1.2.9.1 Piscinas de Sedimentación

Las piscinas de sedimentación tienen como destino la acumulación de sólidos y líquidos con un alto contenido de sedimentos, tienen función primordial el permitir la decantación de los sólidos en suspensión; también presenta otras aplicaciones como: asentamiento gravitacional de las grasas y aceites que no fueron removidas en el tratamiento primario, reducción de temperatura e inicio del proceso de oxidación.

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

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

1.2.9.2 Piscinas de Oxidación

Su función principal es la de oxidar el aceite residual y otros materiales orgánicos presentes en el agua, para luego precipitarlos; otras funciones para las cuales han sido diseñadas estas piscinas son: reducción de fenoles presentes y la disminución de temperatura.

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

1.2.10 Teas o Antorchas

Las teas son dispositivos que permiten el venteo y quema de vapores provenientes de separadores y tanques, los cuales pueden ser descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad. Pueden ser quemadores sobre el piso cuando existe la posibilidad de descargar corrientes de hidrocarburos líquidos o teas a cierta altura para quemar gases y vapores de los cuales han sido separados los constituyentes líquidos previamente.

En esencia son fabricados ante la presencia de alteraciones en los procesos que pueden generar gases no controlados que necesitan ser destruidos. Dichas alteraciones ocasionan sobrepresión en los sistemas y por consiguiente liberaciones de emergencia.

El uso de sistema tea es de gran importancia debido a que:

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

1.2.11 Otros equipos

Además de los dispositivos anteriormente vistos, las baterías de recolección y tratamiento de fluidos también poseen otros equipos de menor tamaño pero que cumplen diferentes funciones que son de gran importancia en el proceso de tratamiento, entre algunos se destacan:

Los Instrumentos los cuales comprenden medidores primarios de temperatura, presión, nivel, flujo, densidad, transmisores neumáticos o electrónicos; receptores de señales, cables conductores, tableros centralizados de instrumentos, válvulas de control automático, programadores electrónicos de pozos en prueba.

Las válvulas y accesorios de tubería tales como válvulas de paso manuales y auto-operadoras. Válvulas de seguridad, accesorios de tubería como Tes, reducciones, bridas, tapones, etc.

Por ultimo se encuentra el sistema de inyección de inhibidores y químicos, los cuales normalmente se encuentran compuestos de recipientes de almacenamiento y mezcla, bombas de dosificación, inyectoras de químicos en puntos de inyección, tuberías y accesorios.

2. SEPARACIÓN BIFÁSICA

Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por crudo, gas, trazas de arenas, minerales, sales, agua, condensados entre otros que llevan este fluido a la categoría de multicompuesto. Parte de este flujo tiene una transformación continua debido a la variación en propiedades como la presión y la temperatura desde el yacimiento hasta los cabezales o líneas de flujo.

La separación es el primer proceso llevado a cabo durante todo el proceso global al cual se someten los fluidos extraídos del yacimiento. De ahí su importancia.

Los separadores son recipientes cerrados, los cuales funcionan a determinadas condiciones operativas y tienen como función separar mecánicamente las fases provenientes del yacimiento liberando el gas y aislándolo del líquido (agua y aceite) en forma inicial. Posteriormente dichos fluidos son transitados por otros equipos y por ende procesos, con el fin de mejorar dicha separación. De igual manera, los separadores pueden ser clasificados según muchos factores importantes a tener en cuenta en el momento de realizar su selección.

El proceso de separación puede variar desde la remoción de gas de una corriente de líquido (Aceite-Agua) hasta la separación de sólidos como partículas de arena provenientes de los yacimientos de gas. Este proceso se encuentra sometido a pequeñas variaciones según la producción de los pozos que alimentan la batería de producción, a este rango operativo se le llama ventana operativa y determina el margen bajo el cual el equipo opera eficientemente.

2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SEPARADORES

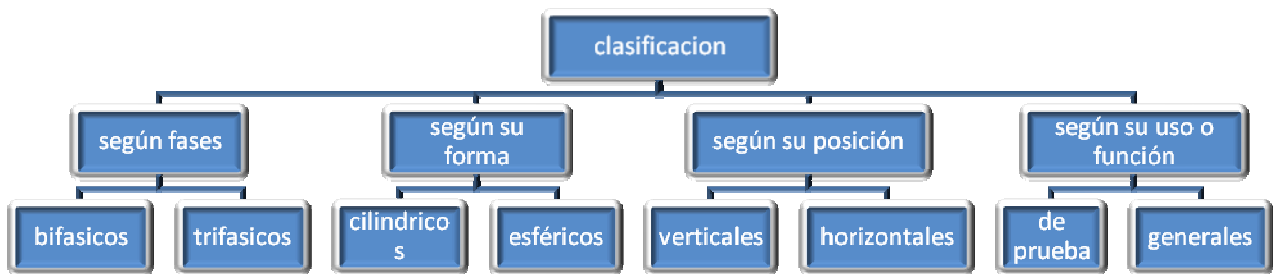
Muchos de estos factores influyen en la selección de manera combinada, es decir, que algunas de estas propiedades deben complementarse para darle un sentido coherente a la selección; un claro ejemplo de esto, puede ser cuando nos encontramos una corriente de

fluidos con alto corte de agua y crudo muy viscoso el cual probablemente tendrá problemas de emulsiones. Un equipo de separación de agua libre no será el más indicado para este caso. Los factores influyentes en esta selección son:

- Cantidad de fluidos (esto se representa mediante la relación gas-líquido llamada RGL): en este factor prevalece la relación entre las fases, es decir la cantidad de cada una de ellas para la determinación del tipo de separador a emplear (separadores, fwcos, tanques, separadores de gas centrífugos, gun barrels, entre otros).
- Según el tipo de fluidos.
- Según la forma.
- Según la posición: dentro de los requerimientos en el proceso de separación, la posición se determina según muchos factores, pero tal vez los más influyentes podrían ser la relación entre el gas y el líquido RGL y el espacio disponible. Además, muchas veces la disponibilidad espacial puede llegar a ser un factor determinante en el momento de la selección de los equipos de las baterías de producción, un claro ejemplo de esto pueden ser las plataformas petroleras en las cuales no se cuenta con mucho espacio hábil para la instalación de los equipos.
- Según la función: durante los trabajos realizados en una facilidad, se deben disponer de equipos tanto para el uso permanente como de equipos que permitan el mantenimiento y funcionamiento continuo de la planta, ya que un periodo de PARE en la producción podría generar enormes problemas tanto económicos como en los mismos componentes de la facilidad.

A continuación, se muestra un diagrama resumen:

Esquema 6. Clasificación de los separadores



Fuente: *autor*

Dentro de los equipos que conforman una facilidad de producción, se incluyen muchos que hacen parte de la clasificación de tipos de separadores, como ocurre en los procesos de separación por etapas. Por ejemplo, un proceso de separación de agua-gas-aceite podría tener la siguiente configuración: inicialmente un separador bifásico el cual se encarga de una separación primaria gas-líquido, posterior a este proceso, el líquido se dirige a un tanque gun barrel para culminar el proceso de separación líquido-líquido donde se sedimentan las fases. Estos equipos son seleccionados bajo los mismos procedimientos.

Cuando la actividad por desarrollar tiende a una función muy definida, los nombres que toman las unidades de separación son muy específicos. En esta gran variedad de separadores, todos tienen en común la separación de dos fluidos. Tales separadores reciben el nombre de:

- Extractor de agua (wáter knockout).
- Extractor de líquidos (líquid knockout).
- Cámara de expansión instantánea (flash chamber) o Tanque de venteo (Flash tanks): es un recipiente utilizado para separar el gas que se produce cuando se expande un líquido. Se conoce como “flash” al cambio súbito que sufre un fluido cuando la presión desciende violentamente, de esta manera, al ocurrir un cambio brusco de la presión, en el fluido se producirá una separación de fases, que le dará origen al gas y al petróleo.

- Trampa (Knockout drums): es un recipiente diseñado para separar corrientes con una alta relación gas-líquido. Estas unidades por lo general tienen poca capacidad para la retención de líquidos. [este tipo de separador corresponde a aquellos que manejan flujos directamente de pozo].
- Filtro de gas (gas filter) o Separador tipo filtro: este tipo de separador remueve los líquidos que eventualmente pudieran permanecer en la fase gaseosa para evitar que, al condensarse aguas abajo, puedan dañar equipos muy costosos como compresores y expansores. Por ello estas unidades están provistas de filtros, específicamente diseñados para retener el tamaño de las partículas que deban ser retiradas de la corriente.
- De baja presión (gas boot): es un cilindro vertical de diámetro y altura específicos donde se separa el gas remanente del líquido, proveniente de los pozos. En la parte inferior del cilindro entra una tubería centrada a lo largo del cilindro y se cuelga interiormente de unas vigas a determinada altura cerca del tope del cilindro. Por esta tubería entra el flujo proveniente de los pozos el cual asciende hasta el tope de la tubería y se derrama en el anular entre la tubería y las paredes del cilindro, llevándose a cabo la separación del líquido y el gas
- Depurador de gas (scrubber) o Separador de baches (Slug Catcher): Es un equipo diseñado para atrapar grandes cantidades de líquido que ocasionalmente llegan en la corriente de gas. Se instalan en la línea después de que la corriente ha pasado a través de los separadores de producción y recorrido alguna distancia para retirar posibles condensados. También se les llama depurador de gas.

2.2. SEPARADORES BIFÁSICOS

Durante el desarrollo de este proyecto se trabajarán los separadores bifásicos debido a las características del fluido ya que el tipo de crudo de Yariguí-Cantagallo tiende hacia un comportamiento de aceite negro, es por esto que se hará mayor énfasis en estos tipos de separadores, los cuales tienen como función principal la separación de las fases gas-líquido y líquido-líquido.

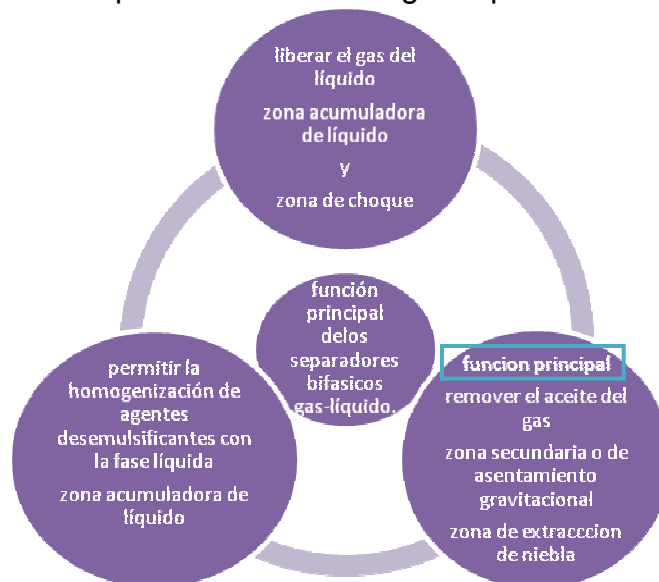
Esquema 7. Tipos de separadores bifásicos



Fuente: *autor*

2.3. SEPARADOR BIFÁSICO “GAS-LÍQUIDO”

Esquema 8. Funciones de los separadores bifásicos gas-líquido



Fuente: *autor*

Los separadores son equipos diseñados para separar los fluidos provenientes del yacimiento, como lo son el agua, el crudo y gas (dependiendo de la magnitud de las variables operacionales y de las propiedades de las fases). Estos separadores gas-líquido reciben la producción conjunta de los sectores del campo, es por ello que algunas veces se les llama separadores de entrada, cuando están ubicados a la entrada de la planta, para recibir los fluidos en su condición original, cruda; obviamente en estos casos habrá que esperar la posibilidad de recibir impurezas de cualquier tipo.

El número de equipos así como el número de etapas posteriores va a depender de condiciones como los caudales, tipo de fluidos entre otras. Las configuraciones pueden ser, si se emplean dos o más equipos, en serie donde la separación se da paulatinamente de un equipo a otro o paralela en donde en flujo se distribuye al mismo tiempo entre varias unidades de separación disponibles.

Estas unidades de separación, operan por lo general aplicando una reducción gradual en la presión, ya que el descenso de la presión favorece la liberación inicial del gas contenido en la fase líquida (por principios de solubilidad de gases en líquidos); al mismo tiempo, permiten la despresurización de las líneas provenientes de los múltiples, encargados de recibir todas las líneas de flujo que vienen directamente de los pozos. Por dicha razón, la separación es la primera etapa dentro de los procesos llevados a cabo en las baterías de producción (en todo campo petrolero que se encuentre en producción continua se tienen equipos adecuados, en los cuales se realizan diversos procesos desde la recolección hasta el tratamiento, para su posterior venta y/o entrega en ciertas condiciones reguladas, pero quizá el proceso más importante sobre el cual parten los demás, es la separación).

Estas unidades de separación bifásica gas-líquido tienen como función principal, buscar la *mayor recuperación de condensados de la corriente de gas*, debido a esto, los cálculos para este equipo están basados en las gotas de líquido remanentes en la fase de gas.

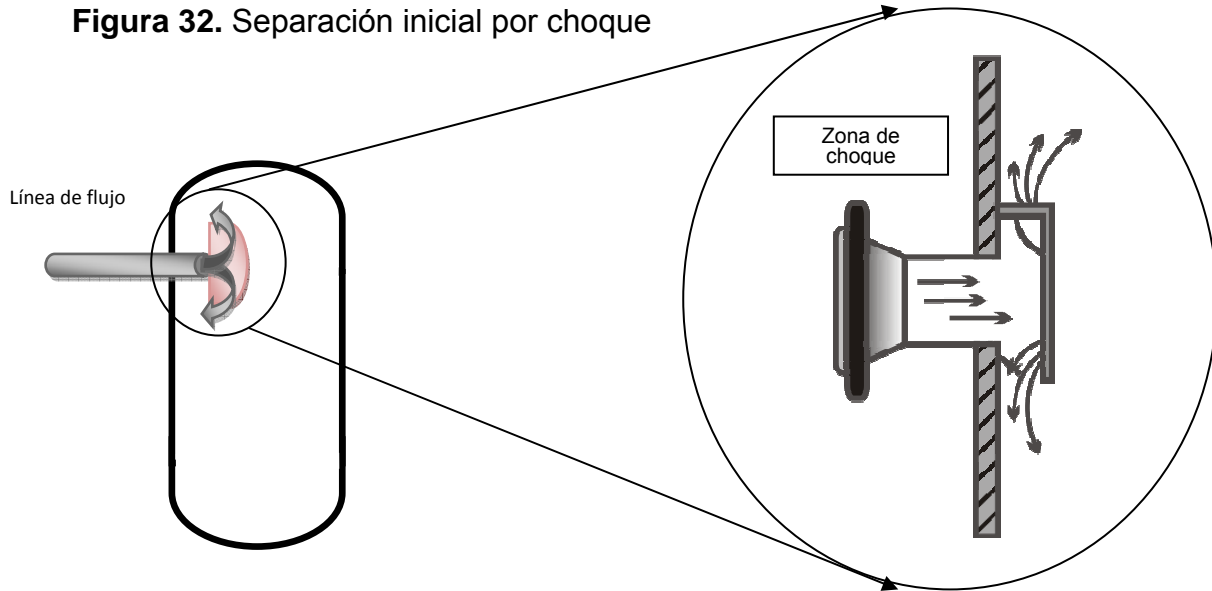
Dentro de este equipo se desarrollan dos etapas de separación básicas la primera emplea “la despresurización a causa del choque” y la segunda, el principio de sedimentación.

2.3.1 Etapa Inicial De Separación

Durante esta etapa, los fluidos ingresan al separador a través de las líneas de flujo en donde se “despresurizan” y posteriormente “chocan”. Hay que tener en cuenta que la fase libre de gas debe separarse de la líquida, esto se logra con un ingreso tangencial del flujo, lo cual produce en el líquido un “*movimiento circular del fluido y una mayor inercia*”, llevando toda esta corriente a una disminución de turbulencia y arrastre de las partículas de líquido de la fase gaseosa (esto se explicará con más detalle en los desviadores de entrada en donde estos dos principios rigen su funcionamiento). Tal choque provoca la liberación del gas contenido en la fase líquida. Luego de esto, se distinguen claramente

dos fases: la fase líquida, la cual va hacia la parte baja del separador a otra separación, y la fase gaseosa, que se originó a raíz del choque y la despresurización. Cabe resaltar, que la entrada de la línea de flujo se da siempre por la parte superior en la zona de GAS, para obtener una mayor eficiencia en la separación.

Figura 32. Separación inicial por choque



Fuente: autor

2.3.2 Etapa Secundaria De Separación

En esta etapa, rige el principio de sedimentación y/o segregación gravitacional. La separación ocurre al dejar un corto “tiempo o periodo de reposo” llamado tiempo de residencia las fases líquida y gaseosa. Este parámetro puede variar entre 2 y 15 minutos.

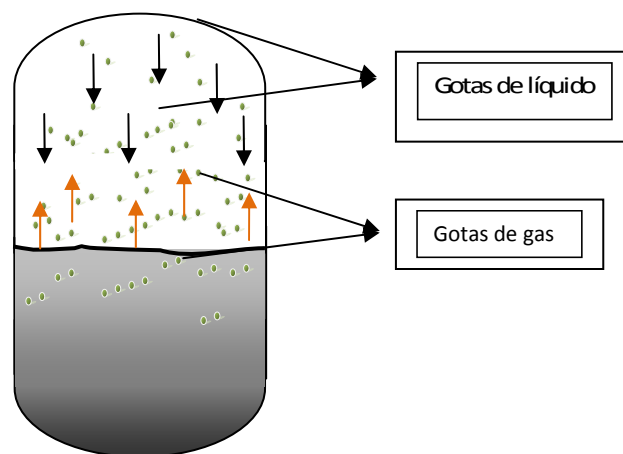
En la fase líquida, la diferencia de densidades entre los tres fluidos hace que se separen el agua, aceite y gas (el agua se deposita en el fondo por ser la fase más densa; sobre ella aparece el crudo y entre ellas una “zona de transición”. Esta zona no es propiamente otra fase sino una mezcla cuasi-estable agua-aceite mejor llamada emulsión. La estabilización de esta, depende de los contenidos de sales, contaminantes, sedimentos y demás que se encargan de mantenerla en equilibrio. El gas disuelto en el líquido, forma pequeñas burbujas que ascienden a través del líquido, su rapidez de ascenso depende de los medios que se encuentre atravesando, agua, emulsión o aceite. Es importante aclarar que

durante este periodo, aunque se da inicialmente una separación muy leve de las fases agua-aceite debido a la diferencia de la naturaleza de los dos fluidos (inmiscibles además de poseer diferentes densidades), este no es el punto focal en el cual se centra la separación ya que posterior a este proceso, esta mezcla de agua-aceite se lleva a otra etapa en la que el tiempo de residencia es mucho mayor y permite la decantación de las fases agua-aceite.

La eficiencia del proceso de separación gas-líquido depende de la recuperación que se tenga de las gotas de líquido suspendidas en el gas y se evalúa mediante la cuantificación de la cantidad de condensados que emigran junto con la corriente de gas a la salida del separador. En este proceso juegan un papel importante variables como la velocidad de sedimentación con la cual se sedimentan las gotas de líquido suspendidas en el gas sobre la interfase gas-líquido, el diámetro de las partículas, la viscosidad tanto del gas como del aceite y la recuperación que se tenga en el extractor de niebla.

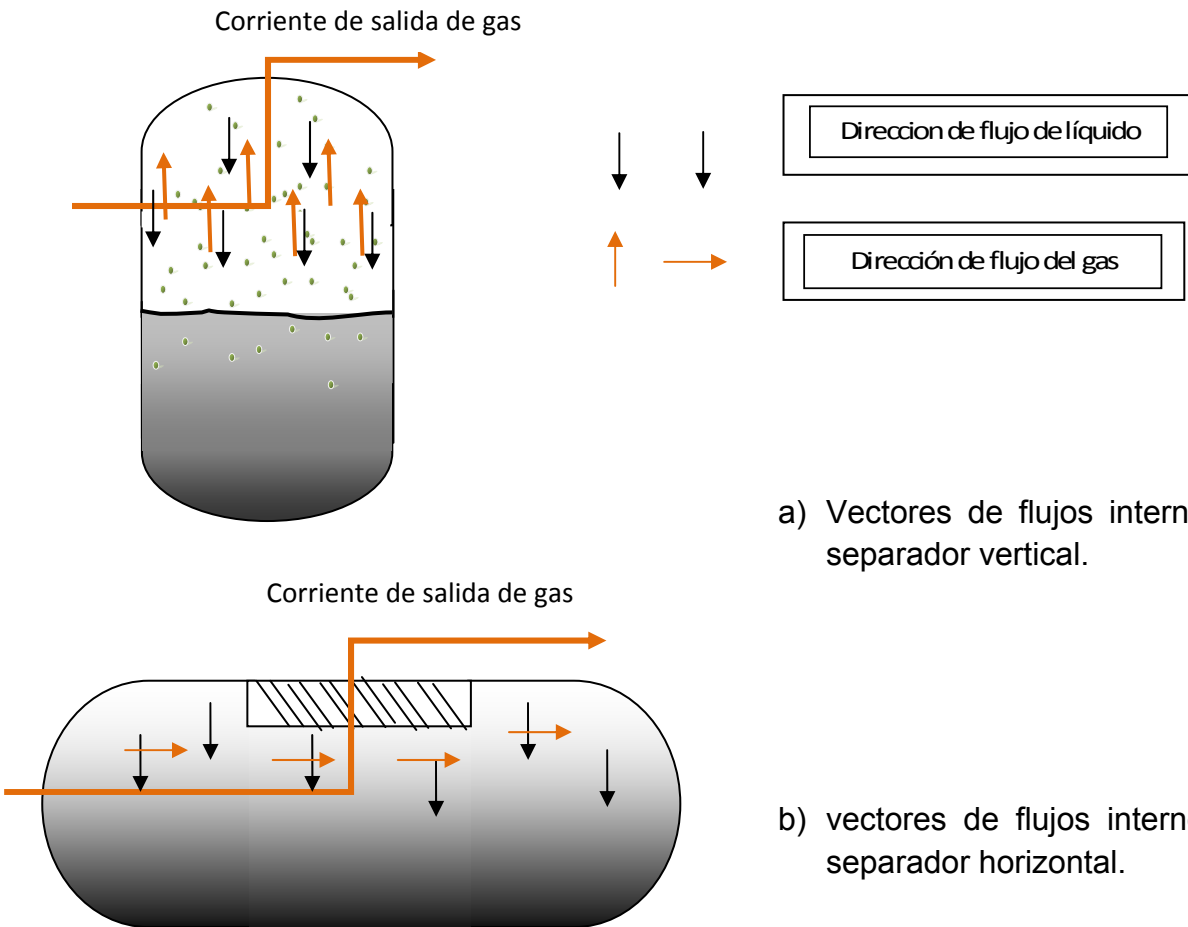
Esta separación también se relaciona con la velocidad y dirección de flujo de las dos fases: gas y líquido (está dado según el tipo de separador empleado, donde pueden ser paralelas y tener menor eficiencia como en el caso de los separadores verticales o ser perpendiculares las direcciones de flujo y así mejorar la recuperación de los livianos de la corriente de gas, ver figura # 10), esta separación gas-líquido es la que define el tiempo de residencia empleado para obtener un proceso más efectivo.

Figura 33. Separación por segregación gravitacional



Fuente: *autor*

Figura 34. Direcciones de flujo (gas-líquido) en los separadores



a) Vectores de flujos internos en el separador vertical.

b) vectores de flujos internos en el separador horizontal.

Fuente: *autor*

2.4 SECCIONES DE UN SEPARADOR

Los separadores poseen cuatro secciones o zonas de separación:

2.4.1 Sección De Choque O De Separación Primaria (Gas En Líquido)

En este punto se lleva a cabo la separación primaria descrita anteriormente, en esta sección se recibe la corriente de entrada donde se encuentran mezclados los fluidos (gas,

petróleo y agua). Allí se da la primera etapa de separación líquido-gas a causa del choque de la corriente de entrada con deflectores de entrada, dispositivos ciclónicos (o de fuerza centrífuga), platinas de choque o deflectores, dando como resultado dos corrientes: el gas libre y el líquido.

2.4.2 Sección De Separación Secundaria (Líquido En Gas)

En esta zona se pretende remover las gotas más pequeñas de líquido (agua, petróleo) contenidas en la fase de gas continua la cual fue separada inicialmente a la entrada del separador (el tamaño de las partículas separadas depende de factores que afectan directamente el proceso de separación, tales como: presión, tiempo de residencia, velocidad de asentamiento entre otros). Esta sección se encuentra en la parte superior del separador y recibe los vapores separados en la sección primaria. Es muy importante para tener una separación eficiente de las gotas de líquido, la velocidad y viscosidad del gas. La velocidad del gas debe ser la menor posible para que se logre el asentamiento.

2.4.3 Sección Extractora De Humedad O Niebla (Líquido En Gas)

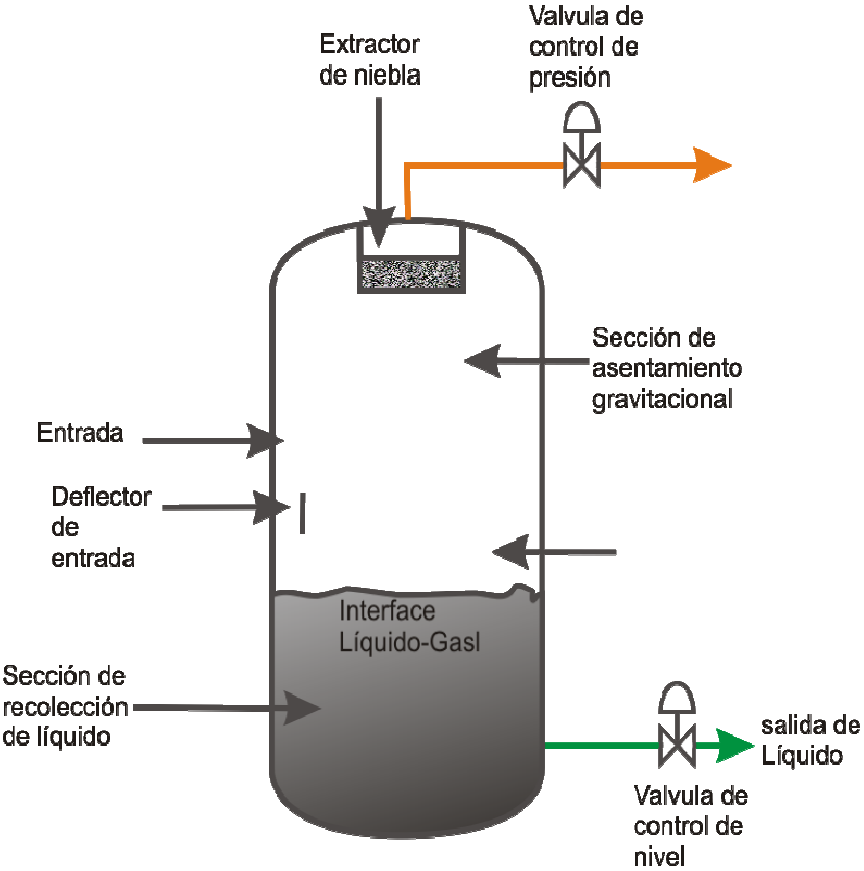
En este punto, las gotas de líquido de menor tamaño y que aún no han logrado precipitarse a la fase líquida a causa del arrastre que tiene la corriente de gas sobre las partículas de líquido más pequeñas, son forzadas a condensarse antes de la salida de la corriente de gas del separador a través de dispositivos, los cuales funcionan como “retenedores de líquidos” sobre los componentes líquidos volátiles que no fueron condensados en la etapa anterior debido a su pequeño tamaño. La ineficiencia del proceso de separación se indica mediante la medición de la cantidad de líquido arrastrado en la corriente de gas o de vapor luego de la separación (a la salida del separador).

2.4.4 Sección Acumuladora De Líquido (Gas En Líquido)

Es la sección de fondo que acumula los líquidos. Los líquidos condensados que se precipitan ya sea desde la corriente de gas o desde el extractor de niebla caen a la superficie de líquido donde se unen con los fluidos retenidos en fondo. El tiempo de residencia dado facilita la estabilización y el reagrupamiento de los diferentes fluidos

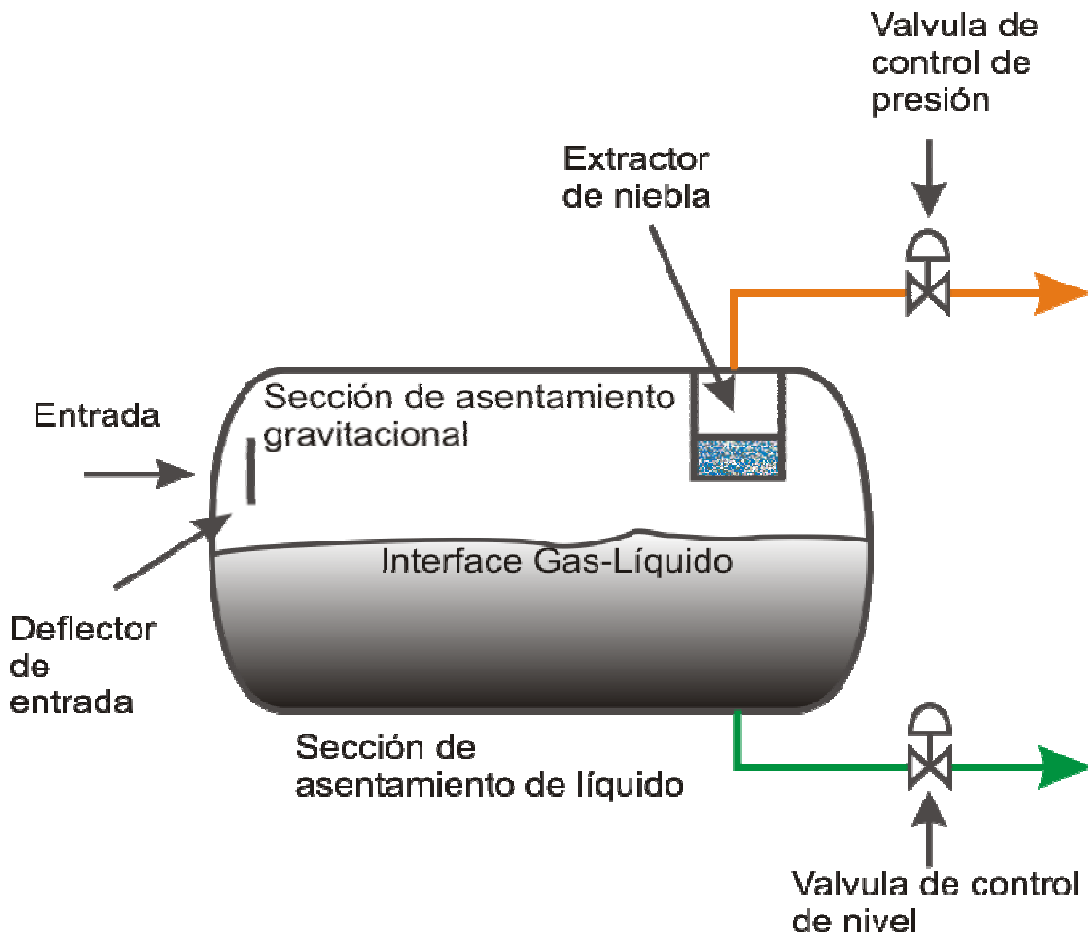
contenidos en el fondo del separador. El gas disuelto busca desprenderse de la fase líquida mientras que el agua y el crudo se separarán dependiendo de la diferencia que exista entre sus densidades (o gravedades específicas).

Figura 35. Secciones del separador vertical



Fuente: *autor*

Figura 36. Secciones del separador horizontal



Fuente: *autor*

2.5 FACTORES INFLUYENTES EN LA SEPARACIÓN

- ✓ Presión de flujo y cantidades de fluidos: la presión a la cual va a operar el separador depende de la presión manejada desde los pozos, las pérdidas de presión dadas a lo largo de los cabezales hasta su llegada a los equipos y de los caudales. (para los múltiples una de sus funciones además de recolectar las líneas de flujo provenientes de los pozos, es suavizar la presión de salida para evitar inconvenientes con sobrepresiones en las líneas, lo que podría ocasionar un disparo de las válvulas de seguridad o de suaveo las cuales se activan al percibir aumentos incontrolados de la presión y del caudal).

Esta presión me define la cantidad de etapas de separación que se deben manejar para el diseño.

- ✓ Presión de separación: es la presión a la cual se debe operar el equipo, la determinación de esta presión depende de ciertas características, establecidas a partir de pruebas PVT, la presión de flujo, los caudales y nos determina la presión óptima de separación. Un cambio en la presión de separación afecta enormemente las propiedades del gas ya que produce un cambio en la densidad del líquido y el gas (el líquido no se ve muy afectado durante cambios en esta variable). La presión es directamente proporcional a la capacidad del gas del separador (dada en SCF). Un cambio en la *presión* de separación produce cambios en las densidades, velocidades y el volumen real de flujo.
- ✓ Temperatura: la temperatura afecta la capacidad del separador, los volúmenes reales de flujo, las densidades y viscosidades del gas y líquido. El efecto que causa el aumento de la temperatura se ve reflejado en una disminución de la capacidad del separador (altas temperaturas causan una expansión del gas reduciendo el volumen efectivo del separador); para la mayoría de los líquidos, la viscosidad disminuye al disminuir la densidad la cual tiene lugar al aumentar la temperatura.

Al igual que la presión de separación, la temperatura también influye en cierta forma sobre la recuperación de líquidos, ya que un cambio en esta variable afecta de manera importante las propiedades de los líquidos.

- ✓ Tamaño de las partículas de líquido: esta variable corresponde a una de las bases sobre las cuales se realizan los cálculos en el diseño del equipo. En el cálculo de las capacidades volumétricas de los separadores se cuantifica con partículas de tamaños mayores a las 100 micras en la sección de separación secundaria, es decir, sobre estas partículas se aplica el principio de asentamiento gravitacional ya que el gran tamaño de estas partículas permite que por su peso se sedimenten sobre la fase líquida, es por ello que se tiene en cuenta la velocidad de asentamiento. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un

extractor de niebla. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas.

- ✓ Tiempo de retención: es el tiempo o periodo “promedio” que puede demorar el proceso de separación de las partículas desde que ingresan al separador hasta que lo abandonan. El líquido debe ser retenido en el separador por cierto tiempo hasta que el gas y el líquido lleguen al equilibrio en condiciones de presión de operación. Se define el *tiempo de retención* como el tiempo promedio que una molécula de líquido es retenida en el recipiente debajo del flujo de tapa (también lo llaman flujo tampón). Por lo tanto, el tiempo de retención es el volumen de almacenamiento de líquido dividido por la tasa de flujo de líquido.

$$T_r = \frac{\text{volumen disponible del tanque (capacidad)}}{Q_i}$$

Durante este periodo, se espera que la mayoría de las partículas tanto de gas como las líquidas se agrupen y formen en lo posible, una fase continua.

Dicho tiempo de residencia puede variar entre 3 y 15 minutos dependiendo de muchos factores como por ejemplo, la formación de espuma. Cuando existe petróleo crudo con espuma, los tiempos de retención suelen ser hasta cuatro veces más largos.

- ✓ Densidad del gas y líquido: estas son directa y fuertemente afectadas por la presión y la temperatura; variaciones en estas dos variables cambian considerablemente las condiciones de operación del equipo. La eficiencia de dicho proceso depende de las densidades del gas y del líquido.
- ✓ Numero de etapas de separación: básicamente se define con la presión de entrada al sistema

Tabla 10. Etapas de separación

presión inicial de separación	Numero de etapas
25 – 125	1
125 – 300	1 – 2
300 – 500	2
500 – 700	2 – 3

Fuente: *autor*

Se toma este rango de presiones para optimizar el volumen de líquido recuperado.

Al disminuir “bruscamente” la presión de los fluidos que provienen del pozo, se pierde producción ya que tiende a formar baches de gas que disminuyen el espacio dentro de la línea y a su vez reducen la producción de líquidos. Es por esta razón, que se debe hacer una reducción gradual de la presión con el fin de mantener las mejores condiciones en cada etapa y, emplear los rangos trabajados en la tabla para optimizar el proceso de separación. Cuando son empleados dos o más separadores en serie operando a presiones secuencialmente reducidas y buscando alcanzar el equilibrio en cada separador, el proceso se denomina *separación por etapas* y cada separador representa una etapa de separación. El tanque de almacenamiento no se considera como última etapa de separación y por lo general opera a condiciones estándar (14.7Psia y 60 F), no se cuenta como etapa ya que se hace obligatorio el proceso de decantación para la culminación del proceso global de separación. De esta forma un sistema de dos etapas consta de dos separadores y un tanque de almacenamiento y así sucesivamente.

Tabla 11. Etapas de separación en función de GOR, API y presiones

Número de etapas	GOR	API	presiones de flujo
2	Bajo	Baja	Baja
3	intermedia alta	baja intermedia	intermedia
4 o mas	Alta	Alta	Alta

Fuente: *Optimización del proceso de separación gas-líquido*

✓ Viscosidades:

Viscosidad del gas afecta la velocidad de asentamiento de las partículas de líquido de mayor tamaño que alcanzan a precipitarse hacia la fase líquida de la zona de acumulación de líquido. Es decir, a medida que la viscosidad del gas aumenta, la velocidad de asentamiento disminuye y como consecuencia de este fenómeno también se ve afectada la capacidad de manejo de gas en el separador.

Viscosidades de los líquidos. Debido a que otra de las separaciones importantes llevadas a cabo (en el separador líquido-líquido) es la de crudo-agua, la velocidad con la cual se realiza dicha separación depende de la viscosidad del crudo. Esta propiedad está relacionada con la capacidad de fluidez, por lo tanto, el crudo como fase continua por lo general es quien permite o no que la fase dispersa (el agua) se mueva. En crudos pesados, debido a sus altos valores en las viscosidades causará un mayor entrapamiento de las gotas de agua en la fase de crudo. En conclusión, altas viscosidades en el crudo traen como consecuencia una gran tendencia a la formación de emulsiones estables.

✓ Puntos de control: a la salida del separador se tienen válvulas de control, en las cuales se fijan set points que mantienen estable la presión de separación (la mayoría de estas válvulas hacen parte del circuito de sistemas electrónicos o neumáticos las cuales se activan por medio de señales (neumáticas o electrónicas). Pueden ser válvulas de control de nivel o válvulas choque). Todo el sistema de control está conformado por un lazo de control (transmisor, medición y elemento de control). Estos cuidados son importantes para mantener las condiciones del separador en ventanas operativas aceptables en el rango del equipo calculado en el diseño.

Los fluidos separados salen del separador a través estas válvulas, las cuales son reguladas por medio de controladores, que al notar cambios envían señales a las válvulas ya sea para cerrar o abrir tales salidas.

Las válvulas reguladoras de gas son sensibles a cambios de presión mientras que las de líquido a cambios en el nivel.

✓ Velocidad de asentamiento: como se mencionó previamente en el ítem de densidad del gas, la velocidad de asentamiento corresponde a la velocidad a la que cae una

partícula líquida por acción de la gravedad (donde la fase continua es el gas, el cual contiene suspendidas las partículas de líquido), luego de estabilizarse a causa de la igualación de las fuerzas de fricción (que ejerce el gas sobre el líquido) y asentamiento. Obviamente entre menor sea el tamaño de la partícula, mas rápido se alcanzará tal velocidad, es por esto que dicha velocidad (la de las partículas de menor tamaño) es la usada para determinar el tiempo necesario en que una partícula que cae recorre una distancia dada. Esta velocidad descrita es la empleada para separadores gas-líquido.

En los separadores líquido-líquido también se tiene en cuenta este parámetro pero se le llama velocidad de decantación, las gotas analizadas son las de la fase dispersa, es decir, las partículas de agua suspendidas dentro del crudo ya que debido a la viscosidad del crudo este parámetro es quien determina la decantación de las fases agua-crudo.

2.6 MECANISMOS DE SEPARACIÓN

En este tipo de unidades, el funcionamiento de los equipos se basa en el principio termodinámico “equilibrio vapor-líquido”.

✚ Asentamiento gravitacional: este tipo de separación se da gracias a la acción de la gravedad. Este mecanismo es aplicado tanto para la segregación de las fases aceite-agua como para las gotas de líquido de tamaños considerables, dispersas en la fase de gas. Es importante tener en cuenta que las gotas volatilizadas en la fase de gas tienen diferentes tamaños y que la precipitación de este fluido disperso hacia la interfase gas líquido va a depender de la viscosidad y velocidad del gas. La velocidad del gas debe ser lo suficientemente baja como para permitir tanto la sedimentación de las gotas de aceite suspendidas en esta fase como para que no exista nuevamente un arrastre del líquido ubicado en la superficie de la interfase gas-líquido en la corriente de gas. Este mecanismo puede llegar a remover eficientemente gotas con tamaños de partículas desde aproximadamente 100 micrones. Para remover partículas de menor tamaño se requiere de una cámara con un volumen mayor ya que entre mayor sea el recorrido del gas (a las mismas condiciones de baja velocidad) mayor será el periodo de residencia y en consecuencia, habrá más tiempo de depositación. Claro está que

tamaños muy grandes para los separadores es desventajoso en vez de lo contrario por espaciamiento, costos, entre otras cosas.

En la fase líquida la separación se da principalmente debido a la diferencia de densidades o gravedades específicas entre el crudo y el agua. La eficiencia de esta separación está dada en función de que tan diferentes pueden llegar a ser. La viscosidad del crudo va a indicar la facilidad con la cual las gotas de agua se podrán liberar de la fase de aceite y el contenido de sales y sólidos, de estabilizar las emulsiones.

✚ Coalescencia: corresponde a la unión o agrupamiento de las gotas de gas y líquido luego de la separación para posteriormente buscar cada una de ellas la fase continua. El gas dentro de la fase de aceite, busca la coalescencia o agrupamiento del gas disperso para formar burbujas cada vez más grandes y luego ascender a través del crudo hacia la fase continua de gas.

✚ Separación por choque: por el principio de solubilidad gas-líquido, la corriente de entrada que contiene mezclados gas y líquidos, se separan ante una alteración brusca de las condiciones de equilibrio como la generada por el choque a la entrada del separador, esto hace que se desestabilice la mezcla y se separe el gas del líquido.

✚ Cambio de la dirección de flujo: este mecanismo también genera desequilibrio en la mezcla. Cabe resaltar que todas las mezclas tipo gas-líquido son altamente inestables y ante una variación pequeña, la mezcla tenderá a separarse, es decir a buscar el equilibrio cada fase por separado.

✚ Cambio en la velocidad de flujo: el factor bajo el cual se basa este mecanismo para la separación del gas contenido en el líquido es la diferencia de inercia entre el gas y el líquido. Todas las condiciones que me ayuden al desequilibrio de la mezcla basándose en las propiedades de cada uno, son aprovechadas para lograr la separación de los fluidos gas-líquido.

- ✚ Fuerza centrífuga: durante la aplicación de esta fuerza, la mezcla tiende a optimizar los arreglos internos debido a la diferencia de densidades. Es importante resaltar que este tipo de mecanismo que emplea la fuerza centrífuga para separar cualquier tipo de mezclas (l-l, g-l, l-s), es uno de los más eficientes y por tanto, es uno de los más usados. La acción de la fuerza centrífuga, transporta las partículas de líquido hacia la parte más externa. Este arreglo es dado por la diferencia de densidades.

- ✚ Filtración: mediante sistemas de captación se logra la coalescencia de partículas de igual naturaleza, esto con el fin de retenerlas y agruparlas.

- ✚ Agitación: la agitación de manera controlada es útil en el momento de remover el gas que puede estar atrapado en el aceite debido a la tensión superficial y a la viscosidad del aceite.

- ✚ Calor: esta propiedad genera cambios en las propiedades de los fluidos, lo cual ocasiona mejoras en algunos procesos como la disminución de la viscosidad del crudo y por lo tanto la desestabilización de las emulsiones ya que estas no son termodinámicamente estables.

- ✚ Métodos químicos: dependiendo del tipo de químico y de su función estos pueden ser desemulsificantes, antiespumantes entre otras funciones que ayuden al proceso de separación.

2.7 ELEMENTOS DE LOS SEPARADORES BIFÁSICOS

2.7.1 Elementos Internos

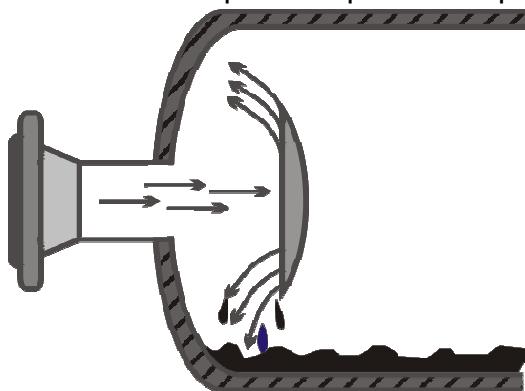
2.7.1.1 Desviador de entrada

En la siguiente figura se muestran dos tipos básicos de desviadores comúnmente usados.

Deflector: Este puede ser un plato esférico, un plato plano, un hierro angular, un cono o cualquier obstrucción que cumpla con el objetivo de cambiar abruptamente la dirección y la velocidad del fluido. El diseño del deflector depende principalmente de los soportes estructurales requeridos para resistir la carga impulso-impacto. La ventaja de los dispositivos como la media esfera o el cono es que crean menos distorsión que los platos o el hierro angular, minimizando problemas de emulsiones y retornos de los gases hacia la corriente de fluidos.

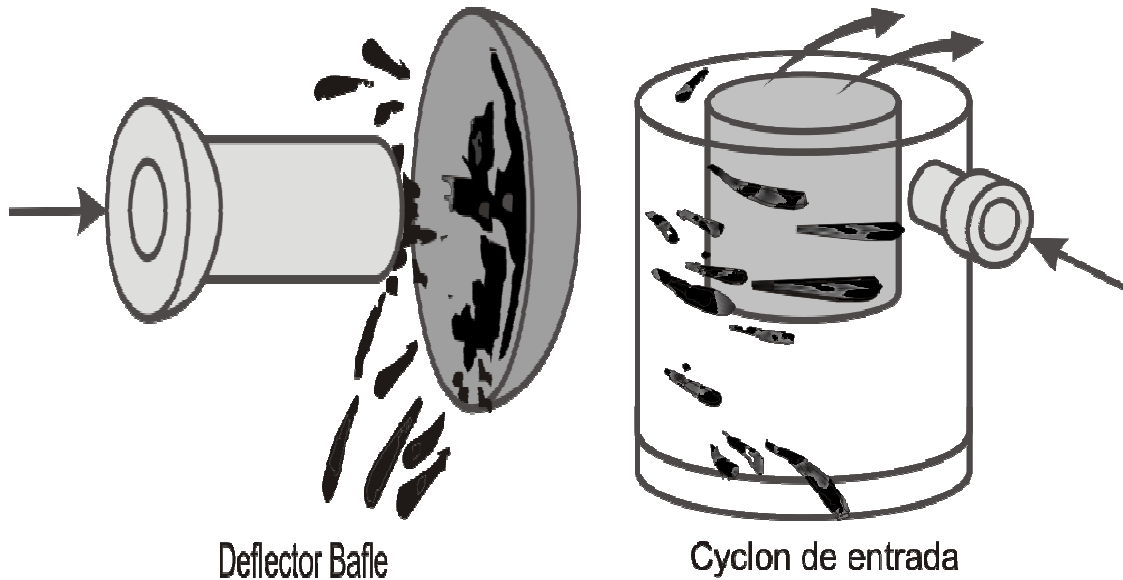
Desviador tipo ciclón: este tipo utiliza fuerza centrífuga, en vez de la agitación mecánica, para separar el petróleo y el gas. Este ingreso puede tener una chimenea ciclónica, como muestra la figura, o puede utilizar una entrada tangencial del fluido hacia las paredes. La mayoría utiliza una boquilla de ingreso de un tamaño apropiado para crear una velocidad de fluido de aproximadamente 20 fps.

Figura 37. Deflector tipo baffle para un separador horizontal



Fuente: autor

Figura 38. Desviadores de entrada mas empleados



Nota: a la izquierda se tiene el deflector y a la izquierda el desviador tipo ciclón

Fuente: autor

2.7.1.2 Quebradores de olas

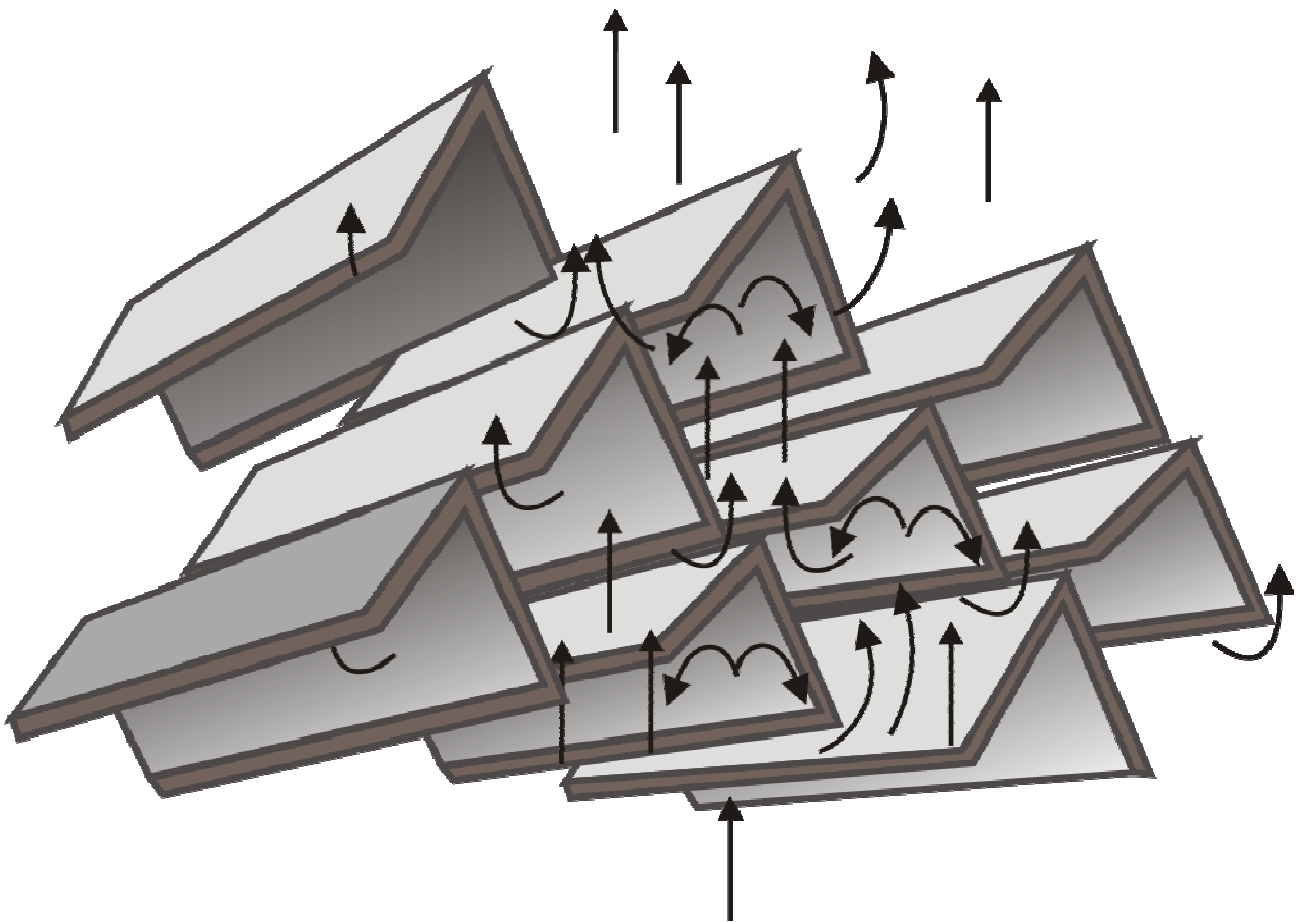
En separadores horizontales largos, es necesario instalar quebradores de olas, que simplemente son deflectores verticales que cubren la interfaz gas-líquido perpendicular al flujo y no permiten el ondeaje al interior del equipo. Este movimiento ocasiona la activación de mecanismos de control con lecturas erróneas que pueden conllevar a cierres en las válvulas de salida y entrada del equipo.

2.7.1.3 Platos antiespumantes

Por lo general se forma espuma en crudos con altas concentraciones de contaminantes los cuales aumentan la tensión superficial del líquido, dándole así una mayor resistencia y estabilidad a la superficie líquida que cubre la burbuja de gas.

La espuma en la interfaz puede aparecer cuando las burbujas de gas que ascienden a través del líquido, llegan hasta su superficie pero no son liberadas. La espuma puede ser estabilizada con la adición de químicos en el ingreso. Frecuentemente una solución más efectiva es forzar a la espuma a pasar por una serie de placas paralelas inclinadas o tubos que ayudan a desvanecer las burbujas. Si el crudo es altamente nafténico o parafínico el uso de estos elementos no es muy recomendado ya que podría conducir a un taponamiento.

Figura 39. Patos antiespumantes

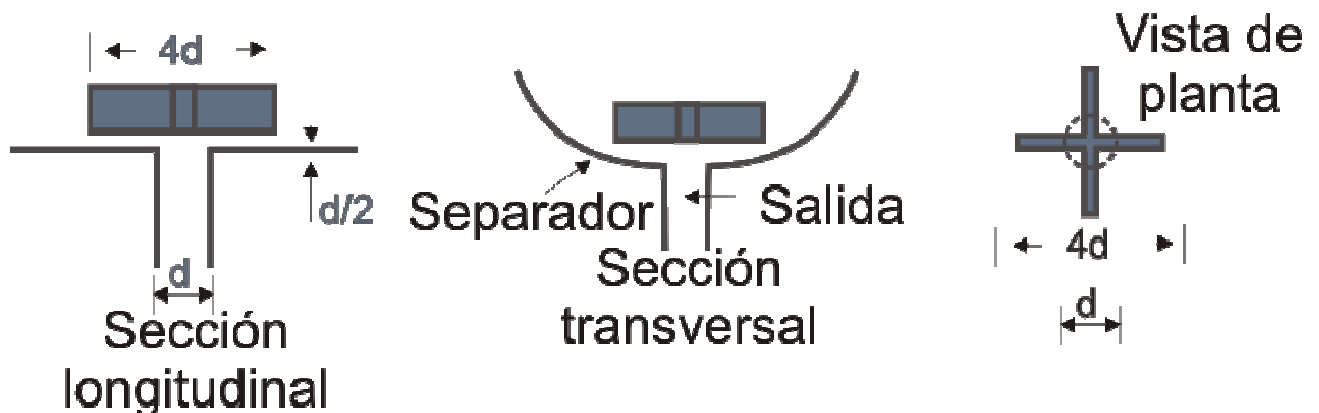


Fuente: *autor*

2.7.1.4 Vórtice interruptor o quebrador de remolinos

Normalmente es buena idea incluir un simple vórtice interruptor, como muestra la figura 17, para prevenir que se desarrolle un remolino cuando la válvula de control de líquidos está abierta ya que un vórtice podría extraer gas del espacio de vapor y volverlo a arrastrar en la salida de líquidos.

Figura 40. Quebrador de remolinos



Fuente: autor

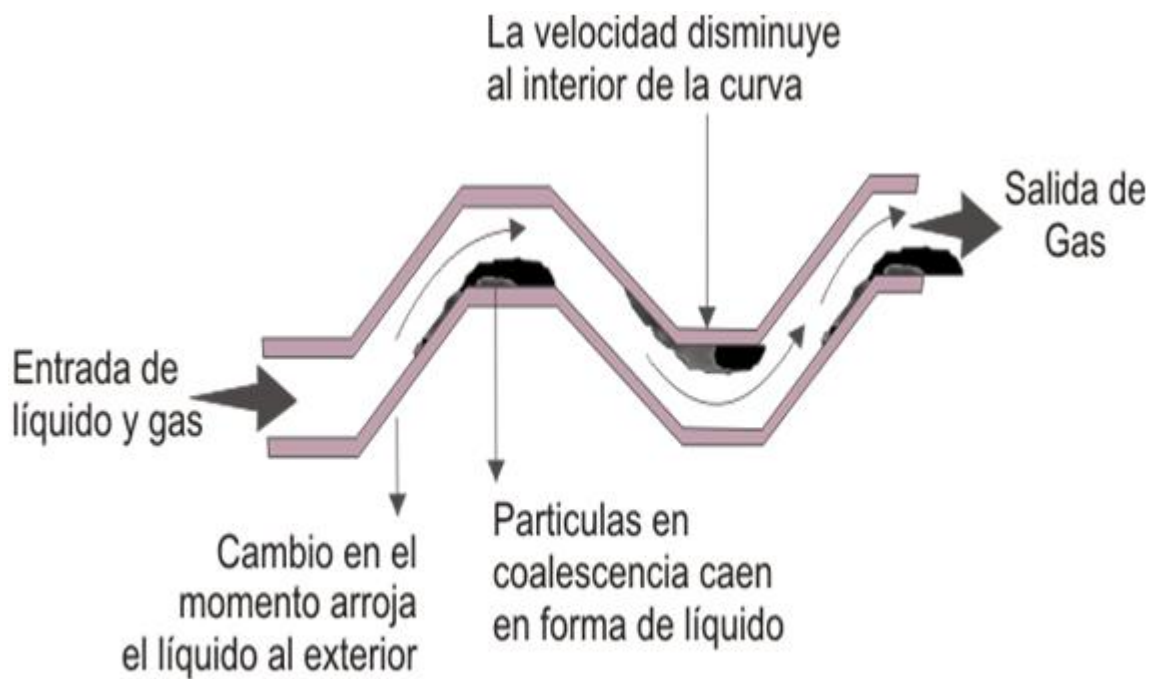
2.7.1.5 Extractor de niebla

La función del extractor de niebla es la de hacer coalescer las gotas de líquido de tamaños muy pequeñas que van asociadas a la corriente de salida de gas. El principio fundamental de este equipo es el cambio en las condiciones de dirección de flujo por parte del gas y del choque con una superficie retenedora que para este caso podrá ser algunos de estos dispositivos tales como mallas, placas corrugadas entre otros, la diferencia es la de la intensidad con la cual sucede el cambio de la dirección del flujo. Cuando la corriente de gas se acerca a una obstrucción, esta se desvía alrededor de ella, pero las gotas de líquido al tener cierta inercia y resistencia al cambio de flujo, chocan contra esta, ocasionando una separación de la corriente de gas.

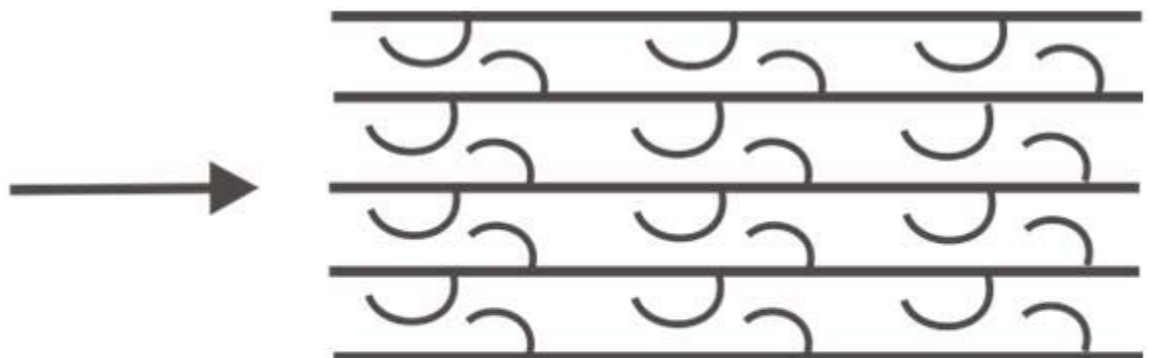
La figura 18 muestra los dispositivos de extracción de niebla más comunes:

- almohadillas de malla de alambre,
- placas en arco,
- aletas.
- Pliegues arqueados

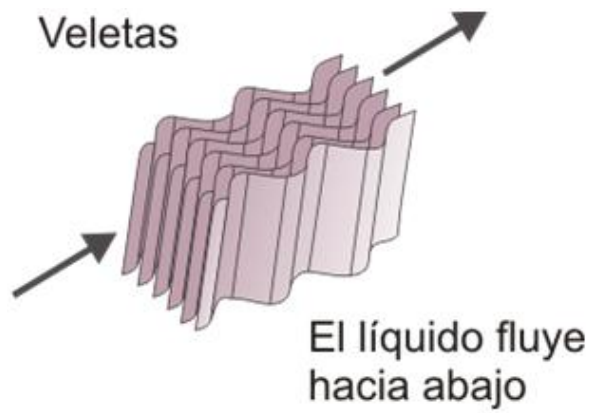
Figura 41. Extractores de niebla



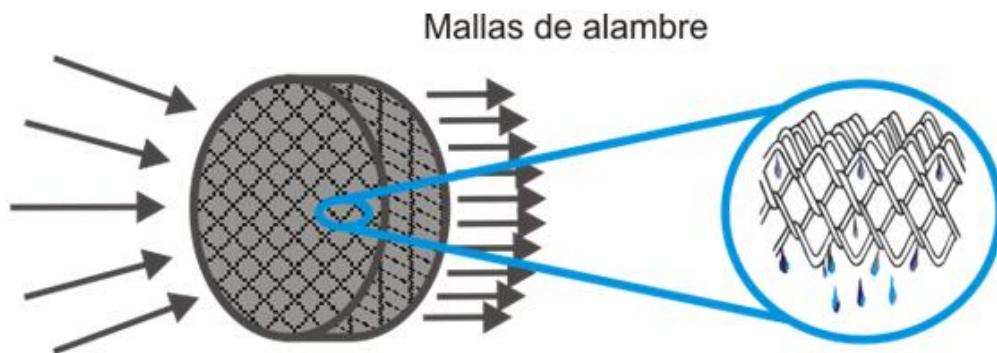
a) principio de funcionamiento inercia y cambio de dirección de flujo



b) configuración interna de un eliminador de niebla tipo aletas



c) configuración interna de eliminador de niebla tipo aspas



d) configuración interna del eliminador de niebla tipo malla de alambre



e) configuración interna del eliminador de niebla tipo pliegues arqueados

Fuente: autor

Una *almohadilla de malla de alambre* está hecha de alfombras de alambre de acero inoxidable finamente tejido y envuelto en un cilindro empacado de forma apretada. Las gotas de líquido colisionan en los alambres tejidos y se precipitan a la fase líquida en la sección de acumulación de líquidos. La efectividad de la malla de alambre depende mayormente de que el gas esté dentro del rango apropiado de velocidad. Si las velocidades son muy altas, los líquidos extraídos serán nuevamente arrastrados. Si las velocidades son bajas, el vapor simplemente desvía por el elemento malla sin que las gotas colisionen.

La construcción muchas veces especifica un cierto grosor (generalmente 3 a 7 pulgadas) y densidad de malla (generalmente 10 a 12 libras por pie cúbico). La experiencia indica que un extractor de la malla de alambre de un tamaño apropiado puede remover el 99% de las gotas de 10 micras o mayores. Aunque los extractores de malla de alambre no son caros, se tapan más fácilmente que otros.

Los *extractores aleta* obligan al flujo de gas a experimentar cambios en dirección mientras pasa entre las placas paralelas. Las gotas se enredan en las superficies de las placas, se unen y caen a un área de recolección de líquidos para ser dirigidos hacia la sección acumuladora de líquidos del recipiente. Los fabricantes definen los tamaños de los extractores del tipo aleta para asegurar una cierta caída de presión mínima.

Las *placas en arco* son cilindros concéntricos y corrugados, posicionados de tal manera que el gas se enreda en las corrugaciones y condensa el líquido suspendido.

Los *extractores de niebla centrífugos* separan las gotas de líquido con la fuerza centrífuga. Estos pueden ser más eficientes que los extractores de la malla o alambre de niebla, y son menos susceptibles a taparse. Sin embargo, no se utilizan comúnmente en operaciones de producción porque la eficiencia de remoción es sensible a pequeños cambios en flujo. Adicionalmente, requieren de caídas en presión relativamente grandes para crear la fuerza centrífuga.

2.7.2 Elementos Externos

2.7.2.1 Cilindro

Generalmente estos equipos son diseñados uniendo lámina a lámina de acero para proporcionar mayor resistencia a altas presiones. Estas láminas son unidas y enrolladas para darle al cilindro mayor consistencia.

2.7.2.2 Cabezales o tapas

Corresponden a los cascos que se ubican en los extremos del cilindro formado, permitiendo el aislamiento del recipiente con agentes externos al equipo, obviamente exceptuando las entradas de fluido al tanque. Estos cascos pueden ser de forma semiesférica o cónica. Para la misma presión de trabajo, los cabezales semiesféricos necesitan menor espesor y los cónicos mayor espesor. Sin embargo, los semiesféricos son más costosos por lo difícil para su fabricación. Para crudos con alto contenido de arenas, se recomienda el uso de cabezales cónicos debido a que en el fondo tienen más facilidad de eliminación.

2.7.2.3 Boquillas

Estos dispositivos se ubican a la entrada y salida del separador y son los encargados de proporcionarle los fluidos a separar al separador. Estas boquillas pueden ser tipo rosca o briadas y por lo general van asociadas a elementos de control como válvulas y cheques.

2.7.2.4 Manholes o huecos de inspección

Proporcionan un medio de control para el equipo y permite ver el nivel de trabajo del separador de manera rápida y fácil.

2.8. CONFIGURACIONES MÁS EMPLEADAS

Aunque existen muchas variedades de separadores de dos fases, la mayoría de las unidades utilizadas en campos petrolíferos son diseños convencionales, construidos en configuraciones horizontales o verticales.

Los separadores horizontales son más eficientes en tamaño que los tipos verticales, pero tienen una capacidad limitada de oleada y algunas veces no se acoplan al espacio disponible en las plataformas petroleras. Los separadores verticales frecuentemente son especificados para aplicaciones con relaciones de GOR altos o bajos. Ambas configuraciones emplean elementos internos similares, incluyendo desviadores de entrada, extractores de niebla, interruptores de vórtice entre otros. Los autores **Ken Arnold** y **Maurice Stewart, Jr.** proveen formulas para la velocidad de asentamiento de los líquidos, el diámetro de partícula, y el tiempo de retención de líquidos, así como también procedimientos paso-a-paso para la selección de unidades horizontales y verticales (los procedimientos no se van a trabajar como los plantean Ken Arnold y Maurice Stewart, se emplearán otros métodos los cuales se consideran aun más prácticos que los propuestos por estos autores). Debido a esto se ha querido hacer énfasis en las diferencias existentes entre estos dos tipos de separadores “gas-líquido”.

2.8.1 Funcionamiento De Los Separadores Verticales Y Horizontales G-L

Como ya fue descrito, tanto el funcionamiento como los elementos internos de ambos equipos son los mismos (claro está que los separadores horizontales pueden llegar a tener configuraciones más complejas que los separadores verticales). La gran diferencia existente entre ellos es su configuración. Esto bifurca ambos tipos de separadores en ciertas ventajas y desventajas que, por lo general, tienden a ser complementarias, es decir, las ventajas para un tipo de configuración son prácticamente las desventajas del otro.

2.8.1.1 separadores horizontales

El fluido entra en el separador por la zona de gas y choca contra el desviador de entrada, causando un cambio repentino en el impulso lo que produce la separación inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente en la zona de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas atrapado en el líquido se libere del petróleo y suba a la zona de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del tanque mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel cuando siente cambios en el nivel del líquido controla la válvula de descarga por medio de señales. El gas fluye sobre el desviador de entrada y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Esta dirección de flujo es perpendicular a la dirección de asentamiento de las partículas de líquido, por esta razón, los equipos horizontales son más eficientes que los verticales. De ahí la corriente de gas es dirigida a través del extractor de niebla en donde se condensan las partículas de líquido que no se sedimentaron.

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

Figura 42. Configuración externa de un separador bifásico horizontal



Fuente: *www.petroquimex.com*

2.8.1.2 separadores verticales

En la siguiente figura se muestra el esquema externo e interno de un separador vertical. En esta configuración el flujo de entrada entra al tanque por un costado. A igual que en el separador horizontal, el choque con el desviador de entrada provoca una separación bruta inicial del gas y el líquido. Luego, El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos, y luego baja a la salida de líquidos. En este punto es importante recalcar que las gotas de fluido que descienden hacia la interface gas-líquido fluyen en contracorriente con la fase gaseosa, generando de esta manera una menor eficiencia en el equipo comparado con el separador vertical, ya que este tipo de separación gas-líquido se encuentra enfocado en la recuperación de la mayor cantidad de líquido de la fase gaseosa.

Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal.

El gas fluye sobre el desviador de entrada y luego hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento gravitacional, las gotas de líquido caen en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de extracción de niebla antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.

Figura 43. Configuración externa de un separador bifásico vertical



Fuente: *autor*

2.8.2 Horizontal y Vertical; ventajas y desventajas

Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los tipos verticales porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad (como se vio en la figura de dirección de flujo al inicio del capítulo), y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de vapor.

Desventajas de los separadores verticales

En términos de un proceso de separación de gas-líquido, los separadores horizontales son preferidos. Sin embargo, tienen **desventajas** que podrían llevar a la preferencia de un separador vertical en ciertas situaciones:

- Los separadores horizontales no manejan los sólidos tan bien como los separadores verticales.
- Los recipientes horizontales requieren de más área plana que los recipientes verticales equivalentes. Aunque esto no sea muy importante en las locaciones terrestres, puede ser muy importante costa afuera.
- Los recipientes horizontales tienen menos capacidad de oleada líquida. Para un cambio dado en la elevación de la superficie del líquido, típicamente hay un incremento mayor en el volumen del líquido para un separador horizontal que para un separador vertical cuando ambos tienen el tamaño adecuado a la misma tasa de flujo. Sin embargo, la geometría del recipiente horizontal requiere que el dispositivo de cierre de alto nivel esté localizado cerca del nivel normal de operación. En un recipiente vertical, el cierre puede ser colocado más alto, permitiendo más tiempo para que el controlador de nivel y la válvula de descarga reaccionen a la oleada. Adicionalmente, las oleadas en recipientes horizontales pueden crear olas internas que activen el dispositivo de cierre.

Desventajas de los separadores verticales

Se debe señalar que los recipientes verticales también tienen **desventajas** no relacionadas al proceso que se deben tomar en consideración cuando se hace la selección. Estas incluyen:

- Puede ser difícil mantener a algunas válvulas de alivio y algunos de los controles sin escaleras y plataformas especiales.

- Puede ser necesario remover el recipiente de su skid para transportarlo debido a las restricciones de altura para el transporte.
- Por lo general, los recipientes horizontales son más económicos para la separación normal de petróleo y gas, particularmente cuando puede haber problemas con emulsiones, espuma, o relaciones altas de gas – petróleo.
- Los recipientes verticales funcionan más efectivamente en aplicaciones GOR bajas o muy altas, como con depuradores.

Ventajas de los separadores horizontales

- Son utilizados cuando el volumen de agua a separar es considerable, debido a que proporcionan mayor tiempo de retención.
- Son preferidos en pozos que producen alta tasas de gas en comparación con la tasa de producción de líquido (Alto GOR).
- Son más eficientes que los verticales en el manejo y procesamiento de grandes volúmenes de gas ya que las gotitas de líquido caen perpendicularmente al flujo de gas sin que exista roce entre ellas, mientras en los verticales el flujo de gas es contrario al de líquido siendo su separación más difícil por los choques y la fuerza de fricción entre estas partículas disminuyendo la velocidad de ascenso del vapor. Además el área de la interfase gas-líquido es más grande en el separador horizontal lo cual facilita que las burbujas de gas salgan en mayor cantidad a la zona de vapor.
- En general son más económicos en problemas de separación gas-líquido, y son recomendados donde se presentan problemas de emulsiones y/o de espumas.
- Son de menor precio que el separador vertical.
- Más fácil de transportar sin seccionar y embarcar sobre soportes. En cambio si el separador vertical necesita ser removido presenta problemas de transporte debido a sus restricciones de altura.

- Para una cantidad de gas dada el diámetro resultante es menor.
- Requiere menos tubería en conexiones de campo.
- Las válvulas de alivio y los controles no presentan problemas de servicio.

Ventajas de los separadores verticales

- El control de nivel de líquido no es tan crítico como en el separador horizontal, debido a que el flotador o mecanismo de control de nivel tiene mayor espacio vertical que le permite un mejor desplazamiento enviando más fácilmente la señal a la válvula de vaciar.
- Estos separadores tienen mayor capacidad para movimiento de líquido y cambios repentinos en el nivel de éste. En un separador horizontal su geometría no permite colocar la salida de líquido a un nivel muy alto, mientras que en el vertical la salida de líquido puede colocarse a una mayor altura permitiendo que el controlador de nivel y la válvula de salida influyan para dar un mayor movimiento de líquido. Además el movimiento en separadores horizontales puede crear ondas internas que en cualquier momento activan un mecanismo de salida.
- Un separador vertical ocupa menos espacio en el piso, siendo esto importante en plataformas costa fuera debido a un poco espacio disponible, aunque no sea tan importante en localizaciones terrestres.

2.9 DISEÑO

Dentro de las ejecuciones ingenieriles en campo por parte del profesional a cargo en el área de producción está el diseño y/o evaluación de la capacidad de los equipos que conforman la facilidad de superficie, debido a esto, se explican las bases teóricas con las cuales se realiza el diseño de los separadores.

2.9.1 Asentamiento

Las gotas de líquido que atraviesan la sección de asentamiento gravitatorio caen a una determinada velocidad debido a la fuerza que ejerce la gravedad sobre la gota. Esta velocidad es limitada por la fuerza de rozamiento con el gas y contraria a la dirección de caída de la gota. De la igualación de las dos ecuaciones de la fuerza de rozamiento y el peso propio de la gota se obtiene la ecuación que corresponde a la velocidad de asentamiento de la gota la cual se dará mas adelante. La experiencia de campo indica que si se sedimentan tamaños de gotas de 100 micrones o mas, el extractor de niebla no se inundará y estará en condiciones de remover gotas de tamaño desde los 10 micrones hasta 100 (suponiendo que desde 100 micrones el peso es suficiente como para lograr la precipitación).

2.9.1.1 Procedimiento General Para Separadores Bifásicos:

Primero, con base en estas ecuaciones se determina el valor adimensional del coeficiente de arrastre, el sistema se debe solucionar con una prueba y error con base en las siguientes 4 ecuaciones. Se inicia suponiendo un C_d para que inicie la iteración y se detiene cuando es valor de C_d se conserva

Coeficiente de arrastre

$$C_D = \left(\frac{24}{Re}\right) + \left(\frac{3}{\sqrt{Re}}\right) + 0.34$$

Número de Reynolds

$$Re = 0.0049 * \left(\frac{v_t * \rho_g * d_m}{\mu}\right)$$

Velocidad de asentamiento

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

Densidad del líquido

$$\rho_L = \frac{\rho_w Q_w + \rho_o Q_o}{Q_L}$$

Donde:

- C_D: Coeficiente de rozamiento {adimensional}
- V_t: Velocidad de asentamiento de la gota {ft/seg}
- d_m: Diámetro de la partícula {micrones}
- Re: Número de Reynolds {adimensional}
- μ : Viscosidad del gas @ temperatura y presión del separador {centipoises}
- ρ_l : Densidad del líquido {lb/ft³}
- ρ_w : Densidad de agua {lb/ft³}
- ρ_o: Densidad del crudo {lb/ft³}
- ρ_g: Densidad del gas @ temperatura y presión del separador{lb/ft³}
- Q_l: Caudal de líquido
- Q_w: Caudal de agua

La literatura dice que la viscosidad del gas se determina a partir de una correlación a temperatura y presión de operación.

Tamaño de las gotas (d_m)

Las ecuaciones de diseño de capacidad de gas se basan en la remoción de gotas de 100 micrones. Pero estas técnicas pueden ser modificadas fácilmente para cualquier tamaño de gotas.

Tiempo de retención (Tr)

Corresponde al tiempo que el líquido recorre todo el separador hasta la salida, esto con el fin de permitir cierto reposo en el separador para que el gas y líquido alcancen el equilibrio a la presión de trabajo.

Para la mayoría de aplicaciones un tiempo de retención entre 1 y 3 minutos es suficiente. Cuando el crudo presenta espumas el tiempo de retención necesario puede ser cuatro veces más grande.

Tabla 12. Tiempos de retención

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

Fuente: *curso de producción*

2.9.1.1.1 Diseño de Separadores Horizontales

Para seleccionar un separador horizontal es necesario escoger la longitud y diámetro. Esta selección debe satisfacer las condiciones de capacidad de gas, que permitan que las gotas de líquido caigan del gas al volumen de líquido, cuando el gas atraviesa la longitud efectiva del separador. El diseño debe también dar suficiente tiempo de retención para permitir que el líquido alcance el equilibrio.

Para separación de gotas de líquido de 100 micrones el separador horizontal debe estar lleno de líquido hasta la mitad y se aplican las siguientes ecuaciones:

✚ Capacidad de gas

$$d * L_{eff} = 420 \left\{ \frac{T * Z * Qg}{P} \right\} \left\{ \left[\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right] \frac{C_D}{d_m} \right\}^{1/2}$$

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

✚ Capacidad de líquido

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

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

Debido a la turbulencia en la entrada y la localización de la boquilla de salida, la longitud efectiva puede ser aproximadamente 0,75 de la longitud total, L_{s-s}

Donde:

d : Diámetro interno del separador {pulgadas}

L_{eff}: Longitud efectiva donde ocurre la separación {pies}

L_{ss} : longitud entre costuras

t_r : tiempo de residencia

Q_l : Caudal de líquido

Posterior a este cálculo, se realiza un esquema donde se comparan las capacidades del equipo para el gas y el líquido con base en la relación de esbeltez, la cual debe estar en el rango entre 3 y 4 (valor adimensional), luego, se hace la selección.

d	GAS		LIQUIDO		RE
	L _{eff}	L _{ss}	L _{eff}	L _{ss}	
24					
30					
36					
42					
⋮					
60					

2.9.1.1.2 Diseño de Separadores Verticales

Estos requieren un diámetro mínimo que permita que las gotas de líquido se separen en el movimiento vertical del gas. El tiempo de retención de líquido requerido especifica una combinación de diámetro y altura del volumen de líquido. Cualquier diámetro más grande que el mínimo requerido para la capacidad de gas puede escogerse.

✚ Capacidad de gas

$$d^2 = 5.040 * \left(\frac{T * Z * Q_g}{P} \right) \left(\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right)^{1/2}$$

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

✚ Capacidad de líquido

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

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12}$$

Donde:

- h : altura del volumen de líquido, pulgadas.
- d : Diámetro interno del separador {pulgadas}
- Leff: Longitud efectiva donde ocurre la separación {pies}
- L_{ss} : longitud entre costuras {ft}
- T : temperatura {Rankine}
- Z : factor de compresibilidad del gas a la temperatura del separador
- Q_g : Caudal de gas {MMscfpd}
- P : presión {psia}
- ρ_l : Densidad del líquido {lb/ft³}
- ρ_g : Densidad del gas @ temperatura y presión del separador {lb/ft³}

C_D : Coeficiente de rozamiento {adimensional}

d_m : Diámetro de la partícula {micrones}

Q_g : Caudal de líquido

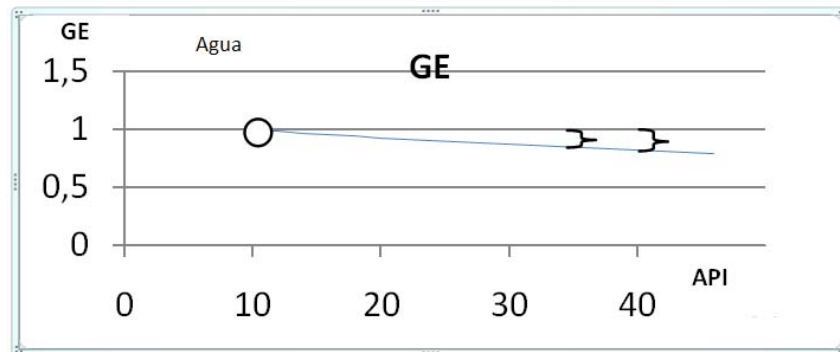
De igual manera se plantea un esquema comparativo en donde se analizan las relaciones de esbeltez a diferentes tiempos de residencia; de esta manera se escoge la opción mas adecuada según este ultimo parámetro.

tr	D	h	Lss	RE
2	Mínimo comercial			
	6			
	...			
	48			
3	Mínimo comercial			
	6			
	...			
	48			
4	Mínimo comercial			
	6			
	...			
	48			

2.10 SEPARACION LÍQUIDO-LÍQUIDO (TANQUES DE DECANTACION)

La eficiencia de este proceso está relacionada con la diferencia de gravedades específicas entre el agua y el crudo. La gravedad específica del agua es un valor casi constante, pero esto no sucede con el crudo donde tenemos que entre mayor sea la gravedad API del crudo, es decir, entre más liviano, mayor será la diferencia de gravedades específicas (habrá mayor facilidad de separación), por el contrario, entre mas pesado, mayor dificultad de separación. En conclusión, entre mayor diferencia de gravedades específicas habrá mayor facilidad de separación.

Figura 44. Variación de la gravedad específica con la gravedad API



Fuente: *autor*

Ya que la separación se debe dar en varias etapas para hacer más eficiente el proceso, luego de una primera fase de separación (como ya se dijo anteriormente dada en un separador vertical u horizontal), el agua separada se envía a un proceso de separación posterior (decantación) para buscar una mayor recuperación de crudo asociado al agua y en donde, debido a un tiempo de sedimentación o decantación más largo, estos fluidos pueden cada uno coalescer y de esta manera extraer la última cantidad de crudo.

Los siguientes son tipos de separadores empleados para este fin, de ahí el nombre de cada uno de ellos:

- Tanques cortadores (gun barrel).
- Tanques lavadores (wash tanks).
- Separadores de agua libre (free water knockout).

2.10.1 Gun Barrel (tanque cortador)

Este equipo es el más indicado en el momento de continuar con la separación de los líquidos que provienen de una de las corrientes de salida del separador bifásico.

El gun barrel es un tanque tratador el cual funciona por medio del flujo descendente vertical centrado que tiene en su interior una cámara superior desgasificadora o bota en el tope, opera a presión atmosférica teniendo como función principal tratar la emulsión.

La emulsión a tratar descendiendo por el centro hacia un dispersor el cual se encarga de distribuir toda la corriente de entrada y obligándola a ascender a través del colchón de agua por efecto de flotabilidad a causa de la diferencia de densidades hasta llegar a unirse con el colchón de aceite formado sobre el agua. En general, no necesita calentamiento aunque en zonas frías se hace necesario aislar el equipo térmicamente para evitar cambiar las propiedades de la emulsión (por ejemplo, el efecto que tiene la temperatura sobre la mezcla agua aceite (emulsión) es bastante marcada). Estos equipos tienen un sifón lateral, el cual permite el drene del equipo.

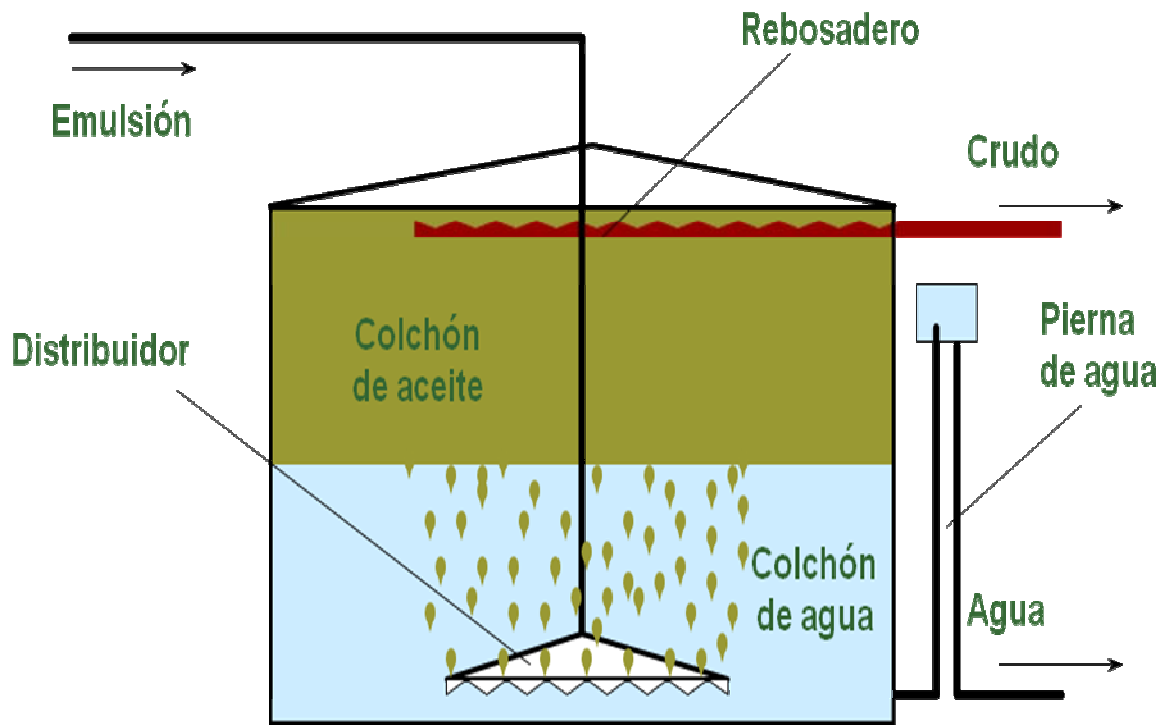
Vistos lateralmente presentan tres secciones verticales:

- Gas (superior).
- Petróleo (media, zona de decantación).
- Agua separada (zona de lavado o corte).

Los GB son, básicamente tanques sedimentadores, existen un número muy grande de diseños interiores y pueden tener ciertas variaciones que hace que tengan múltiples funciones.

El gas disuelto en la emulsión afecta la eficiencia del proceso de deshidratación por gravedad diferencial ya que las burbujas de gas, al liberarse frenan la decantación libre, para evitar esto se incorpora la bota en la entrada.

Figura 45. Configuración interna y externa del gun barrel



Fuente: curso de producción

2.10.2 Problemas Generados Durante La Separación Líquido-Líquido

Las problemáticas generadas durante la separación acarrea dentro del proceso, incrementos en los costos de operación y reducción de la eficiencia del equipo. Durante el proceso de separación se pueden llevar a cabo una serie de factores o parámetros que afectan directamente la separación disminuyendo su eficiencia. Estos “parámetros” son desarrollados mientras ocurren cambios en las condiciones del proceso. Cabe resaltar que esta tabla no es un patrón base ya que este tipo de problemáticas también dependen de la calidad del crudo, de sus propiedades tales como viscosidad, gravedad API, BS&W entre otras así como de las variables operacionales tales como presión, temperatura...

Tabla 13. Problemas generados en las mezclas líquido-líquido

fases	características del crudo	problemas
1	100% crudo gas disuelto	espuma hidratos
2	90% crudo 10% agua gas disuelto	espuma hidratos incrustación bacterias emulsión
3	70% crudo 30% agua gas disuelto	espuma hidratos incrustación bacterias emulsión

fuentes: www.petroquimex.com

Debido a la factibilidad de formación de emulsiones, se requieren costosos equipos de separación. Sin embargo, con la información referente a las características del crudo y las propiedades de la emulsión es posible realizar pre-tratamientos al crudo con desestabilizadores químicos (desemulsificantes) o a través de equipos especialmente diseñados para cada pozo con el objeto de prevenir problemas de emulsión.

Aunque la decantación de las fases que forman la emulsión no se dan en la primera fase debido a que la separación que se lleva a cabo en el separador general o de prueba es gas-líquido, sí se procede a realizar la inyección de agentes desemulsificantes durante la primera etapa, nuevamente aclarado que la primera fase de separación para este proyecto es la separación gas-líquido, los cuales actúan directamente sobre los agentes que tienden a mantener estable la emulsión. Este previo tratamiento se hace con el fin de tener una acción más prolongada y efectiva del desemulsificante sobre estos agentes.

2.10.3 Formación De Emulsiones

Una emulsión es un sistema heterogéneo de una fase y dos componentes (líquido-líquido) que se caracteriza por la existencia de un líquido inmisible (agua) disperso en otro (petróleo) bajo la forma de gotas, los tamaños de las partículas la ubica en la categoría de sistemas coloidales con tamaños de partículas desde los 0.1 μ m hasta 10 μ m. Al agua se le denomina fase dispersa y al petróleo fase continua, en una emulsión normal. Se simplifican como emulsiones w/o (water/oil).

Su estabilidad depende de ciertos parámetros y puede variar drásticamente al darse algún cambio leve de estos. Existen emulsiones o/w y o/w/o pero no son frecuentes en la industria. En una emulsión el área interfacial entre las gotas dispersas y la fase continua representa un incremento en la energía libre del sistema, por esta razón, las emulsiones no son termodinámicamente estables.

El crudo contiene una gran cantidad de componentes, los cuales tienen naturaleza de superficie activa, entre ellos se encuentran los asfaltenos, compuestos de vanadio, compuestos químicos resinosos y ácidos orgánicos solubles. Estos materiales actúan como agentes interfaciales que favorecen la formación de emulsiones. Se cree que los asfaltenos aportan mayor estabilidad a las emulsiones de crudo-agua, estos tienden a depositarse en la interfase agua-aceite formando una película rígida alrededor de las gotas de agua, protegiendo a la emulsión de una posible ruptura ante choques, dando como resultado la estabilización de la emulsión. El equilibrio de la emulsión se ve afectado cuando se rompe el equilibrio termodinámico, esto como resultado de cambios en la presión, temperatura y alteraciones en la composición del material durante la extracción de crudo o durante la inyección material desemulsificante.

2.10.3.1 características de las emulsiones w/o

- fácil formación. Ello se debe a la existencia de agentes naturales (arcillas, asfáltenos, parafinas) que estabilizan la emulsión en donde estos agentes emulsificantes migran hacia la interfase de la gota dispersa generándole a la mezcla una mayor estabilidad.
- la formación de la emulsión requiere energía. Los fluidos producidos (agua y petróleo) capturan dicha energía de su transporte desde el reservorio en el "wellbore" migrando hacia la superficie. Dicha captura se logra a través del funcionamiento de bombas en fondo como las BES (bombas electrosumergibles) y todos aquellos equipos de levantamiento artificial que se encuentren en el wellbore, las válvulas y/o choques en fondo y superficie.

2.10.3.2 principales parámetros que afectan la estabilidad de la emulsión w/o

Parámetros importantes en la "interfase" de la emulsión:

- Los sólidos mantienen estable la emulsión, es decir, actúan como emulsionantes naturales.
- Existe tensión interfacial entre los líquidos debido a que son insolubles entre sí.
- La película interfacial posee viscosidad.
- El envejecimiento de la emulsión aumenta la rigidez de la película interfacial.

Parámetros específicos de las condiciones de la emulsión:

- Temperatura. A mayor temperatura la emulsión es menos estable.
- Tamaño de la fase dispersa. Entre mayor sea el tamaño de la gota de agua, habrá menos estabilidad debido a que la decantación de estas gotas se facilita a medida que aumenta el tamaño ya que estas gotas por su propio peso se separan.

- Viscosidad de la fase continua. Esta propiedad define la facilidad del flujo de las gotas suspendidas dentro de la fase continua. A menor viscosidad, menor estabilidad.
- Diferencia de densidades entre el agua y el petróleo.

2.10.4 Ruptura O Disociación De La Emulsión

Resolver una emulsión significa separarla en sus componentes, ello se logra con la desemulsificación. Este proceso comprende dos etapas sucesivas:

- a) Floculación o choque entre las gotas de agua dispersa con crecimiento de gota.
- b) Coalescencia o crecimiento de gota de agua hasta un tamaño que hace inestable la emulsión con lo cual el agua se separa por decantación.

La floculación es una etapa reversible de "colisión entre gotas" que, por su carácter de reversibilidad no siempre conduce a la coalescencia. La velocidad de floculación es mayor cuando:

- Es mayor el contenido de agua de la emulsión ya que existen muchas gotas por unidad de volumen de emulsión donde esto, obviamente, facilita esta etapa.
- La temperatura de la emulsión es alta porque las altas temperaturas aumentan la frecuencia de choques entre gotas.
- La viscosidad de la fase continua es baja (existe escasa resistencia del petróleo al movimiento de las gotas de agua que deben chocar).
- Se "excitan" por un medio externo los choques con campos eléctricos.

La coalescencia es una etapa irreversible de crecimiento de gota, es mayor cuando:

- La velocidad de floculación es alta.
- La película interfacial es muy débil o poco estable (los químicos de tratamiento contrarrestan el efecto de ciertos emulsionantes naturales).
- Se inactiva térmicamente la película interfacial por disolución de parafinas y/o asfáltenos sólidos.

2.10.5 Tiempos De Residencia Para La Decantación De La Emulsión

El tiempo operativamente es conocido como "tiempo de retención, decantación o desemulsificación" puede requerir desde segundos hasta horas y aun días. Este tiempo es el tiempo de residencia de equipos como gun barrel, FWKO (cabe aclarar que este tiempo de residencia es un tiempo distinto al tiempo de residencia tomado inicialmente. Ese tiempo de residencia es determinado según el tiempo que se demore las gotas de livianos suspendidas en el gas en depositarse sobre la interface gas-líquido ya que lo que se pretende en ese proceso es recuperar la mayor cantidad de livianos debido a su alto valor comercial, dado en la primera etapa de separación en el separador gas-líquido; de igual manera sucede con la velocidad de asentamiento).

Existe un "tiempo teórico" que se obtiene de dividir la capacidad del tanque de tratamiento por el caudal y existe también un "tiempo real o efectivo". Esto se debe a que la emulsión (o cualquier otro fluido) sigue un camino de menor resistencia al flujo lo cual resulta en una modificación del tiempo de residencia "teórico". La diferencia entre ambos tiempos depende del diseño interior del equipo de tratamiento, si este es deficiente mayor será la diferencia. Esta variable es la única que el operador de la planta no puede controlar.

2.10.6 “La Ley De Stokes Y La Decantación”

Luego de logradas la floculación y la coalescencia, se da un tiempo en el cual debe ocurrir la separación (decantación) del agua y el petróleo.

La velocidad de la separación esta expresada, en una primera aproximación, por la ecuación de Stokes según la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{2(\rho_2 - \rho_1) * g * r^2}{\mu_1}$$

Donde:

V_s = Velocidad de sedimentación.

ρ_1 = Densidad del petróleo.

ρ_2 = Densidad del agua.

μ_1 = Viscosidad del crudo.

r = Radio de gotas de agua.

En el siguiente cuadro se puede observar como varia la velocidad de sedimentación para gotas de diferente tamaño en función de la temperatura de operación.

Tabla 14. Efecto de la viscosidad y el BSW en el tratamiento

Temperatura operativa		Velocidad de sedimentación libre (cm/seg) crudo de 12° API (0,986) y agua de 10.000 mg/lit de salinidad			
°F	°C	5 μ	20 μ	500 μ	1000 μ
150	65	$1,5 \times 10^{-7}$	$2,4 \times 10^{-6}$	$1,5 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-3}$
200	93	$6,3 \times 10^{-7}$	$1,0 \times 10^{-5}$	$6,3 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-2}$
250	121	$1,6 \times 10^{-6}$	$2,6 \times 10^{-5}$	$1,6 \times 10^{-2}$	$6,5 \times 10^{-2}$
300	148	$3,6 \times 10^{-6}$	$5,8 \times 10^{-5}$	$3,6 \times 10^{-2}$	$1,4 \times 10^{-1}$

Fuente: tesis de grado “efecto de la viscosidad y del contenido de agua en el tratamiento del crudo del campo cantagallo”.

2.10.7 Desemulsificación

Un desemulsificante con aplicación en el tratamiento de crudo es usualmente una molécula con carácter hidrofílico/lipofílico parcialmente soluble en la fase continua (aceite) y en la fase dispersa (agua); esta propiedad permite que la molécula del desemulsificante se posicione en la interface de la emulsión ocasionando la ruptura de la película interfacial que rodea a las partículas de la fase dispersa. Normalmente la eficiencia del desemulsificante tiene relación directa con el peso molecular. En general se ha observado que desemulsificantes con alto peso molecular presentan un mejor desempeño. Entre los compuestos que presentan mejores propiedades como desemulsificantes usados en la mayoría de las formulaciones se encuentran:

- Polialquilén glicoles de óxido de etileno/óxido de propileno(EO/PO) > 2000 + MW.
- Ésteres de ácidos dibásicos de polialquilén glicoles > 3000 + MW
- Resinas condensadas con etileno
- Ácidos grasos polimerizados
- Poliésteres EO/PO

Los desemulsificantes comerciales en todos los casos son mezclas de varios componentes, los cuales poseen distintas estructuras químicas y cubren una amplia gama de distribuciones de pesos moleculares. Cada componente del desemulsificante tiene diferente habilidad o actividad interfacial, la cual provee un rango de propiedades que favorecen el rompimiento de la emulsión, de las cuales cabe mencionar:

- A) Fuerte atracción en la interface o/w, con la habilidad de desestabilizar la película protectora que rodea a la fase dispersa.
- B) La habilidad de actuar como agente humectante.
- C) La habilidad de actuar como floculante.
- D) La habilidad de cambiar las propiedades reológicas, reduciendo la viscosidad e incrementando la compresibilidad de la película interfacial.

2.10.7.1 Evaluación de los desemulsificantes

Con el objeto de evaluar el desempeño de un desemulsificante, es necesario llevar a cabo pruebas de laboratorio con emulsión, tal cual es producida en las operaciones de campo. La prueba de botella es usada comúnmente para determinar cuál de los químicos conocidos como desemulsificantes pueden romper la emulsión proveniente de un pozo. Los resultados de esta prueba indican la relación requerida de componente de tratamiento para la emulsión, que es la más pequeña cantidad necesaria del químico para romper satisfactoriamente la emulsión. La concentración de bases desemulsificante típicamente empleada es del 1 al 5%, dependiendo de las características de la emulsión a tratar. Ésta consiste en someter la acción del desemulsificante a una muestra representativa y evaluar, en función del tiempo, el porcentaje de agua separada.

Existen señales adicionales que complementan o confirman la evaluación del producto, como cuando se vacían las botellas de prueba, en este momento se puede observar la capa pegada al envase. Si es cerosa y opaca quiere decir que el producto químico no está trabajando, si por el contrario la botella tiene una película brillante delgada y con gotas de agua, el producto tuvo un buen desempeño.

Otra herramienta de evaluación es observar el tamaño de las gotas formadas, si son grandes y se encuentran en el fondo de la botella se puede decir que el producto es un coalescedor de alta eficiencia; otros, al formar gotas más pequeñas y dispersas en la botella, son coalescedores de mediana eficiencia.

3. DESCRIPCION GENERAL DEL CAMPO YARIGUI CANTAGALLO

3.1 CAMPO

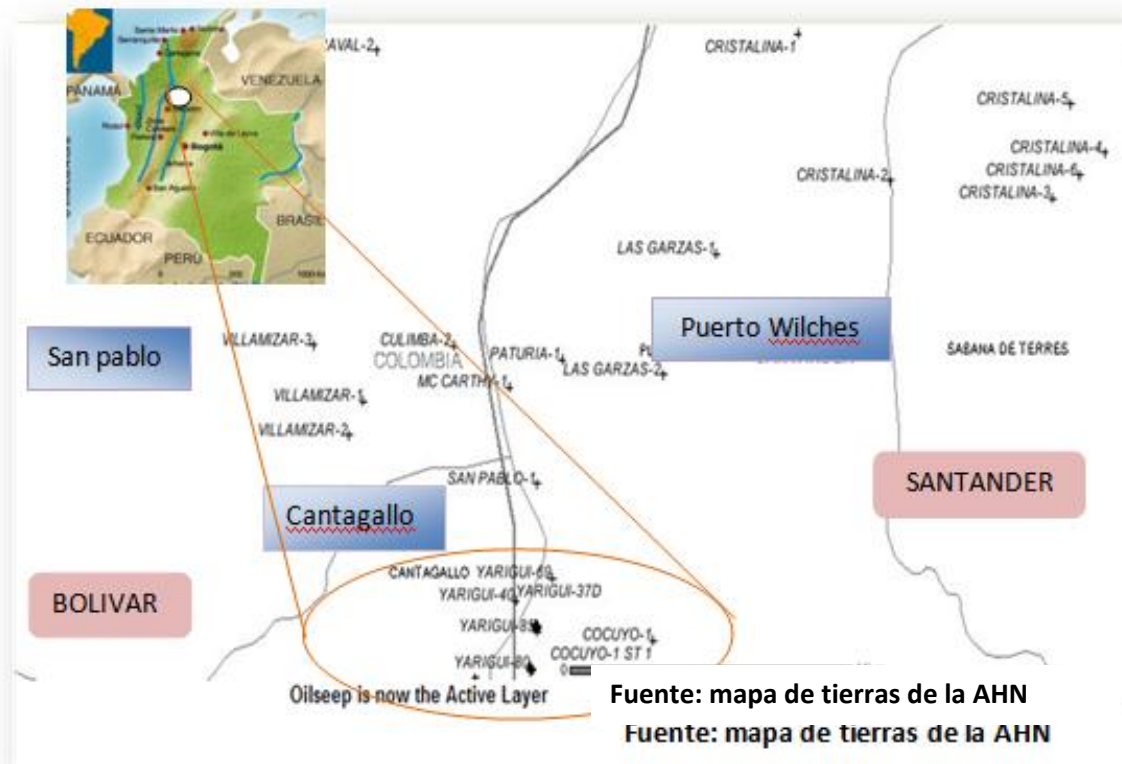
3.1.1 Localización

El campo yariguí-cantagallo, se encuentra ubicado entre los municipios de cantagallo, (sur de bolívar) al occidente del rio magdalena (de sur a norte) y el municipio de puerto Wilches, (Santander) situado al oriente del rio (de sur a norte). El campo se halla en una zona con relieve de ondulado a quebrado gracias a la acción del rio magdalena donde es típico encontrar sectores planos y donde la dinámica fluvial ha formado playones cruzados por numerosos caños, así como pequeñas islas que forma el Río Magdalena en sus desbordamientos.

En cuanto a campos, Yariguí-Cantagallo limita:

Norte:	garzas
Nororiente:	crystalina
Oriente:	liebre, suerte, santos, payoa, sabana
Suroriente:	sogamoso, lisama, tesoro, nutria
Sur:	la cira-infantas, llanito, gala, casabe-gala

Figura 46. Localización de campo Cantagallo

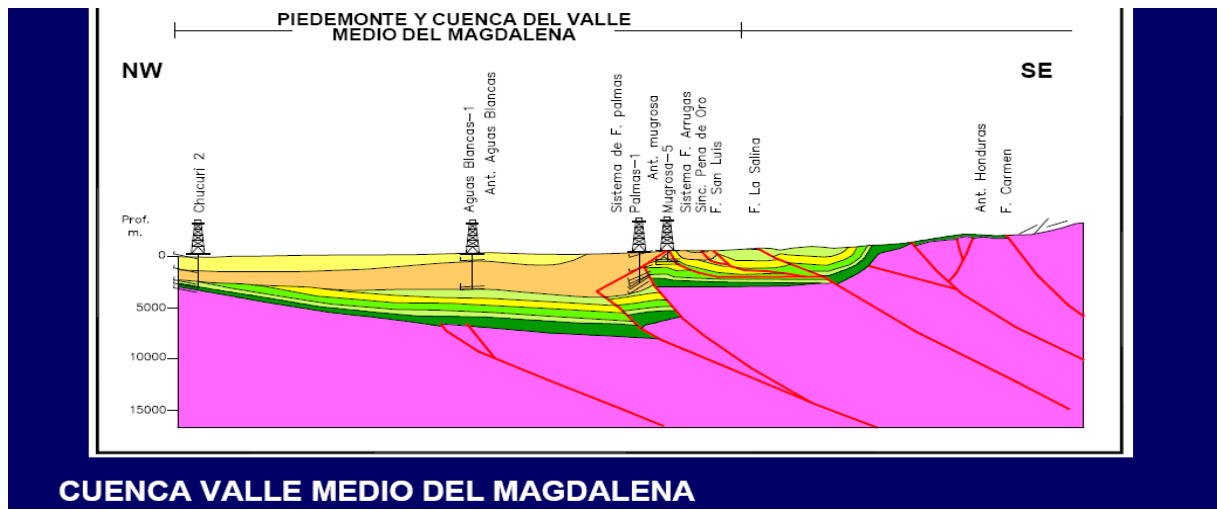


Fuente: www.anh.gov.co

El campo Yariguí-Cantagallo hace parte de los 38 campos descubiertos en la cuenca del valle medio del Magdalena, la cual tiene un área total que cubre los 32100Km². Fue descubierto en el año de 1943 y hace parte de uno de los tres campos descubiertos en la cuenca por aquella época. Según pruebas PVT, se puede decir el campo tiene un crudo con un comportamiento de aceite negro típico.

Hasta la fecha, se han perforado 105 pozos (25 en Cantagallo y 80 en Yariguí), los cuales en su mayoría corresponden a pozos direccionales ya que el yacimiento se encuentra bajo el río Magdalena. Para la explotación del yacimiento se cañoneó las arenas Cantagallo (CG), (C) y (B) donde se asumen las arenas C y B como las más productoras, además de producir conjuntamente. En la siguiente gráfica se muestra un mapa estructural de cuenca del valle medio del Magdalena.

Figura 47. Cuenca del valle medio del magdalena



Fuente: *ecopetrol*

3.1.2 Pozos

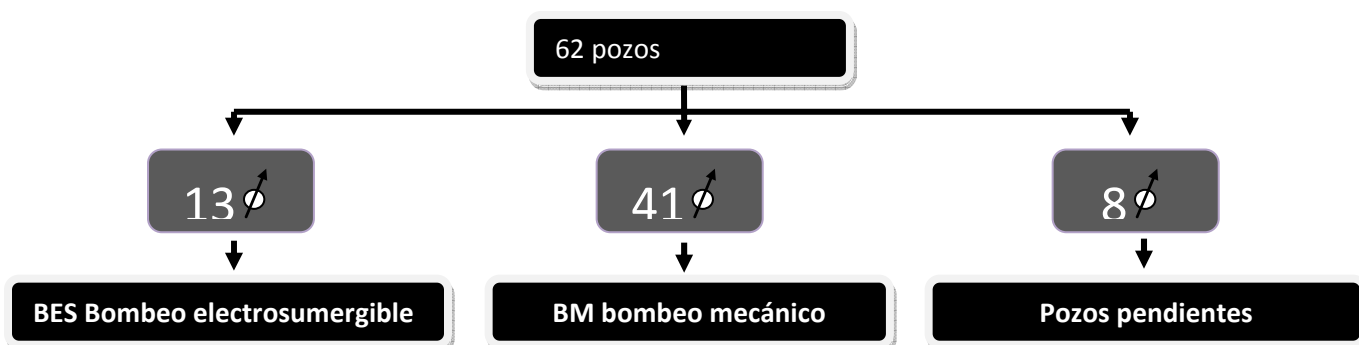
Yariguí-Cantagallo es un campo desarrollado en el cual se manejan caudales de producción controlados por la capacidad de los sistemas de levantamiento artificial que se encuentran en los pozos. Actualmente en el campo se manejan dos sistemas de levantamiento artificial básicamente, producción con bombeo mecánico y producción con bombas electrosumergibles. La selección del tipo de levantamiento artificial empleado en cada caso depende tanto de las condiciones del pozo como de las ventajas que ofrece cada sistema.

Las BES son empleadas cuando se tienen condiciones propicias para producir a altos volúmenes de líquido con bajas relaciones de GOR. Este sistema opera bajo ambientes agresivos, es decir pozos con problemas de arenamiento, altas temperaturas y valores variables de GOR.

El sistema de bombeo mecánico trabaja como un proceso de succión. La transferencia de volúmenes de líquido es casi constante por esto se requiere tener en el fondo del pozo condiciones mucho mas exigentes que las exigidas por el sistema de las BES, en el bombeo mecánico se requiere que el yacimiento tenga cierta presión y que el crudo

alcanza cierto nivel ya que la extracción se realiza de forma continua. Pero este sistema tiene altos costos de operación y mantenimiento.

Figura 25. Sistemas de levantamiento artificial para los pozos afectados por el proyecto de inyección en el campo yariguí-cantagallo



Fuente: autor

La estación isla seis cuenta con 31 pozos distribuidos entre las estaciones isla IA, V, VI y VIII y algunos pozos del sector de garzas y cristalina. Varios de estos pozos se encuentran cerrados y otros en producción continua. Los pozos activos que contribuyen a la producción de la estación isla VI, cuentan con instalaciones de sistemas de levantamiento artificial de dos tipos: bombas BES y sistemas de bombeo mecánico BM.

A futuro bajo la implementación del proyecto de inyección de agua, se planea realizar ciertos cambios a los pozos productores que conforman todo el campo. La ejecución del proyecto tiene su mayor incidencia sobre los pozos que aportan su producción a la estación isla VI, como lo son los pozos que hacen parte de las estaciones isla IA, V, VI, VIII y del sector de garzas y cristalina. Tales cambios son:

- Instalación de nuevos equipos de levantamiento artificial.
(1 pozo isla seis a BES/3 pozos del campo)
(1 pozo isla seis a BM/1 pozos del campo)
- Optimización de la capacidad de las unidades de levantamiento existentes
(5 pozos con BES de isla seis/10 pozos del campo con BES)

(2 pozos con BM de isla seis/4 pozos del campo con BM)

- Cambios de unidad de levantamiento (de BM a BES)
(16 pozos de isla seis/34 pozos del campo con BES)
- Conversión de pozos de productores a inyectores
(1 pozo de isla seis/2 pozos del campo con BES)
- Perforación de nuevos pozos inyectores, los cuales afectan de forma drástica las tasas de flujo producidas en los pozos cercanos.

Isla IA

Tabla 15. Pozos que hacen parte del sector de la isla IA

POZO	SECTOR
YR-38	ISLA IA
YR-39	ISLA IA
YR-78	ISLA IA
YR-87	ISLA IA
YR-99	ISLA IA
YR-504	ISLA IA

Fuente: *Ecopetrol*

Isla V

Tabla 16. Pozos que hacen parte del sector de la isla V

POZO	SECTOR
YR-16	ISLA V
YR-21	ISLA V
YR-55	ISLA V
YR-63	ISLA V
YR-65	ISLA V
YR-68	ISLA V
YR-71	ISLA V
YR-76	ISLA V
YR-80	ISLA V

Fuente: *ecopetrol*

Isla VI

Tabla 17. Pozos que hacen parte del sector de la isla VI

POZO	SECTOR
YR-28	ISLA VI
YR-29	ISLA VI
YR-42	ISLA VI
YR-64	ISLA VI
YR-67	ISLA VI
YR-69	ISLA VI
YR-73	ISLA VI
YR-77	ISLA VI
YR-85	ISLA VI
YR-110	ISLA 6
YR-112	ISLA 6

Fuente: *ecopetrol*

Isla VIII

Tabla 18. Pozos que hacen parte del sector de la isla VIII

POZO	SECTOR
YR-43	ISLA VIII
YR-49	ISLA VIII
YR-62	ISLA VIII
YR-96	ISLA VIII

Fuente: *ecopetrol*

y algunos pozos de garzas-cristalina

3.1.3 Transporte

Cada línea de transporte se caracteriza por poseer un color específico según el tipo de fluido que circula a través de ella. La velocidad máxima permisible dentro de todo el oleducto (es decir, solo para transporte de crudo) debe ser de 5 ft/seg para garantizar que

durante el transporte no exista un arrastre de la película del material anticorrosivo inyectado desde los cabezales de los pozos.

✚ Cabezal de recolección de líquidos (gris):

Oleoducto de 8" de diámetro y distancia horizontal (DH) de 2836.1 metros;

Inicia en los pozos YR-49 y YR-62 y termina en la Estación Isla VI.

Esta línea maneja presiones cercanas a los 78 psi que se obtienen a la salida de los pozos. Teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de todo el tramo que están por alrededor de los 50 psi (caída de presión/100 pies), este fluido transportado hasta los separadores llega con una presión de mas o menos 30 psi. En la figura se muestra la llegada del oleoducto a la estación con el fluido recolectado de las estaciones VIII, IA, V, y los pozos del sector de garzas y cristalina. En este punto se agrupa la producción de estas islas con la de la estación isla VI.

Figura 26. Línea principal colectora de crudo



Fuente: *ecopetrol*

✚ Cabezal de Prueba de 4" de diámetro de 2836.1 metros de longitud;

Inicia en los pozos YR-49 y YR-62 y termina en la Estación Isla VI.

Como se puede observar, la línea de prueba va paralela a la línea principal, ya que esta línea debe cubrir el mismo tramo y algunas veces debe cumplir las mismas funciones de la línea principal pero para circular la producción de un solo pozo que se encuentre en prueba.

Figura 27. Línea de prueba



Fuente: *ecopetrol*

✚ Cabezal de gas: 6" de diámetro y distancia horizontal 4018.53 metros; Inicia en la Estación Isla VI y termina en la Estación Compresora de gas. La tubería de que transporta este tipo de fluido, emplea por convención el color naranja con el fin de distinguir claramente la línea de transporte de gas.

Figura 28. Línea de transporte de gas



Fuente: *ecopetrol*

3.2 ESTACION ISLA VI

La estación isla seis corresponde a una de las tres baterías existentes en el campo encargada de recolectar, separar, tratar el crudo y el gas provenientes de las estaciones auxiliar, isla IV y la producción de la misma isla VI. Esta estación se zonifica en dos áreas. Un sector realiza el proceso de separación y el otro sector realiza el tratamiento a los fluidos producidos en todo el campo.

La Estación Isla VI (zona de separación) transfiere los líquidos (crudo/agua) a la planta deshidratadora mediante la presión que tienen a la salida del separador bifásico. El gas que sale del separador bifásico pasa a un depurador de gas y de este va al gasoducto de 6" entre esta estación y la estación compresora de gas.

Una parte del gas producido en esta Estación es utilizado como combustible de los calentadores de crudo y tratadores térmicos electrostático (TTE) de la planta deshidratadora y de los motores de algunas bombas de la estación de bombeo.

En las tres baterías, estación auxiliar, estación isla IV y en la estación isla VI se realizan los procesos de recolección, separación y almacenamiento. Los fluidos ya separados y almacenados se envían hacia la estación isla seis desde estos puntos de acopio para realizarles el proceso de tratamiento.

La zona de separación de la estación isla VI ocupa aproximadamente una cuarta parte del área total, donde se encuentran los accesorios y equipos que hacen parte del proceso tales como:

- Múltiples
- Válvulas
- Líneas de transporte
- Separadores
- Scrubber
- Tanque que desemulsificante

3.2.1 Recolección

La estación isla VI recibe la producción de la islas IA, V, VI y VIII y pozos del sector de garzas y cristalina a través de múltiples ubicados en cada una de las subestaciones. Dentro de la isla se tiene el múltiple que recibe la producción de los pozos ubicados dentro de la misma isla.

3.2.2 Múltiple

Este tipo de equipos reciben la producción de los pozos y la unen en un solo flujo para enviar la producción a través de una sola línea. Es importante saber que tanto la línea principal como la línea de prueba tienen su respectivo múltiple (cada línea por separado).

Figura 48. Múltiple de producción

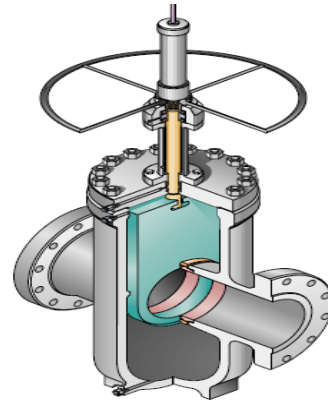


Fuente: *ecopetrol*

3.2.3 Válvulas

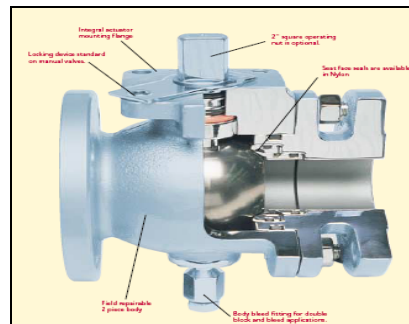
Este tipo de accesorios tiene como función regular los flujos que circulan a través de las tuberías. Existen dos tipos de válvulas: las válvulas de retención o cheque que se ubican en las líneas principales usadas para evitar contraflujos dentro de la tubería en el momento de haber fuertes variaciones en la presión, y las válvulas de compuerta, las cuales funcionan manualmente y tienen la misma función de restricción de flujo.

Figura 30. Válvulas de compuerta a nivel externo e interno



Fuente: *ecopetrol*

Figura 31. Válvulas cheque



Fuente: *ecopetrol*

3.2.4 Separador general y de prueba

Actualmente en la estación isla VI se cuenta con un separador de prueba y un separador general, ambos verticales bifásicos de color blanco con igual capacidad. El fluido proveniente del múltiple, entra al separador por la parte lateral alta-media del recipiente. Para ambos separadores las dimensiones son 48 pulgadas de diámetro por 13 pies de alto.

Los separadores tienen dos corrientes de salida:

Una salida en la parte superior la cual es dirigida hacia el scrubber para terminar de remover el crudo remanente de la línea de gas.

Una salida en la parte inferior la cual es dirigida hacia tanque gun barrel 10-1 para la decantación de las fases líquidas, el cual tiene capacidad de 10.000 barriles y maneja un tiempo de residencia de 11.5 min

Figura 32. Separador general y de prueba



Fuente: *ecopetrol*

3.2.5 Accesorios de control externos al separador

3.2.5.1 Válvula de control de flujo de líquido y sensores

Por medio de un arreglo de dispositivos interconectados neumáticamente, se controla las ventanas operativas determinadas en el diseño del separador. Mediante un arreglo sensor válvula de control se garantiza que el funcionamiento del equipo se mantenga dentro de condiciones óptimas de funcionamiento del separador. El controlador de nivel mantiene el nivel de líquido en cierto rango de operación, cuando se tienen corrientes anómalas, los

caudales variantes causan en el funcionamiento del separador ya sea un incremento el fluido o lo contrario, este comportamiento interno es detectado por el controlador de nivel, el cual envía una señal neumática a la válvula de alivio de líquido para realizar el respectivo control.

- ✚ Controlador de nivel: envía señales neumáticas a la válvula de control de nivel de líquido

Figura 33. Controlador de nivel



Fuente: *ecopetrol*

- ✚ Válvula de control de líquido: la válvula de control de líquido tiene paralelamente una línea de Bypass, la cual garantiza un flujo continuo, ya sea por arreglos a la válvula o por otras razones.

Figura 494. Válvula de control



Fuente: *ecopetrol*

3.2.6 Tanque de inyección de desemulsificantes.

Como su nombre lo indica, este tanque inyecta material desemulsificante en la línea de entrada al separador por medio de una bomba dosificadora con el propósito de mezclarse homogéneamente con la fase líquida para que la separación líquido-líquido llegue a ser más eficiente dentro del gun barrel. La inyección del químico se da de manera dosificada.

Figura 36. Sistema de inyección de químicos



Fuente: *ecopetrol*

3.2.7 Área contra incendios

La estación también cuenta con un sistema contra incendios el cual tiene capacidad para controlar cualquier incendio que se forme a partir de alguna de las unidades que se encuentren en la estación. Todo el sistema esta conformado por un arreglo de propulsores a presión, los cuales se encuentran ubicados estratégicamente para mantener bajo control cualquier situación imprevista.

Figura 37. Sistema contra incendios



Fuente: ecopetrol

3.2.8 Dispositivos de control

Además de los accesorios ya mencionados tales como sensores, válvulas entre otros, también se deben contar con otro tipo de accesorios de control que mantienen regulados los equipos bajo ciertos márgenes operativos normales, en el momento en que esta condición de normalidad se rompa, ellos permiten tomar medidas preventivas con el fin de conservar la integridad de los recursos físicos así como los recursos humanos. Dentro de estos accesorios se encuentran:

- ✚ Manómetros
- ✚ Medidores de presión
- ✚ Controladores de nivel

3.2.9 Scrubber (depurador de gas)

El gas que se produce en los separadores general y de prueba de la estación, se lleva a un depurador de gas a través de una línea de gas, donde este equipo se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora.

Figura 38. Scrubber



Fuente: ecopetrol

3.2.10 Gun barrel

Este equipo corresponde al tanque de almacenamiento de los líquidos producidos del proceso de separación. La transferencia de la mezcla crudo-agua del separador bifásico de producción al Gun Barrel se realiza por medio de la presión con que sale esta mezcla del separador; la presión de salida de la mezcla se estima que debe ser de 30 psi. Además, para que la transferencia, a las nuevas condiciones de proceso, no presente limitaciones se deben cumplir las siguientes condiciones:

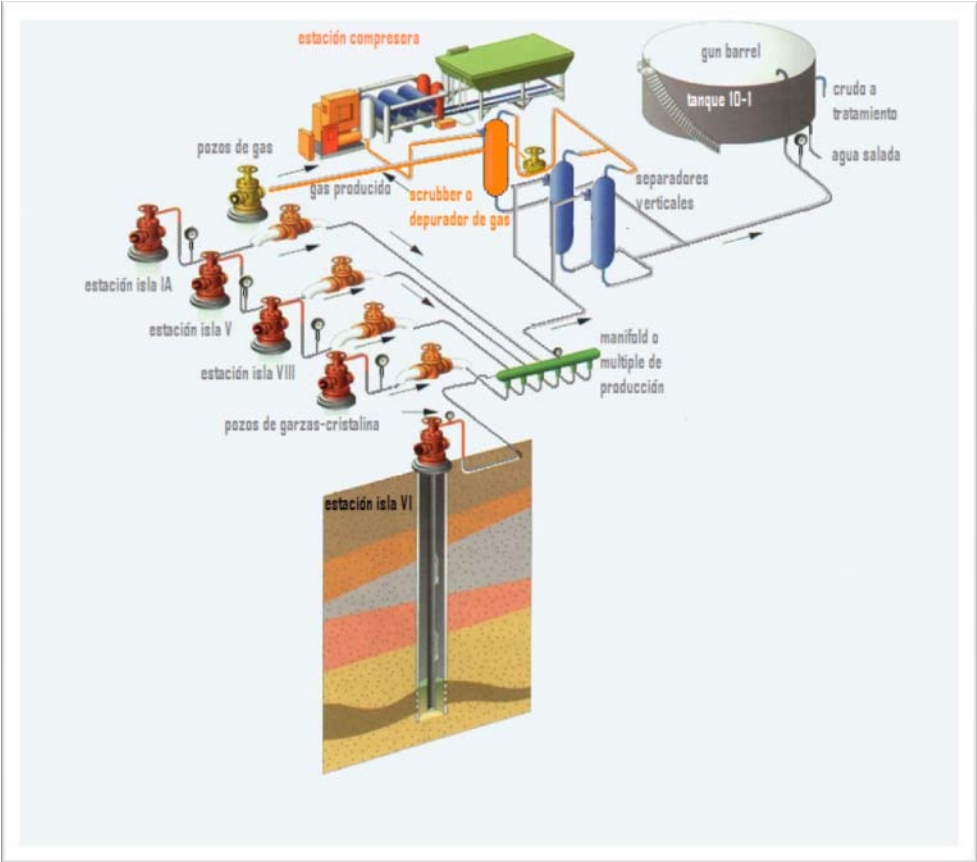
- ✚ La línea entre el separador bifásico de producción y el Gun Barrel, de 200 mt. de longitud aproximadamente, no debe generar una caída de presión superior a 3 psi por lo tanto, su diámetro debe ser de mínimo 10”.
- ✚ La caída de presión generada por la válvula de control de nivel del separador bifásico no debe ser superior a los 15 psi.

Figura 39. Gun barrel



Fuente: ecopetrol

Esquema 5. Descripción de la estación estación isla VI



Fuente: Autor

4. PLANTEAMIENTO DE LAS OPCIONES DE SOLUCION

Las facilidades de separación existentes actualmente en la isla VI del campo Cantagallo, se encuentran diseñadas para manejar la producción vigente de una serie de pozos de diferentes sectores de dicho campo, debido a la declinación en la producción ocasionada por el decremento en la presión del yacimiento, se ha planificado llevar a cabo un proyecto de recobro mejorado además de la perforación de nuevos pozos destinados a la explotación del crudo que aun se encuentra en el yacimiento, con el fin de contrarrestar en parte esta disminución y aumentar su productividad, trayendo como consecuencia el aumento en la producción de agua y de sólidos.

El proyecto de inyección de agua además de generar un efecto positivo en la producción del campo, también ocasiona una consecuencia negativa en el proceso de separación realizado en la estación, debido a que los equipos existentes para realizar esta tarea, en este caso separadores bifásicos de configuración vertical, no poseen la capacidad para manejar los caudales de líquido esperados.

Ante este inconveniente, se ha realizado un análisis de los diferentes escenarios de producción, junto con las variables críticas que afectan la separación de fluidos, con el fin de llevar a cabo un rediseño de los equipos existentes, teniendo como objetivo primordial el manejo de los nuevos volúmenes esperados y poder cumplir de manera efectiva con el proceso de separación.

Teniendo en cuenta el análisis realizado al proceso de separación, se han generado una serie de opciones de solución, en las cuales se analizaron ciertas características del fluido a separar como la formación de espuma y de emulsiones, el arrastre de finos; caudales esperados a manejar, espacio disponible y eficiencia del proceso.

El fluido que ingresa a la estación posee un porcentaje considerable de agua emulsionada, el cual se encuentra en un rango entre 20 y 30% de BSW, pero un bajo porcentaje de agua libre presente alrededor de un 5%, lo que hace inviable la instalación de un equipo de separación trifásico, debido a los altos tiempos de residencias necesarios para lograr

una separación efectiva de las fases y a su pobre manejo de sólidos y finos, los cuales se espera se incrementen gracias a la inyección de agua, haciendo mas factible la implementación de dispositivos de separación bifásica verticales.

Los líquidos que provienen de la etapa de separación realizada en los separadores bifásicos verticales deben ingresar a un Gun Barrel en el cual se puede realizar una separación efectiva de las fases agua – aceite, debido a que este equipo proporciona altos tiempos de residencia que favorecen a la decantación de las gotas de agua que se encuentran unidas al crudo y a la buena experiencia que hay en dicho proceso de separación. La estación cuenta en la actualidad con un Gun Barrel al cual se le realizara un análisis con el fin de comprobar su capacidad y poder tomar decisiones ante un posible rediseño del tanque.

A su vez, el gas que es retirado del proceso de separación gas – liquido debe ser dirigido hacia un depurador de gas, el cual debe cumplir con los nuevos volúmenes esperados de gas para poder realizar una eliminación completa de los sólidos y condensados existentes en la corriente de gas, en la actualidad la estación cuenta con un scrubber que se encarga de realizar este proceso al cual se le debe revisar su capacidad de separación, con el fin de tomar decisiones ante la necesidad de un rediseño potencial del mismo.

4.1 OPCIONES DE SOLUCION

A continuación se presentará un conjunto de iniciativas que podrían servir para dar solución al problema ocasionado por la incapacidad de manejo de los nuevos caudales de producción de fluidos de las facilidades de separación existentes en la isla VI, en la cuales se presenta la utilización de los equipos actuales, para poder realizar un proceso mas eficiente pero sin incurrir en un aumento de los costos.

- a) Utilizar el separador de prueba como separador general, funcionando en paralelo con el general existente, e implementar dos nuevos separadores de prueba.

- b) Diseñar un separador bifásico vertical que pueda realizar la separación de la producción requerida, y utilizar el separador general actual como separador de prueba.
- c) Diseñar un separador bifásico horizontal que pueda manejar toda la producción que ingresa a la isla, y utilizar los separadores actuales como separadores de prueba.
- d) Diseñar dos separadores bifásicos que puedan manejar toda la producción que llega a la estación, y utilizar los separadores actuales como separadores de prueba.

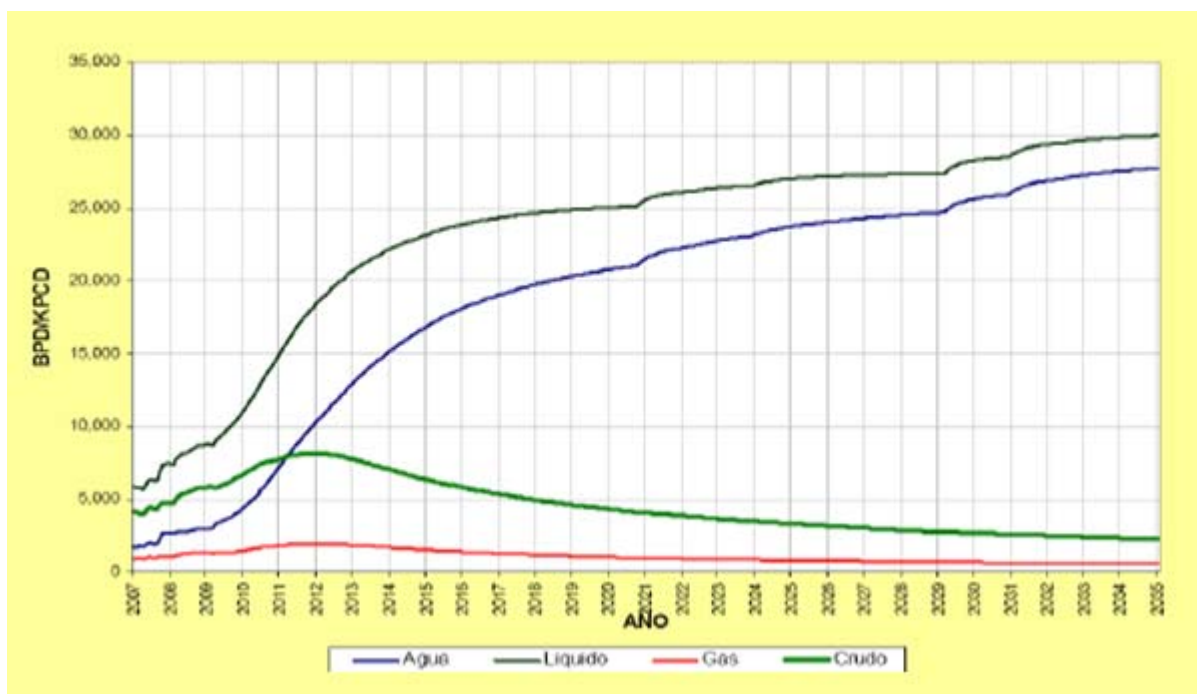
Para la realización del rediseño de las facilidades de separación y el dimensionamiento de los equipos que se plantean en las anteriores opciones de solución, se ha tomado en cuenta 4 escenarios de producción en los cuales se contempla la producción actual y además los correspondientes a las máximas producciones esperadas de aceite, agua y gas, ocasionadas por el proyecto de inyección de agua, con el fin de poder observar el desempeño y capacidad de los separadores en el momento en el que se pueda presentar cada una de estas situaciones. En la tabla 10 se muestran los datos correspondientes a los cuatro escenarios y la proyección de producción para la isla VI es mostrada en la figura 40.

Tabla 19. Escenarios de producción de la isla VI

DESCRIPCION	FLUJO ACEITE, BOPD	FLUJO AGUA, BWPD	FLUJO LIQUIDO, BFPD	FLUJO GAS, KPCD
Producción actual	6610	1669.41	8279.41	2213.20
Máximo pronostico de aceite	9725.40	10213.91	19939.31	2317.30
Máximo pronostico de agua	3840	27834.91	31674.91	918.90
Máximo pronostico de gas	9722.6	10446.61	20169.21	2317.40

Fuente: ecopetrol

Figura 40. Pronósticos de producción de la Estación Isla VI



Fuente: ecopetrol

Los datos utilizados en los diferentes cálculos de separación se presentan en la tabla 10 los cuales se han introducido en una hoja de Excel, esta fue construida basada en las ecuaciones de diseño propuestas en el capítulo 2, para el desarrollo del procesamiento de la información y poder realizar el análisis de sensibilidad.

	PRODUCCION ACTUAL	MAXIMA PRODUCCION ACEITE	MAXIMA PRODUCCION AGUA	MAXIMA PRODUCCION GAS
Presión de separación, psig			30	
Temperatura de separación, °F			120	
GOR, SCF/STB	334.83	238.27	239.30	238.35
BSW, fracción	0.20	0.51	0.88	0.52
Flujo aceite, BOPD	6610	9725.40	3840	9722.60
Flujo agua, BOPD	1669.41	10213.91	27834.91	10446.61
Flujo gas, KPCD	2213.20	2317.30	918.90	2317.40
Gravedad API	22.97	22.17	24.77	22.17
Viscosidad del crudo a 120°F y 44.7 psia, cp			110.031	
Viscosidad del gas, cp			0.013	
Gravedad específica gas, fracción			0.63	
Gravedad específica aceite, fracción	0.9160	0.9208	0.9055	0.9208
Factor de compresibilidad			0.98	
Densidad gas, lb/ft ³			0.1338	
Densidad liquido, lb/ft ³	57.95	59.72	61.40	59.74
Diámetro de partícula, micrones			100	
Tiempo de residencia, min			2, 2.5, 3	

4.2 OPCION A

Utilizar el separador de prueba como separador general, funcionando en paralelo con el general existente, e implementar dos nuevos separadores de prueba.

Para llevar a cabo el análisis de esta opción, se ha tomado cada escenario de máxima producción y se han dividido los flujos en dos, ya que la estación quedaría adecuada para que cada separador general pudiera manejar la mitad del volumen total que ingresa a la estación, debido a la configuración en paralelo que se plantea. Teniendo en cuenta lo anterior, los flujos que debería manejar cada separador se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Flujos esperados a manejar por cada separador

DESCRIPCION	FLUJO CRUDO, BOPD	FLUJO AGUA, BWPD	FLUJO LIQUIDO, BFPD	FLUJO GAS, KPCD
Máximo pronóstico de crudo	4862.70	5106.96	9969.66	1158.65
Máximo pronóstico de agua	1920.00	13917.46	15837.46	459.45
Máximo pronóstico de gas	4861.30	5223.31	10084.61	1158.70
Producción Actual	3305.00	834.71	4139.71	1106.60

Fuente: Autor

Basados en estos datos se realizó el diseño de un separador bifásico vertical para cada uno de los escenarios planteados en la tabla 11 pero conservando las propiedades de los fluidos planteadas en la tabla 10 y manejando tiempos de residencia de 2, 2.5 y 3 minutos. Los resultados para cada uno de los cuatro escenarios son mostrados en la tabla 12.

Tabla 12. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical operando en paralelo

DESCRIPCION	TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	LONGITUD, pies	RELACION DE ESBELTEZ
PRODUCCION ACTUAL	2	36	10.77	3.59
	2.5	36	11.88	3.96
		42	10.91	3.12
	3	36	12.99	4.33
		42	11.72	3.35
MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO	2	42	14.68	4.20
	2.5	48	13.34	3.34
		42	16.65	4.76
		48	14.85	3.71
	3	54	13.77	3.06
MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	2	48	16.35	4.09
		54	14.96	3.32
	2.5	48	16.88	4.22
		54	15.38	3.42
		48	19.27	4.82
3	54	17.26	3.84	
	60	15.97	3.19	
	54	19.15	4.26	
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	2	60	17.50	3.50
		42	14.77	4.22
	2.5	48	13.41	3.35
		42	16.76	4.79
		48	14.93	3.73
3	54	13.84	3.07	
	48	16.45	4.11	
		54	15.04	3.34

Fuente: El autor

Los resultados obtenidos indican que la selección del diseño requerido se encuentra influenciada por el pronóstico de mayor producción de agua, según esto las dimensiones

del separador bifásico vertical funcionando en paralelo deben ser de 48 pulgadas de diámetro por 16.88 pies de alto, ya que este posee una buena relación de esbeltez y se encuentra capacitado para trabajar con un tiempo de residencia de dos minutos (el cual se considera un tiempo adecuado para manejar un fluido de 20 a 30 °API).

Realizando una comparación entre la dimensiones proyectadas con los separadores existentes actualmente en la estación las cuales son 48 pulgadas de diámetro por 13 pies de alto, para ambos separadores, lleva a la conclusión de que estos separadores no tendrán la capacidad necesaria para poder realizar una separación (gas – líquido) en el momento de presentarse algunos de los escenarios de máxima producción de fluidos.

Lo que quiere decir que no es posible la implementación del separador de prueba como separador general y funcionando en paralelo con el existente.

4.3 OPCION B

Diseñar un separador bifásico vertical que pueda realizar la separación de la producción requerida, y utilizar el separador general actual como separador de prueba.

La alternativa de diseñar un solo separador que tenga la capacidad suficiente para poder realizar la separación gas – líquido de todos los fluidos que ingresan a la estación, se presenta como una buena opción de solución debido a que este tipo de configuración es buena en el manejo de sólidos disueltos, además de que permite la utilización de la totalidad de los separadores existentes como separadores de prueba, lo que genera una considerable reducción en los costos de inversión.

El dimensionamiento del nuevo separador bifásico vertical fue realizado con base en los escenarios de máxima de producción de fluidos y para la producción actual que es manejada en la isla e incluyendo la variación en el tiempo de residencia de 2 a 3 minutos con un cambio de 0.5 minutos. Los resultados para el diseño del equipo son presentados en la tabla 13, para cada uno de los cuatro escenarios.

Tabla 13. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical

DESCRIPCION	TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	ALTURA, pies	RELACION DE ESBELTEZ
PRODUCCION ACTUAL	2	42	13.35	3.81
		48	12.32	3.08
	2.5	42	14.98	4.28
		48	13.57	3.39
	3	42	16.61	4.75
		48	14.82	3.70
MAXIMA PRODUCCION DE ACEITE	2	54	13.75	3.06
		48	19.35	4.84
		54	17.33	3.85
	2.5	60	16.03	3.21
		54	19.70	4.38
		60	17.95	3.59
3	54	22.08	4.91	
	60	19.87	3.97	
	60	22.55	4.11	
MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	2	60	23.61	4.72
	2.5	72	19.94	3.32
	3	72	22.06	3.68
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	2	54	17.44	3.88
		60	16.11	3.22
	2.5	54	19.84	4.41
		60	18.06	3.61
	3	54	22.24	4.94
		60	20.01	4.00

Fuente: Autor

Teniendo en cuenta los resultados presentados en la tabla 13, se realizó la elección de las dimensiones necesarias para el nuevo separador general basándose en la máxima producción de agua debido a que en este escenario se espera que se presente el máximo flujo de líquidos en la estación, las cuales fueron 60 pulgadas de diámetro por 22.55 pies de alto, trabajando bajo un tiempo de residencia de 2 minutos el cual es adecuado para la separación efectiva de los fluidos que ingresan en la facilidad.

En el caso de la utilización de los separadores existentes actualmente en la isla VI como separadores de prueba, se realizó un diseño de un separador que tuviera la capacidad de

manejar el pozo que va a tener mayor producción de líquidos y otro para el pozo con mayor producción de gas, los datos de los volúmenes de fluidos utilizados en los cálculos de estos separadores se encuentran relacionados en las tablas 14 y 15.

Tabla 14. Datos para el pozo con más producción de líquidos esperada

POZO	YR – 73
FLUJO LIQUIDO, BFPD	2096
FLUJO GAS, KPCPD	60

Fuente: Autor

Tabla 15. Datos para el pozo con mayor producción de gas esperada

POZO	YR – 78
FLUJO LIQUIDO, BFPD	1540
FLUJO GAS, KPCPD	200

Fuente: Autor

Los resultados obtenidos para el diseño del separador de prueba requerido en la estación son mostrados en la tabla 16.

Tabla 16. Resultados para el diseño del separador de prueba

DESCRIPCION	TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	ALTURA, pies	RELACION DE ESBELTEZ
POZO CON MAXIMA PRODUCCION DE LIQUIDOS	2	30	9.57	3.83
	2.5	30	10.38	4.15
		36	9.14	3.05
	3	30	11.19	4.47
		36	9.70	3.23
POZO CON MAXIMA PRODUCCION DE GAS	2	30	8.71	3.48
	2.5	30	9.30	3.72
	3	30	9.90	3.96

Fuente: Autor

Realizando una comparación entre las dimensiones obtenidas para cada pozo, teniendo en cuenta que el equipo requerido deberá trabajar a un tiempo de residencia de dos minutos, se tiene que las dimensiones del separador de prueba para el pozo con máxima producción de líquidos son mayores a las obtenidas para el pozo con máxima producción de gas, lo que quiere decir que el separador de prueba para la estación isla VI debe tener las dimensiones calculadas para el pozo que se espera tenga mayor producción de líquidos, las cuales son:

DIAMETRO, pulgadas	30
ALTURA, pies	9.57

Al realizar un paralelo entre las dimensiones de los separadores existentes en la isla VI, las cuales son 48 pulgadas de diámetro por 13 pies de alto con las obtenidas mediante el diseño, las cuales son de 30 pulgadas por 9.57 pies, conduce a la conclusión de que los separadores actuales tienen la capacidad necesaria para poder funcionar como separadores de prueba.

Quiere decir que esta alternativa es viable, mediante el diseño de un separador bifásico vertical de 22.55 pies de alto por 60 pulgadas de diámetro, y la adecuación del separador general como de prueba funcionando con el existente.

4.4 OPCION C

Diseñar un separador bifásico horizontal que pueda manejar toda la producción que ingresa a la isla, y utilizar los separadores actuales como separadores de prueba.

La opción de diseñar un separador bifásico horizontal que pueda manejar la totalidad de la producción que ingresa a la estación, se presenta como una alternativa que permite disminuir los costos necesarios para la solución de la problemática esperada en la facilidad a causa de la inyección de agua en el campo Cantagallo, además de que este equipo tiene como ventaja la eficiencia para manipular grandes volúmenes de fluido.

El diseño de este nuevo dispositivo fue realizado tomando en cuenta los volúmenes actuales que son manejados por los separadores existentes, adicional a estos fueron incluidos los flujos pronosticados para cada uno de los escenarios de máxima producción. Los resultados obtenidos para cada uno de los espacios nombrados anteriormente, los cuales fueron trabajados para tiempos de residencia de 2, 2.5 y 3 minutos son mostrados en la tabla 17.

Tabla 17. Resultados obtenidos para el diseño de un separador bifásico horizontal

DESCRIPCION	TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	LONGITUD, pies	RELACION DE ESBELTEZ
PRODUCCION ACTUAL	2	48	13.69	3.42
	2.5	48	17.11	4.28
		54	13.52	3.00
	3	54	16.22	3.61
MAXIMA	2	60	21.10	4.22
PRODUCCION DE CRUDO	2.5	72	18.32	3.05
	3	72	21.98	3.66
MAXIMA	2	72	23.28	3.88
PRODUCCION DE AGUA	2.5	72	29.10	4.85
	2	60	21.34	4.27
PRODUCCION DE GAS	2.5	72	18.53	3.09
	3	72	22.23	3.71

Fuente: Autor

Realizando un análisis de los diámetros y longitudes determinados para las mejores relaciones de esbeltez, al tener en cuenta que en el escenario de máxima producción de agua se presentan las dimensiones de mayor valor, se puede concluir que el separador bifásico horizontal debe ser de 23.28 pies de largo por 72 pulgadas de diámetro, ya que con estas dimensiones se puede realizar una separación efectiva de la totalidad de los fluidos esperados con un tiempo de residencia de 2 minutos el cual es adecuado para el crudo a tratar, presentándose una buena relación entre el valor del diámetro y la longitud.

Luego de haber realizado el dimensionamiento del nuevo equipo de separación para la estación isla VI, se puede concluir que la opción planteada puede ser llevada a cabo, gracias a que los separadores existentes en la actualidad poseen la capacidad suficiente para realizar las pruebas a los pozos que pertenecen a esta estación colectora, como ya ha sido comprobado en la opción B.

4.5 OPCION D

Diseñar dos separadores bifásicos que puedan manejar toda la producción que llega a la estación, actuando en paralelo y utilizar los separadores actuales como separadores de prueba.

La implementación de dos nuevos separadores verticales para trabajar en paralelo, se presenta como una buena alternativa de solución, gracias al buen manejo y retiro de sólidos con el que cuenta este tipo de configuración, sumándole a esto la ventana que ofrece la posibilidad de tener dos equipos nuevos ante la posible presencia de eventos que puedan llegar a generar contratiempos como la realización de mantenimientos o reparaciones.

El dimensionamiento de los nuevos equipos fue realizado, tomando en cuenta los cálculos efectuados para la comprobación de la capacidad de los separadores existentes en la isla VI trabajando en paralelo llevada a cabo para la opción A en el numeral 5.2. Las dimensiones obtenidas para cada uno de 4 escenarios planteados para el diseño trabajando bajo tiempos de residencia de 2, 2.5 y 3 minutos son mostrados en la tabla 18.

Tabla 18. Resultados para el diseño del separador bifásico vertical operando en paralelo para la opción D.

DESCRIPCION	TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	LONGITUD, pies	RELACION DE ESBELTEZ
PRODUCCION ACTUAL	2	36	10.77	3.59
	2.5	36	11.88	3.96
		42	10.91	3.12
	3	36	12.99	4.33
		42	11.72	3.35
MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO	2	42	14.68	4.20
		48	13.34	3.34
	2.5	42	16.65	4.76
		48	14.85	3.71
	MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	3	54	13.77
48			16.35	4.09
2		54	14.96	3.32
		48	16.88	4.22
2.5		54	15.38	3.42
	48	19.27	4.82	
	54	17.26	3.84	
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	3	60	15.97	3.19
		54	19.15	4.26
	2	60	17.50	3.50
		42	14.77	4.22
	2.5	48	13.41	3.35
42		16.76	4.79	
48		14.93	3.73	
3	54	13.84	3.07	
	48	16.45	4.11	
		54	15.04	3.34

Fuente: Autor

Según lo mostrado en los resultados de dimensionamiento, se realizó la escogencia de las medidas apropiadas para los nuevos separadores verticales, los cuales deben ser de 48 pulgadas de diámetro por 16.88 pies de alto para cada uno, teniendo como prioridad el máximo pronóstico de agua el cual gobierna el diseño de estos dispositivos, además de un tiempo de residencia y relación de esbeltez adecuados.

4.6 COMPROBACION DE LA CAPACIDAD DEL GUN BARREL

En la actualidad, el fluido líquido que sale del proceso de separación gas – líquido, es dirigido hacia un Gun Barrel utilizando la presión con la cual salen del separador bifásico para que puedan fluir hacia dicho dispositivo.

Este tanque recibe la producción perteneciente a la estación isla VI, con una altura de 9.50 metros y se encuentra diseñado para el manejo de 10000 barriles, este equipo se encarga de realizar la separación crudo – agua en la planta deshidratadora.

Con el fin de comprobar la capacidad de separación y el diámetro de partícula que es capaz de separar, fue realizado un diseño teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Parámetros utilizados:

- Presión tanque: 14.7 psia
- Temperatura separadores: 95 °F
- BSW: 25-30 %
- Flujo de crudo: 4862.70 BPD
- Flujo de agua: 27834.91 BPD
- Densidad API: 22.17
- Viscosidad del crudo a 95°F y 14,7 psia: 110.031 cp.
- Factor de corto-circuito: 1,053
- Gravedad específica del agua: 1,03
- Gravedad específica del petróleo: 0,9208
- Diámetro mínimo de partícula: 500 micrones
- Tiempo mínimo de residencia: 8 horas

Según los datos anteriormente descritos se procedió a determinar la realización del diseño del gun barrel. Teniendo en cuenta el flujo máximo de aceite y un diámetro de partícula mínimo de 500 micrones (el valor de este diámetro fue escogido gracias a la buena experiencia de campo que ha demostrado en el proceso de separación)

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

$$d = 81.8 \left[\frac{F * Q_o * \mu_o}{\Delta(GE)_{w/o} * dm^2} \right]^{1/2}$$

$$d = 81.8 \left[\frac{1.053 * 4862 * 110.031}{0.1092 * (500)^2} \right]^{1/2}$$

$$d = 371.58 \text{ pulgadas} = 9.44 \text{ m}$$

Gracias al diámetro calculado para el equipo anteriormente y utilizando un tiempo de residencia de 8 minutos (Ha demostrado una buena eficiencia de separación, según pruebas de jarra realizadas) es posible determinar la altura para el tanque.

$$d^2 h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0.12}$$

$$h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0.12 * d^2}$$

$$h = \frac{1.053 * 480 * 4862}{0.12 * (371.58)^2}$$

$$h = 148,32 \text{ pulgadas} = 5,42 \text{ m}$$

El diámetro y la altura obtenidos a partir de las condiciones anteriormente planteadas son inferiores en comparación con las dimensiones del tanque actual, lo que quiere decir que el Gun Barrel existente en la estación es capaz de realizar la separación de crudo – agua con una eficiencia del 95%, separando las gotas de agua por encima de los 500 micrones.

4.7 VERIFICACION DEL DEPURADOR DE GAS

Con el fin de realizar la verificación del depurador de gas existente actualmente en la estación isla VI, fue realizado el diseño de un equipo nuevo tomando en cuenta que este recibe el gas proveniente de la separación gas – líquido además del obtenido del separador de prueba, para luego entablar un paralelo entre las dimensiones requeridas para manejar los volúmenes de gas que se esperan obtener de la salida de gas proveniente de los separadores generales, con las medidas que posee el equipo actual.

El dimensionamiento de este dispositivo de depuración fue realizado con base en el máximo pronóstico de gas, en lo relacionado con el flujo de gas que se espera maneje el equipo, para el caso del líquido se asumió un flujo de 1 gal/h de líquido como base de cálculo debido a que la cantidad arrastrada por el gas es considerablemente pequeña. Los datos utilizados en los cálculos y los resultados obtenidos para el equipo requerido son mostrados en la tabla 19 y 20 respectivamente.

Tabla 19. Datos utilizados en el dimensionamiento

DESCRIPCION	VALOR
FLUJO LIQUIDO, BFPD	0.57
FLUJO GAS, KPCPD	1558.7

Fuente: Autor

Tabla 20. Resultados para el diseño del depurador de gas

TIEMPO DE RESIDENCIA, minutos	DIAMETRO, pulgadas	ALTURA, pies	RELACION DE ESBELTEZ
2	18	6.33	4.22
	20	6.33	3.80
	24	6.33	3.17

Fuente: Autor

Según los resultados obtenidos en la tabla 20, se puede concluir que las dimensiones requeridas en el scrubber para poder manejar los nuevos volúmenes de fluidos son 18 pulgadas de diámetro por 6.33 pies de alto, trabajando con un tiempo de residencia de 2 minutos y teniendo en cuenta una buena relación de esbeltez. Al realizar una comparación con las dimensiones actuales las cuales son 19.92 pulgadas de diámetro por 7 pies de alto, se puede afirmar que el depurador de gas actual posee las condiciones necesarias para el manejo de los nuevos caudales de fluidos producidos a causa del proyecto de recobro mejorado.

5. ALTERNATIVA DE SOLUCION

Al tener las opciones de solución planteadas y desarrolladas en el capítulo anterior, como siguiente paso se procederá a realizar un análisis de las variables que presentan mayor relevancia en la escogencia de la mejor alternativa, entre las que se encuentran el retiro o manejo de sólidos suspendidos, el manejo y control de la espuma, el área disponible para la consecución del rediseño de la estación de separación, la relación gas – líquido existente en los volúmenes a manejar, la flexibilidad operacional ante la presencia de una posible eventualidad y por último la economía que puede llegar a generar la implementación de la iniciativa.

Teniendo en cuenta los anteriores criterios y mediante la implementación de la evaluación de cada uno de ellos con respecto a cada opción, se podrá obtener un resultado cuantitativo que permita la elección de la opción que presente un buen equilibrio entre una separación de fluidos efectiva y el mantenimiento e inversión que conlleva la implementación de esta.

5.1 CRITERIOS DE EVALUACION

A continuación se realizara una breve descripción de los criterios de selección, teniendo en cuenta las condiciones actuales que presenta la estación.

RETIRO DE SOLIDOS. En lo concerniente al retiro y manejo de los sólidos disueltos presentes en los fluidos que ingresan a la estación, en la actualidad la producción de crudo viene acompañada de pequeñas cantidades de sedimentos, pero según las proyecciones realizadas debido a la acción del proyecto de recobro mejorado se espera que el contenido de sólidos aumente de forma considerable. Realizando una comparación entre las dos configuraciones de separación bifásica (horizontal y vertical) planteadas en las opciones con respecto a las ventajas y desventajas de cada una de ellas, se puede inferir que el separador vertical posee mayor calificación en este criterio, proporcionándole una ventaja al momento de la selección en relación con el separador horizontal.

MANEJO DE ESPUMA. La formación de espuma siempre ha estado presente en los fluidos producidos, desde los comienzos de la vida productiva del campo, posicionándose como un obstáculo que no permite que los equipos de separación existentes en la actualidad puedan realizar una separación gas – líquido con la eficiencia esperada, aunque en la estación isla VI la formación de espuma no se presenta como un problema de gran importancia que pueda afectar de manera considerable el proceso de separación de los fluidos tratados; al evaluar esta variable, se tiene que el separador horizontal presenta buenos resultados en el control de espuma, contrario a lo que sucede con el separador vertical.

AREA DISPONIBLE. Realizando una comparación entre el espacio ocupado por las dos configuraciones utilizadas en las opciones de solución, se puede observar que el separador vertical ocupa un área mucho menor que la requerida por un separador horizontal de dimensiones similares, lo que genera que la configuración vertical sea la mas apropiada para la utilización de un menor espacio de la estación, debido a la poca área existente para a implementación del rediseño de la misma.

RELACION GAS – LÍQUIDO. En la actualidad la producción de gas comparada con la producción de crudo es considerablemente menor y se espera que esta variable disminuya aun mas a causa del proyecto de inyección de agua, debido a que es considerado como un indicativo de importancia en la selección y teniendo en cuenta que se espera que las relaciones gas – liquido se mantengan por debajo de 500 PCE/BFO, la balanza se inclina hacia favor de la configuración vertical.

FLEXIBILIDAD OPERACIONAL. Al momento de la escogencia de la mejor alternativa, no solo se debe tener en cuenta la eficiencia con la cual se realiza la separación de los fluidos sino también debe primar la disponibilidad de equipos para respaldar el trabajo realizado en la estación ante la presencia de algún evento ya sea planeado como un mantenimiento o alguno sin previa planificación como la reparación de algún equipo, teniendo como objetivo el sostenimiento de la producción.

ECONOMIA. Debido al aumento esperado del volumen de fluidos a separar, el tamaño de los equipos que se consideran necesarios para cada una de las opciones planteadas es

mucho mayor comparado con los actuales, aunque las dimensiones de diferentes equipos no se diferencian en gran proporciones haciendo que el costo de los equipos sea similar, se debe tener en cuenta la inversión realizada y lo mas importante el tiempo necesario para la recuperación de la misma.

Con el objetivo de realizar la evaluación de las diferentes alternativas, se le otorgo una ponderación a cada uno de los criterios anteriormente descritos, este porcentaje fue otorgado teniendo en cuenta la influencia de las variables en el proceso de separación, las características del fluido que ingresa a la estación y las condiciones actuales que presenta la misma. La distribución porcentual realizada a los criterios de análisis es presentado en la tabla 21.

Tabla 21. Distribución porcentual para cada criterio

VARIABLE	PESO, %
Retiro de sólidos	20
Economía	25
Flexibilidad operacional	25
Manejo de espuma	10
Relación gas – liquido	10
Área disponible	10

Fuente: Autor

Para poder realizar la evaluación y determinación de la alternativa mas adecuada, a cada una de las opciones formuladas se le otorgo una calificación cuantitativa correspondiente a su comportamiento cualitativo, de acuerdo al desempeño y eficiencia de cada una de ellas en comparación con los parámetros que fueron tenidos en cuenta para la realización de la elección de la opción de solución. La relación de los diferentes valores utilizados en la calificación de las alternativas y su respectiva valoración cualitativa es presentada en la tabla 22.

Tabla 22. Valores de calificación para las alternativas

Valoración cualitativa	Valoración cuantitativa
Deficiente	1
Regular	2
Bueno	3
Muy bueno	4
Excelente	5

Fuente: El autor

5. 2 ELECCION DE LA MEJOR OPCION

Para realizar la evaluación de cada una de las alternativas propuestas se procedió a multiplicar la calificación establecida para cada uno de los criterios por el porcentaje de los mismos y realizando una sumatoria de los valores obtenidos se obtiene la calificación acumulada en puntos. Comparando las diferentes calificaciones, la de mayor puntuación indica la alternativa mas apropiada a implementar.

Teniendo en cuenta que la opción A ha sido catalogada como no viable por no presentar la capacidad suficiente de los separadores actuales, solo serán evaluadas las tres alternativas restantes. El cuadro de análisis de las diferentes variables es presentado en la tabla 23.

Tabla 23. Cuadro de decisiones

CRITERIO	PESO	OPCION B		OPCION C		OPCION D	
		Calificación	Acumulado	Calificación	Acumulado	Calificación	Acumulado
RETIRO DE SOLIDOS	20	3	0.6	2	0.4	4	0.8
MANEJO DE ESPUMA	10	2	0.2	4	0.4	2	0.2
AREA DISPONIBLE	10	4	0.4	2	0.2	3	0.3
RELACION GAS - LIQUIDO	10	4	0.4	4	0.4	4	0.4
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	25	3	0.75	3	0.75	4	1
ECONOMIA	25	4	1	4	1	3	0.75
TOTAL			3.35		3.15		3.45

Fuente: Autor

Al revisar el cuadro de decisión y comparando los diferentes puntajes obtenidos por cada uno de las opciones planteadas, se puede determinar que la alternativa D es la que presenta mayor calificación para poder solucionar el problema generado en la estación isla VI a causa del proyecto de inyección de agua.

Lo que quiere decir que se deben implementar dos separadores bifásicos verticales para trabajar en paralelo, cuyas dimensiones deben ser 48 pulgadas de diámetro por 16.88 pies de alto, además de la utilización de los dos separadores bifásicos verticales existentes en la actualidad como separadores de prueba, trabando bajo un tiempo de residencia de 2 minutos para ambos casos.

Mediante la ejecución de esta opción de solución, es posible manejar de manera efectiva el incremento considerable de los finos y sólidos, es recomendable para los diferentes valores de relación gas – líquido que se espera se puedan presentar, el área ocupada por los nuevos equipos es de magnitud razonable en comparación con otras alternativas. En lo relacionado a la economía se presentó una calificación menor en relación con los otros casos en donde se obtuvieron calificaciones similares, debido a que en cada una de ellas era necesaria la utilización de un solo equipo de mayor tamaño.

En comparación con las demás opciones, ésta puede brindar una flexibilidad operacional importante, gracias a que se pueden realizar diferentes conversiones en la configuración de sus equipos ante un posible mantenimiento o reparación, aunque la alternativa presenta una baja calificación en el manejo de la espuma producida en el crudo, esto no es algo nuevo en la vida productiva en el campo Cantagallo, para el caso de los pozos que ingresan a la estación no presenta tanta inferencia, gracias a que no ocasiona un problema considerables en la separación de fluidos, y ante la posible presencia de problemática es posible controlarla mediante la adición de un producto antiespumante al crudo.

CONCLUSIONES

- Las facilidades de separación existentes en la actualidad en la estación isla VI, presentan una capacidad insuficiente para el manejo de los volúmenes de fluidos esperados a raíz del proyecto de inyección de agua, a causa de esto es necesario realizar un rediseño de los sistemas de separación gas – líquido para la implementación de nuevos equipos que posean la capacidad requerida y que permitan la realización de una separación eficiente de la nueva producción.
- El uso en conjunto del separador bifásico con el Gun Barrel, es una configuración con buena eficiencia y experiencia en la separación de las fases del campo Yariguí – Cantagallo, debido a que el crudo producido es un aceite negro que presenta una alta estabilidad de la emulsión aceite – agua y necesita altos tiempos de residencia para poder alcanzar su rompimiento, lo que desecha la posibilidad de utilizar un equipo de separación trifásica.
- El equipo de separación bifásica vertical es adecuado en comparación con el arreglo horizontal, ya que presenta una ventana operativa amplia que permite el manejo de las fluctuaciones en los caudales de fluidos a manejar, que pueden llegar a presentarse en la primera etapa de implementación del proyecto de inyección de agua. Además que ocupan menor espacio y presentan un buen manejo de los sólidos suspendidos en el líquido.
- La opción de diseñar e implementar dos separadores bifásicos verticales para que funcionen en paralelo como separadores generales y la adecuación de los equipos existentes en la estación para trabajar como separadores de prueba, se presenta como la alternativa más viable según el análisis de variables realizado, gracias a su buen control de sólidos y flexibilidad operacional, permitiendo una separación gas – líquido eficiente de los caudales de fluidos esperados.

- El Gun Barrel existente en la estación posee las dimensiones adecuadas para el manejo y separación de los nuevos volúmenes de fluidos, permitiendo una separación eficiente de las fases agua – aceite, generando una reducción considerable en los costos de inversión, que podrían haber aumentado ante la necesidad de implementación de un nuevo equipo para la realización de éste proceso.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda plantear planes de mitigación con el fin de prevenir problemas como incrustaciones, espumas y demás que posiblemente se puedan presentar durante el desarrollo del proyecto de inyección de agua al darse variaciones en los flujos de fluidos y sólidos en suspensión.

- ✓ Se recomienda el diseño de un equipo de venteo para la quema de corrientes de gas incontroladas y de esta manera minimizar los niveles de riesgos tanto para el personal operativo como para los equipos durante el proceso de separación.

- ✓ Se recomienda realizar un seguimiento de la corrosión en los equipos que conforman la batería para ejecutar medidas de control y contrarrestar los posibles efectos que pueda tener la implementación del proyecto de inyección ya que de no ser así posiblemente los efectos secundarios que traería consigo dicha implementación podría llevar a grandes pérdidas económicas por problemas de incrustaciones, corrosión, entre otros.

BIBLIOGRAFIA

- ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface production operation. Design of oil-handling systems and facilities.
- VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Primera edición, marzo 2002.
- 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.
- ARIAS MORENO, Gustavo; RANGEL GARCIA, Orlando. Dimensionamiento de una batería de recolección de crudos mediante un programa de computador. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 1993.
- VILLAMIZAR LEON, Luis Ignacio. Consideraciones básicas en el diseño de un sistema de tea. Casos prácticos. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 1999.
- CAPACITACION Y CONSULTORIAS INDUSTRIALES LTDA. Curso de tecnología de producción de petróleo.