

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

Diseño de un Separador Trifásico Horizontal para optimizar el flujo de salida del agua producida y petróleo medio pesado en la Selva Peruana

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por

Nelson Alfredo Navío Torvisco

0009-0000-9880-678X

Asesor

M.Sc. Ing. Luis Antonio Del Castillo Rodríguez

0000-0002-2219-1851

LIMA – PERÚ

2024

Dedicatoria

A mis padres Sebastiana Torvisco Tomateo y Santiago Navío Arone por guiarme por el buen camino, y darme la sabiduría necesaria en cada momento de mi vida, por su amor, cariño, paciencia, comprensión, confianza, motivación y ejemplo de vida.

A mis hermanas Eleana y Angela por su apoyo espiritual y moral, por sus deseos de superación y motivación constante.

Por ser mi inspiración para continuar creciendo como mejor persona. Gracias infinitas y siempre los llevaré en mi corazón y memoria.

Agradecimiento

A Dios por brindarme grandes bendiciones en mi vida, por estar siempre conmigo mostrándome el camino hacia la felicidad y permitir que haya culminado este trabajo.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, por extender las fronteras del conocimiento accediendo a mi formación magistral. Por su dedicada labor formando líderes profesionales para el país y el mundo.

Al Ing. Luis Del Castillo Rodríguez asesor del presente trabajo y guía riguroso que ha servido significativamente a optimizar la excelencia y lograr publicar la presente Tesis.

Y agradecer hoy y siempre a mi orgullosa y linda familia que son los motores de mi vida quienes me dan ánimo, apoyo, amor y alegría, fortaleciéndome día a día para seguir siempre adelante.

Resumen

En la historia de la industria del hidrocarburo, como es en la selva peruana, estas baterías al producir petróleo, agua de formación y el gas asociado, necesitan someterse a un proceso de tratamiento en el cual está inmerso procesos como desgasificación, deshidratación, entre otros, los cuales son efectuados por las facilidades en superficie, desde los separadores hasta los desaladores en caso sea necesario, pero el primer equipo destinado a efectuar este tratamiento es el separador trifásico horizontal.

El aumento de producción de agua en las plantas de procesos en la selva peruana ocasiona que la mayoría de veces los separadores trabajen sub dimensionados, trabajando a más del 100% de su capacidad nominal, es por ello que se requiere una correcta evaluación del estudio en el campo a explotar desde sus inicios hasta su madurez, para obtener las facilidades en superficie suficientes para operar de manera segura.

Este trabajo de investigación comprende un enfoque del diseño para el separador trifásico horizontal, empleando un análisis técnico con las propiedades del fluido a tratar y el volumen que en promedio se produce en las plantas de proceso de la selva peruana para cada lote.

Abstract

In the history of the hydrocarbon industry, as it is in the Peruvian jungle, these batteries, when producing oil, formation water and associated gas, need to undergo a treatment process in which processes such as degassing, dehydration, among others, are immersed. , which are fulfilled by the facilities on the surface, from the separators to the desalters if necessary, the first equipment destined to implement this treatment will be the horizontal three-phase separator.

The increase in production in the batteries of our Peruvian jungle causes that most of the time the separated ones work undersized, meaning they work more than 100% of their nominal capacity, which is why a correct evaluation of the study is required. It is carried out on the field to be exploited from its beginnings to its maturity, so that the necessary surface facilities are available where it can be operated safely.

This research work includes a design approach for the horizontal three-phase separator, using a technical analysis with the properties of the fluid to be treated and the volume that is produced on average in the batteries of the Peruvian jungle for each different operating batch.

Tabla de Contenido

Dedicatoria.....	i
Agradecimiento	ii
Resumen	iii
Abstract.....	iv
Tabla de Contenido.....	v
Contenido de Figuras.....	viii
Contenido de Tablas	x
Capítulo I: Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Problemática.....	2
1.3. Formulación de la Problemática	2
1.3.1. Problema General.....	3
1.3.2. Problemas Específicos	3
1.4. Objetivos 3	
1.4.1. Objetivo General	3
1.4.2. Objetivos Específicos.....	3
1.5. Hipótesis de la Investigación	4
1.5.1. Hipótesis General	4
1.5.2. Hipótesis Específicas	4
1.6. Justificación de la Investigación	4
1.7. Identificación de Variables	5
1.7.1. Variables Independientes	5
1.7.2. Variables Dependientes.....	5
1.8. Operacionalización de Variables.....	6
1.9. Matriz de Consistencia.....	6
Capitulo II: Marco Teórico.....	8
2.1. Propiedad de los fluidos	8
2.2. Tipos de fluidos de yacimiento	11
2.2.1. Clasificación de los tipos de fluidos de yacimientos	12
2.3. Principios de separación.....	17
2.3.1. Separación por gravedad	18
2.3.2. Número de Reynolds.....	21
2.3.3. Fuerza centrífuga.....	21
2.3.4. Choque de partículas o coalescencia.....	21

2.4. Función de un separador	22
2.4.1. Separador Gas – Líquido.....	23
2.4.2 Separador gas – petróleo –agua.....	23
2.5. Proceso de separación	24
2.5.1. Etapas de separación	24
2.5.2. Factores que afectan la eficiencia de separación.....	25
2.5.3. Diseño de un separador gas – líquido	28
2.5.4. Parámetros del diseño de separadores.....	29
2.5.5. Dispositivos internos del separador	31
2.5.6. Funciones internas de los equipos del separador	33
2.5.7. Accesorios externos	34
2.5.8. Instrumentos de seguridad.....	35
2.6. Instrumentos de control.....	37
2.7. Clasificación de los separadores	38
Capítulo III: Análisis del dimensionamiento de un Separador Trifásico	41
3.1. Posibles problemas que se deben tener en cuenta para el diseño.....	41
3.1.1. Formación de espuma	41
3.1.2. Flujo de avance	41
3.1.3. Materiales pegajosos	41
3.1.4. Presencia y acumulación de sólidos.....	41
3.1.5. Bajas temperaturas	41
3.1.6. Crudos viscosos.....	41
3.2. Consideraciones para el dimensionamiento de separadores horizontales.....	42
3.3. Variables a considerar en el dimensionamiento de separadores	43
3.3.1. Volumen de operación	43
3.3.2. Tiempo de retención.....	43
3.3.3. Nivel bajo-bajo de líquido.....	43
3.3.4. Longitud de operación (Leff).....	43
3.4. Dimensionamiento de separadores trifásicos	43
3.4.1. Separadores horizontales Trifásicos.....	43
3.4.2. Similitud entre separadores horizontales bifásicos y horizontales trifásicos.	44
3.5. Medidas del separador trifásico para operaciones en la selva peruana	49
3.5.1. Capacidad de manejo de gas	50
3.5.2. Capacidad de manejo de líquidos.....	51
Capítulo IV: Operaciones en separadores trifásicos horizontales para condiciones estándar en la selva peruana.....	55

4.1. Condiciones previas de Seguridad y Protección Ambiental	55
4.2. Prueba de Pozos por el Separador Trifásico Horizontal	57
4.2.1. Comunicación	57
4.2.2. Control de parámetros del Separador in situ	59
4.2.3. Toma de muestras a salida de crudo del Separador	59
4.2.4. Desviación en la ejecución del procedimiento	59
4.2.5. Plan operativo de emergencia	60
4.3. Limpieza del Separador Trifásico Horizontal utilizando el Sand Jet.....	60
4.3.1. Comunicación	61
4.3.2. Pasos a seguir	62
4.3.3. Frecuencia de aplicación	64
4.3.4. Beneficios de su aplicación.....	65
Capítulo V: Balance Económico	66
5.1. Análisis Técnico Económico.....	66
5.1.1. Costos unitarios.....	66
5.2. Análisis de costos de construcción.....	82
5.2.1. Criterios de evaluación del proyecto.....	82
Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones	85
6.1. Conclusiones	85
6.2. Recomendaciones.....	86
Capítulo VII: Bibliografía	87
Capítulo VIII: Anexos	88

Contenido de Figuras

Figura 1 Relación entre la temperatura y la viscosidad.....	11
Figura 2 Diagrama de fase (petróleo negro).....	12
Figura 3 Diagrama de fase (petróleo volátil).....	14
Figura 4 Diagrama de fase (gas retrogrado).....	15
Figura 5 Diagrama de fase (gas húmedo).....	16
Figura 6 Diagrama de fase (gas seco).....	17
Figura 7 Fuerza Centrífuga en la Separación de Partículas.....	21
Figura 8 Separador de Fluidos.....	23
Figura 9 Volumen versus Temperatura.....	26
Figura 10 ° API versus Temperatura.....	26
Figura 11 Separación de fases en el proceso de producción.....	28
Figura 12 Deflectores.....	31
Figura 13 Placas anti espuma.....	32
Figura 14 Funciones internas del separador trifásico.....	33
Figura 15 Partes externas del separador trifásico.....	34
Figura 16 Válvula de venteo.....	35
Figura 17 Disco de Ruptura.....	36
Figura 18 Separador Trifásico Horizontal básico.....	39
Figura 19 Separador Vertical.....	40
Figura 20 Separador Horizontal.....	48
Figura 24 Porcentaje de precios en Equipos para la Fabricación del Cuerpo.....	70
Figura 25 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Fabricación del Cuerpo. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 27 Porcentaje de precios en Equipos para la Fabricación de las Silletas.....	72
Figura 28 Porcentaje de precios en Materiales para la Fabricación de las Silletas.....	73
Figura 31 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje.....	75
Figura 32 Porcentaje de precios en Materiales para la Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje.....	75
Figura 33 Porcentaje de precios en Equipos para la Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente.....	78

Figura 34 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente	78
Figura 35 Porcentaje de precios en Materiales para la Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente	78
Figura 36 Porcentaje de precios en Equipos para Suministro, Accesorios y partes internas	80
Figura 37 Porcentaje de precios en Mano de Obra para Suministro, Accesorios y partes internas	81

Contenido de Tablas

Tabla 1 Clasificación de los crudos según grado API.....	9
Tabla 2 Tiempos de retención.....	30
Tabla 3 Nomenclatura para niveles de liquido	42
Tabla 4 Relación de niveles (separador vertical).....	42
Tabla 5 Tiempos de retención de acuerdo a su gravedad °API.....	49
Tabla 6 Propiedades y cualidades del fluido	50
Tabla 7 Medidas del separador trifásico de acuerdo al manejo de gas.....	51
Tabla 8 Medidas del Separador trifásico acorde al manejo de líquidos	52
Tabla 9 Dimensiones y características del separador trifásico	54
Tabla 10 Aspectos Laborales.....	56
Tabla 11 Aspectos Ambientales	57
Tabla 12 Suministro acero estructural – Materiales y Mano de Obra.....	67
Tabla 13 Fabricación del Cuerpo.....	69
Tabla 14 Fabricación de silletas	71
Tabla 15 Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje.....	74
Tabla 16 Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente	76
Tabla 17 Suministro, Accesorios y partes internas.....	79
Tabla 18 Porcentaje de precios en Materiales para Suministro, Accesorios y partes internas	81
Tabla 19 Fabricación de cilindros	82

Capítulo I: Introducción

1.1. Antecedentes

(Requena, 2006), realiza un estudio de diseño de separadores bifásicos y trifásicos para crudos en Venezuela donde menciona los parámetros que se debe considerar para el diseño en crudos con alto contenido de gas, tales como la relación longitud/diámetro, tiempo de retención, viscosidad del fluido, relación vapor/líquido, presencia de sólidos entre otros los cuales son considerables para la selección adecuada de un separador.

Mientras tanto en México (Hernandez, 2016), presenta una metodología de diseño convencional en un separador es así pues que en un separador trifásico es necesario mencionar el diámetro y longitud de salida de agua producida, petróleo y gas asociado. Ken Arnold en su libro “Surface Production Operations” menciona que se debe considerar también el nivel de interfase gas/petróleo para la selección correcta de un separador, es por eso que es importante conocer las características que tiene nuestro petróleo para poder realizar una óptima selección de separador.

(Stewart, 2018), menciona la adecuada selección de un separador en base a las condiciones de relación gas/Petróleo GOR, y en cuantas fases se desea separar para esto ha considerado entre los principales parámetros el largo y un diámetro de recipiente de costura a costura esto para permita que las gotas de líquido caigan del gas al volumen del líquido por el asentamiento de gravedad y la fuerza de arrastre.

Todos concluyen que el separador debe ser dimensionado adecuadamente para garantizar una separación efectiva de las tres fases. Si el separador es demasiado pequeño, es posible que las fases no se separen de manera efectiva, lo que puede afectar el rendimiento del proceso y la calidad final del crudo. Si el separador es demasiado grande, se puede desperdiciar energía para hacer funcionar equipos de procesos adicionales compresores y bombas. El separador con una capacidad adecuada es más seguro de operar, ya que puede

manejar el flujo de fluido esperado y evitar sobrecargas que pueden causar fallas en el equipo, accidentes o desastres ambientales.

1.2. Problemática

Al trabajar con separadores horizontales trifásicos subdimensionados para una producción de mayor capacidad que el nominal del equipo se obtiene al final dificultades operacionales como operar fuera de su condición con línea de descarga en bypass abierto además de un crudo final fuera de especificación pese a los tratamientos previos que conllevan el tratador térmico, desalador electrostático y la inyección de aditivos químicos. Además de un riesgo medioambiental en condiciones fuera del nominal del equipo ya que repercutiría al personal de operación al estar operando ante condiciones sub estándar, ya que puede llevar a un descontrol operacional del equipo y el fluido llenarse hasta la salida de la línea gas que se encuentra en la parte superior de los equipos y este a su vez se dirige hacia un Flare.

1.3. Formulación de la Problemática

Al momento de producir crudo, durante el recorrido que hace el flujo, estas están comprendidas en 3 fases, las cuales son: petróleo, agua de producción y gas asociado. Las fases mencionadas al estar mezcladas se hacen difícil la separación de manera natural, por ello, para exigencias de compra y producción de combustibles o productos finales, estas deben tener ciertas características de venta, para ello, los separadores trifásicos son los primeros equipos en realizar la separación primaria del agua producida con el crudo a procesar.

Durante la vida productiva del pozo , el crudo llega a superficie con alta presión y temperatura (estas son reducidas por la fricción a medida que va fluyendo el crudo desde el reservorio), cuando se tienen equipos los cuales no están diseñados para tratar volúmenes de producción por encima del volumen óptimo, empiezan a generarse problemas de

calidad, ya que el tiempo de residencia, la falta o exceso de química influyen mucho, por ello es de vital importancia saber cómo diseñar un separador o cualquier equipo en las facilidades de superficie para el tratamiento correcto del volumen producido en una batería de crudo.

1.3.1. Problema General

¿Cómo optimizar el caudal de descarga del agua producida y petróleo medio pesado en la selva peruana?

1.3.2. Problemas Específicos

¿Cómo obtener la calidad del producto final, para lograr estar dentro del rango requerido?

¿Cómo obtener la toma de decisiones para el diseño del separador trifásico horizontal?

¿Cómo hacer que el equipo, no traslade cortes elevados en la salida de crudo, ocasionando que los equipos aguas abajo tengan problemas en la deshidratación y desalación final?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Diseñar un separador trifásico horizontal, para optimizar el flujo de salida del agua producida y petróleo medio pesado, para ciertos caudales de producción en la Selva Peruana.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Determinar el diseño óptimo para el separador trifásico horizontal de acuerdo a las características del fluido que se va procesar.
- Determinar la correcta ingeniería de separación entre fases en la producción del hidrocarburo, ya que cuando ocurre esto, la fase gaseosa y el fluido más denso, son los que se deben separar del producto final.

- Determinar las operaciones estándar que amerite un separador trifásico horizontal.
- Determinar mediante un análisis las correctas condiciones de operación que debe tener un separador trifásico horizontal.

1.5. Hipótesis de la Investigación

1.5.1. Hipótesis General

Al lograr diseñar un separador trifásico el cual no trabaje subdimensionado, este disminuirá el corte de agua en la fase de crudo minimizando el riesgo asociado que esto involucra, por ello se quiere un diseño adecuado para así llegar a la calidad requerida.

1.5.2. Hipótesis Específicas

- El caudal producido será procesado, junto con ello la característica del fluido en superficie.
- La selección adecuada de instrumentos de control como los transmisores de nivel, los transmisores de presión, flujómetros, tipos de válvulas de control.

1.6. Justificación de la Investigación

Este proyecto de investigación es de mucha importancia ya que el separador trifásico es de los principales y primeros equipos en superficie en realizar la separación primaria para mejorar el tratamiento al crudo, por ende, es un equipo al que se le debe diseñar un cierto porcentaje por encima de lo calculado para evitar daños al medio ambiente y poner en riesgo al personal que opera

Para el diseño del separador trifásico, ya que es un equipo donde se trata el fluido (en este caso el crudo con peso mediano) es normal que un ingeniero de procesos realice el diseño y cálculos, para ello en este trabajo se va a desarrollar el análisis completo del porque y como debe quedar el separador con ciertas características.

Separar de manera eficiente los fluidos presentes en la producción de diferentes pozos productores, para que de esta manera se obtengan márgenes de ganancias aceptables que hagan los proyectos económicamente viables, por ello, la principal función del separador es de separar el crudo con bajo corte de agua, el agua con mínimo corte de petróleo y el gas con baja humedad.

1.7. Identificación de Variables

1.7.1. Variable Independiente

- Separador trifásico horizontal, el volumen del fluido procesado.

1.7.2. Variables Dependientes

- Los parámetros como BSW, PTB entre otros, deberán ser conocidos luego del monitoreo que se realice en los puntos de muestreo que contiene el equipo, muestras tanto de agua producida como de crudo.
- Adecuado dimensionamiento del separador para un caudal determinado.

1.8. Operacionalización de Variables

Equipo Correctamente Dimensionado			
Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
Proyecto financieramente viable	—	Equipos a utilizar, volumen producido, cantidad de pozos.	Normas sobre dimensionamiento de equipos, localización de la batería, formación productora.

1.9. Matriz de Consistencia

Problema	¿Cómo diseñar un separador trifásico horizontal, para optimizar el flujo de salida del agua producida y petróleo medio pesado, en la Selva Peruana?				
Objetivo	<p>General</p> <p>Diseñar un separador trifásico horizontal, para optimizar el flujo de salida del agua producida y petróleo medio pesado, para ciertos caudales de producción en la Selva Peruana.</p>	<p>Específica</p> <p>Determinar el diseño óptimo para el separador trifásico horizontal de acuerdo a las características del fluido que se va procesar.</p>	<p>Determinar la correcta ingeniería de separación entre fases en la producción de hidrocarburo, ya que cuando ocurre esto, la fase gaseosa y el fluido más denso, son los que se deben separar del producto final.</p>	<p>Determinar las operaciones estándar que amerite un separador trifásico horizontal.</p>	<p>Determinar mediante un análisis las correctas condiciones de operación que debe tener un separador trifásico horizontal.</p>
Hipótesis	<p>Al lograr diseñar un separador trifásico el cual no trabaje subdimensionado, disminuirá notablemente el contenido de agua de producción en la corriente de crudo,</p>	<p>Tener en cuenta los transmisores de nivel, los transmisores de presión, flujómetros, tipos de válvulas de control.</p>	<p>El volumen proyectado será procesado, junto con ello la característica del fluido en superficie.</p>	-	-

	minimizando el riesgo asociado que esto involucra, por ello se quiere un diseño adecuado para llegar a la calidad requerida.				
Variables	<p><u>Independiente</u></p> <p>Separador trifásico horizontal, el volumen del fluido procesado</p>		<p><u>Dependiente</u></p> <p>Los parámetros como BSW, PTB entre otros, deberán ser conocidos luego del monitoreo que se realice en los puntos de muestreo que contiene el equipo, muestras tanto de agua producida como de crudo.</p>	Adecuado dimensionamiento del separador para un caudal determinado	
Operacionalización	Control del proceso con los equipos adecuados	Equipos y bombas en óptimas condiciones operativas.	Declinación del reservorio a través del tiempo.	Variación del precio del petróleo.	Ubicación de equipos y facilidades.
Metodología	<p>En la historia de la industria del hidrocarburo, como es en la selva peruana, estas baterías al producir petróleo, agua de formación y el gas asociado, necesitan someterse a un proceso de tratamiento en el cual está inmerso procesos como desgasificación, deshidratación, entre otros, los cuales son efectuados por las facilidades en superficie, desde los separadores hasta los desaladores en caso sea necesario, pero el primer equipo destinado a efectuar este tratamiento es el separador trifásico horizontal.</p> <p>El aumento de producción en las baterías de nuestra selva peruana ocasiona que la mayoría de veces los separadores trabajen subdimensionados, lo que quiere decir que trabajan a más del 100% de su capacidad nominal, es por ello que se requiere una correcta evaluación del estudio que se realiza al campo a explotar desde sus inicios hasta su madurez, para que se tengan las facilidades en superficies suficientes donde se pueda operar de manera segura.</p> <p>Este trabajo de investigación comprende un enfoque del diseño para el separador trifásico horizontal, empleando un análisis técnico con las propiedades del fluido a tratar y el volumen que en promedio se produce en las baterías de la selva peruana para cada lote.</p>				

Capítulo II: Marco Teórico

2.1. Propiedad de los fluidos

Para la elección de un separador es muy importante conocer la descripción detallada de las propiedades de los fluidos que serán procesados por el mismo.

a) Densidad de un fluido

$$\rho = \frac{m}{V}$$

donde:

ρ = Densidad del fluido (gr/cc)

m = Masa (gr)

V = Volumen (cc)

b) Gravedad específica de los líquidos

Relación de la densidad de una sustancia con la densidad del agua pura a 60°F.

$$SP - GR = \frac{\rho_l}{\rho_w}$$

Donde:

SP-GR: Gravedad Especifica (adimensional)

ρ_l : Densidad del liquido

ρ_w : Densidad del agua

-La GE de los gases es la relación entre la densidad del gas y la del aire a CE de presión y temperatura.

Condiciones Estándar:

- P: 14.7 psi (1 Atm)

- T: T std = 60 °F (15.49 °C)

Se puede relacionar los pesos moleculares:

$$SP - GR(gas) = \frac{PM_g}{28.969}$$

Donde:

SP-GR(gas): G.E. del gas (sin dimensión)

PMg: Peso molecular del gas (lb/b-mol)

$PM_a = 28.97$ lb/mol Peso molecular del aire

c) Gravedad API

A nivel mundial en la industria del petróleo, se clasifica el petróleo acorde a su densidad R. con relación a la densidad del agua, si es más o menos denso que el agua. Esto se consiguió estandarizando la gravedad API, que por medio de una escala numérica identifica las calidades de crudo y se expresa en grados API, en esta escala el petróleo liviano tendrá un valor mayor de grado API y el petróleo más pesado tendrá un valor menor de grado API.

Se utiliza la siguiente formula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SP-GR(liq)} - 131$$

Donde:

SP-GR (liq) = Gravedad especifica del liquido (adimensional)

Se muestra una tabla con diferentes tipos de crudo y sus clasificaciones según los grados API

Tabla 1

Clasificación de los crudos según ° API

TIPO	GRADOS API
Liquido Condensado	A partir de 42
Ligero	Mas de 30
Mediano	de 22.0 a 29.9
Pesado	De 10.0 hasta 21.9
Muy Pesado	Hasta 9.9
Asfalto	Promedio 8.2

d) Viscosidad

Esta característica es crucial para clasificar el petróleo la cual impacta mucho en todo lo relacionado a producción, transporte y refinación del petróleo. Se define como la resistencia que tienen los líquidos a fluir, la unidad de medida sería el poise, y centipoise. En el crudo se cumple que los más densos serán más viscosos. Con relación a la viscosidad del petróleo, a mayor temperatura menor viscosidad.

La viscosidad del crudo va a depender de la temperatura del reservorio y del gas en solución. La viscosidad es un valor constante durante la producción, el valor de gas en solución si cambia a medida que se va liberando. Se debe conocer la viscosidad del petróleo a la presión y temperatura, junto con la solubilidad variable del gas en el fondo del pozo.

I. Factores que influyen en la viscosidad

a) Temperatura

Un aumento de la temperatura de un hidrocarburo, disminuirá su viscosidad, pero también disminuye el gas en solución.

La temperatura afecta más la velocidad del gas que la del crudo.

b) Presión

Para los líquidos, la presión no afecta la viscosidad apreciablemente, ya que son considerados no compresibles.

Para los gases si afecta, ya que el aumento de presión aumenta su viscosidad.

a) Tensión Superficial

Es la propiedad que tienen los líquidos en superficie que les permite resistir una fuerza o fuerzas externas, debido a la naturaleza cohesiva de sus moléculas.

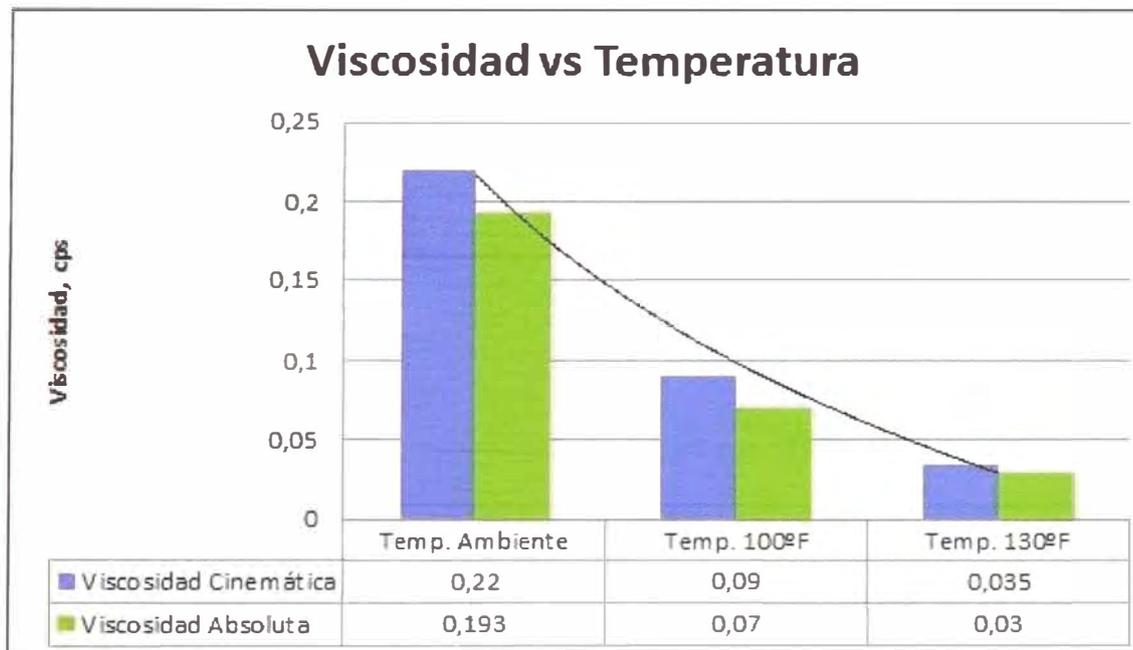
En los límites entre dos fases se tendrá un desbalance de fuerzas, resultando en una tendencia a la reducción del área de contacto.

La tensión superficial varia con la Temperatura, presión y composición de las fases.

En el caso de los líquidos puros la tensión solo será definida con presión y temperatura.

Figura 1

Relación entre la temperatura y la viscosidad



Fuente: (Ennyta pag 6, 2018)

2.2. Tipos de fluidos de yacimiento

Los fluidos petroleros son componentes hidrocarburos y no hidrocarburos, sus propiedades no son constantes ya que dependen de condiciones de presión, temperatura y composición del sistema.

Su estado en superficie será de acuerdo a su composición en el reservorio, y va cambiando durante su producción. Al reducirse la presión en el reservorio las proporciones de gas y líquido que aún permanecen van a variar. Por eso es muy importante conocer las propiedades físicas de las mezclas para la evaluación de las cantidades de gas y líquido que producirá el yacimiento.

Se consideran dos partes para un estudio de las fases: estudio cualitativo y cuantitativo.

En el cualitativo se consideran: diagramas de P vs T ; P vs V; composición.

Estudio cuantitativo considera métodos con fórmulas para el cálculo de la composición y cantidades de fases, considerando su presión y temperatura.

2.2.1. Clasificación de las variedades de fluidos de yacimientos

Se tiene:

- Petróleo Volátil
- Petróleo Negro
- Gas Húmedo
- Gas seco
- Gas Retrógrado

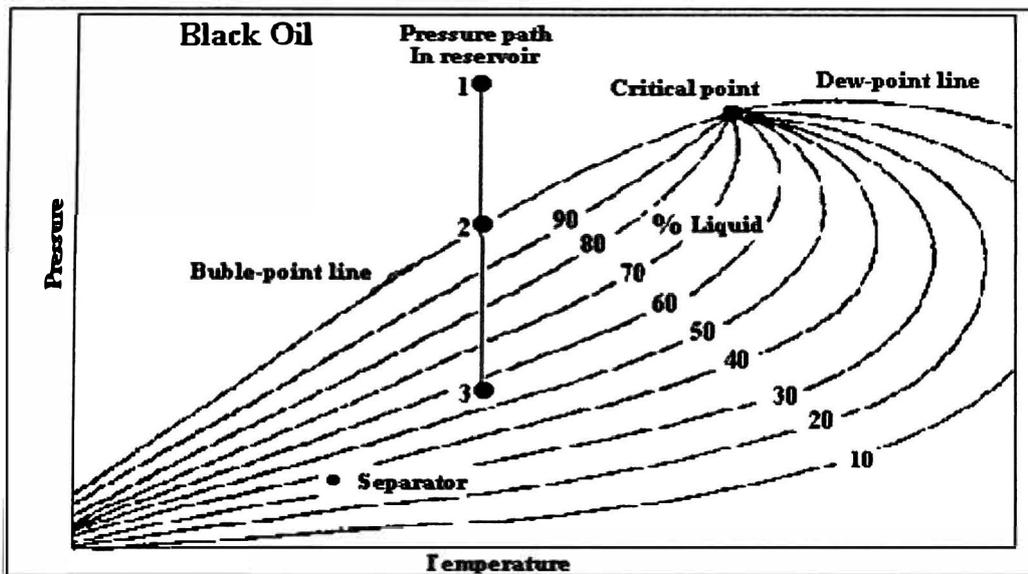
Para catalogar los tipos de fluidos de reservorio se realizan pruebas de laboratorio, también se necesitará conocer las relaciones Gas-Petróleo. Gravedad API y color del fluido, datos de pruebas PVT y las condiciones de presión y temperaturas iniciales.

a) Petróleo Negro

El petróleo negro tiene una amplia variedad de compuestos químicos en su mezcla, y como característica es que tiene moléculas grandes, pesadas, no volátiles. Su diagrama de fases comprende una gama de temperaturas.

Figura 2

Diagrama de fase (petróleo negro)



Fuente: (Ken Arnold, 2008 pag 108)

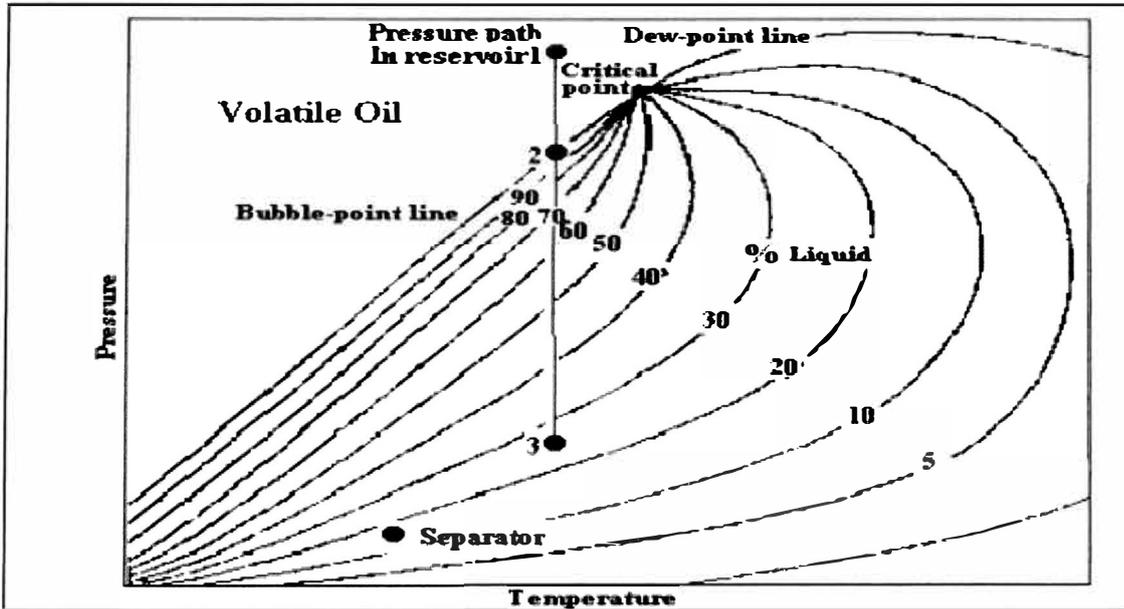
La línea 1-2-3 es una reducción isométrica de presión, el punto representando al separador se encuentra a presión y temperatura en superficie. Cuando la P del reservorio se encuentra entre los puntos 1 y 2 es crudo subsaturado, con un valor por encima de la presión de burbujeo. Cuando la P se encuentra en el punto 2, es crudo saturado. En el punto 2, al reducir la presión permitirá la liberación del gas generando una película de gas en el reservorio. Al reducir la presión entre los puntos 2 y 3 se continuará desprendiendo gas y las curvas de volumen liquido se reducirán desde 100% hasta valores cercanos a 55% en el punto 3.

Entre los puntos 2 y 3 es crudo saturado; conforme se vaya reduciendo la presión y temperatura durante el flujo del crudo hacia el separador, se continuará liberando el gas ocasionando a su vez una disminución de volumen en el líquido.

a) **Petróleo Volátil**

Figura 3

Diagrama de fase (petróleo volátil)



Fuente: (Ken Arnold, 2008 pag 108)

Si comparamos el petróleo negro con el volátil, este último tiene menor cantidad de elementos pesados y mayor cantidad de elementos intermedios (etano – hexano), su diagrama de fases cubre una menor gama de temperaturas.

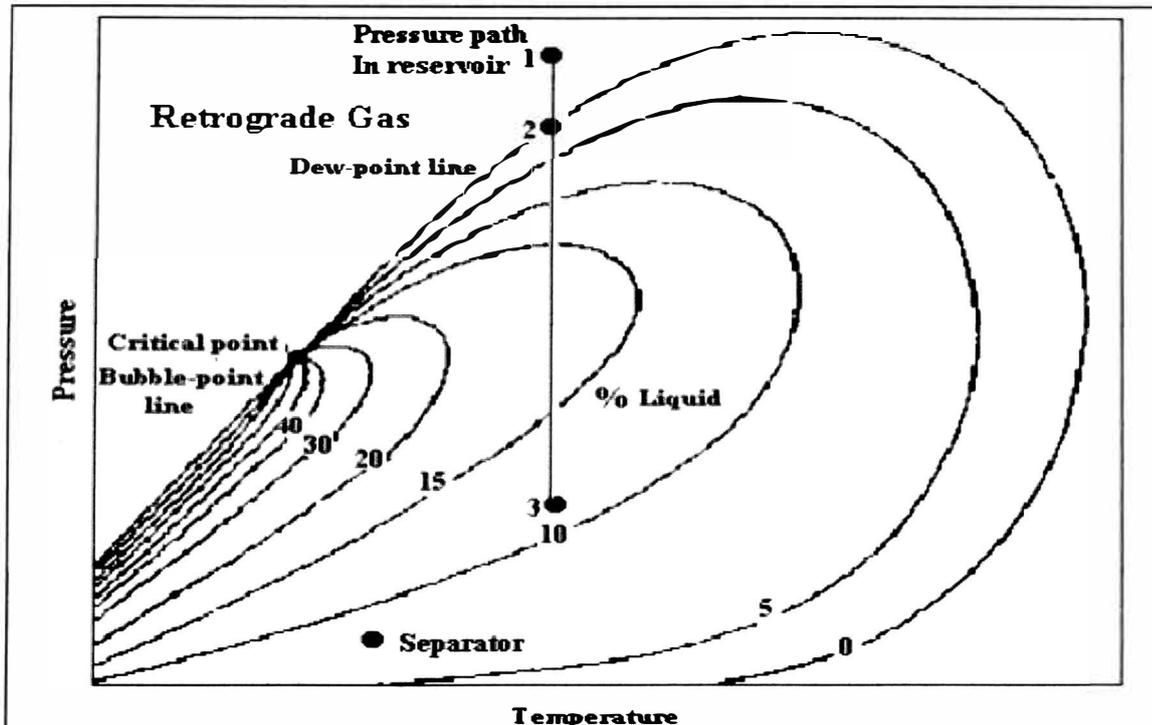
La línea 1-2-3 es una disminución de presión isotérmica, el punto del separador está a valores de (p) y (T) de superficie, si hubiera una disminución de P por debajo de la presión de burbuja (Pb) punto 2, causaría la liberación de una gran cantidad de gas en el reservorio, el crudo volátil puede alcanzar a ser 50% de gas en el reservorio solamente con la disminución de la P unas pocas libras por debajo de la Pb, por otro lado la curva de volumen nos muestra un menor porcentaje de líquidos.

Para crudos volátiles no funcionan los cálculos de balance de materiales que son para crudo negro ya que el gas asociado a este se considera gas seco, mientras que el gas de un petróleo volátil es muy rico y va a liberar una gran cantidad de líquidos durante su flujo.

b) Gas Retrogrado

Figura 4

Diagrama de fase (gas retrogrado)



Fuente: (Ken Arnold, 2008 pag 109,)

El diagrama de fases de un gas retrogrado es menor que el diagrama de los crudos. Esto, debido a que los gases retrógrados no tienen tantos elementos pesados como los crudos.

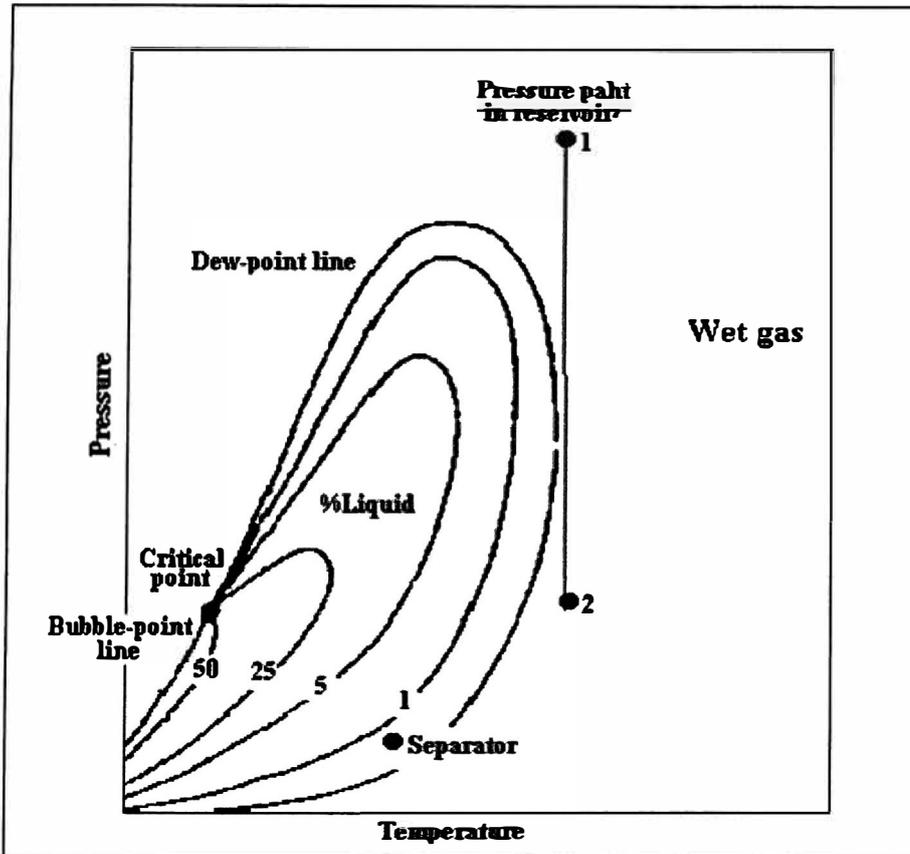
Un gas retrogrado tiene su temperatura crítica menor a la del reservorio, y la cricondeterma (T_{ct}) es mayor que la temperatura del reservorio. A veces se le conoce como gas condensado, pero no se recomienda usar este término para evitar confusiones. El fluido obtenido de este gas en el separador se le llama condensado, pero también el fluido que viene directo del reservorio se le llama condensado. Para evitar confusiones se le llama gas retrogrado.

En la línea 1-2-3 al punto 1 es el gas retrogrado, aun en el yacimiento. Cuando la P en el reservorio cae al punto 2, el gas retrogrado ya muestra condensación. Conforme la presión continúa cayendo en el reservorio, el gas se condensa desde el flujo de gas, formándose una capa de fluido en el reservorio.

c) Gas Húmedo

Figura 5

Diagrama de fase (gas húmedo)



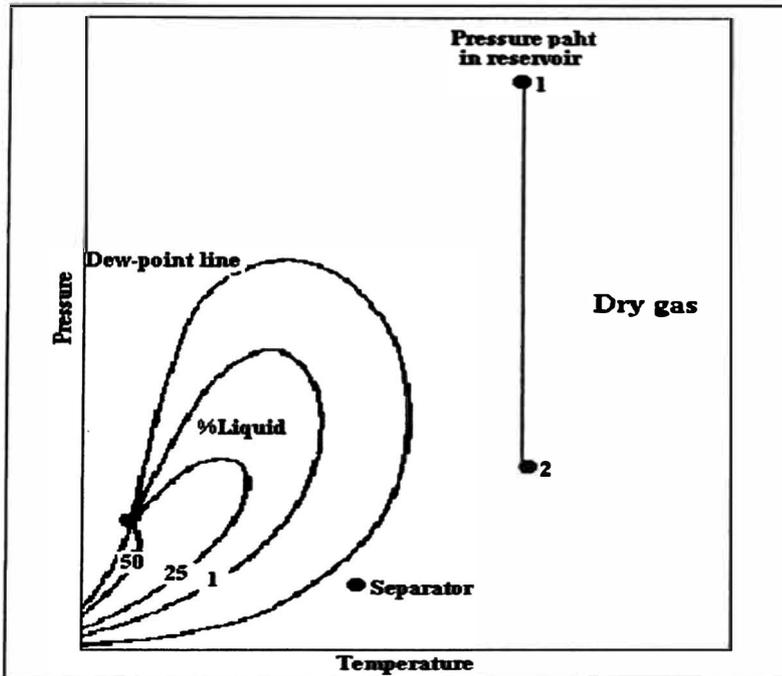
Fuente: (Ken Arnold, 2008 pag 111)

Es un gas con cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos. Los valores de temperatura para su diagrama de fases es menos que la T de fondo, la línea 1-2 no toca la zona de dos fases. El producto estará a condiciones de reservorio, las condiciones del separador caen en la zona de dos fases, y se forma en superficie algo de líquido. Este líquido a veces lo denominan condensado y al reservorio de gas también le llaman reservorio de gas condensado, lo cual lleva a confusiones.

d) Gas seco

Figura 6

Diagrama de fase (gas seco)



Fuente: (Ken Arnold, 2008 pag 112)

Este gas tiene en su composición mayormente metano con algunos elementos intermedios. Su diagrama de fases es a una temperatura menos que la del reservorio, la combinación del GN se queda como gas durante la vida productiva del reservorio, aun a condiciones del separador en superficie. Estos reservorios se les conoce normalmente como reservorios de gas. Las ecuaciones para gas seco también se usan para gas húmedo, definiendo las propiedades del gas húmedo. Para un buen diseño de un separador es esencial comprender las propiedades de los fluidos y características del fluido del reservorio. Optimizándose así el tamaño y características del separador.

2.3. Principios de separación

Los separadores funcionan bajo el principio de que los tres componentes tienen diferentes densidades, que permite su estratificación cuando se mueven lentamente con el gas por encima, agua en el fondo y petróleo al medio, sólidos como finos y arenas también se irán al fondo del separador. Asimismo, el efecto que sobre ellos puedan tener

diferentes parámetros asociados en la producción de petróleo.

Los parámetros importantes a considerar:

- Fuerza de gravedad
- Fuerza centrífuga
- Coalescencia o choque de partículas.

2.3.1. Separación por gravedad

Mecanismo de separación preferido, por la sencillez del equipo requerido.

Cualquier sección ancha en una línea de flujo, va a actuar como una sección de retención y asentamiento por gravedad, de las gotas del fluido. El asentamiento inicia con la reducción de la velocidad del flujo. El asentamiento en los separadores sucede en la sección secundaria o sección de asentamiento por gravedad. Cuando el flujo es vertical hacia arriba, las partículas del fluido que se separan caen en sentido contrario al flujo del gas.

Después las partículas seguirán con una velocidad final o de asentamiento:

$$F_D = C_D * A * \rho * \left[\frac{V_t^2}{2g} \right]$$

Donde:

F_D = Fuerza inducida de arrastre (lb)

C_D = Coeficiente inducido de arrastre (adimensional)

A = Área de la gota (ft²)

ρ = Densidad de la interfase continua (lb/ft³)

V_t = Velocidad asentamiento de la gota (ft/s)

g = Cte. de gravedad 32.2 ft/seg²

Por ley de Stokes para flujo laminar de las gotas:

$$C_D = \frac{24}{Re}$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds

Número sin dimensiones que se utiliza para seleccionar si el flujo es laminar o turbulento representado con la fórmula:

$$R_e = \frac{\rho \cdot D_t \cdot V_t}{\mu}$$

Donde:

D_t = Diámetro de tubería interna (ft)

μ = Viscosidad (lb/ft -s²)

si las gotas de fluido son partículas esféricas su dimension será:

$$V_{esfera} = \frac{\pi \cdot D^3}{6}$$

Donde:

D = Diámetro de la esfera (ft)

Π = Cte. adimensional (3.141516)

El área será:

$$A_{esfera} = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

La fuerza de arrastre viene dado por:

$$F_D = \frac{24}{\rho \cdot D \cdot V_t} * \left[\pi * \frac{D^2}{4} \right] * \rho * \frac{V_t^2}{2 \cdot g}$$

$$F_D = 3 * \pi * \mu * D * V_t$$

Ley de Stokes

La fuerza de flotación experimentada por una esfera según el principio de Arquímedes:

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) * \frac{\pi \cdot D^3}{6}$$

Donde:

ρ_l = Densidad del liquido (gr/cc)

$$\rho_g = \text{Densidad del gas } \left(\frac{gr}{cc}\right)$$

Si la fuerza de Flotabilidad es igual a la fuerza de arrastre, no habrá aceleración de las gotas, será cero. $F_B = F_D$

Donde:

FB= Fuerza de flotabilidad

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

Velocidad de Asentamiento, V_t :

$$V_t = \frac{\rho_l - \rho_g}{18 * \mu} * D^2$$

Donde:

$$\mu' = \mu * 2.08789 * 10^{-5}; \mu = \text{Visc. (cp)}$$

$D = (dm) * (3.281 * 10^{-6})$; dm (relación del diámetro de tubería y diámetro de gotas en micras)

$$\rho_l = 62.399 * Ge$$

$$PM_g = 28.96897 * Ge$$

Ge = Gravedad esp., relativa al agua

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

Finalmente:

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

Si el flujo es horizontal al entrar al separador, la velocidad de asentamiento será igual a la velocidad a la que las partículas suspendidas se desplazan a través del flujo de gas. Con esta velocidad se determina el tiempo de retención necesario para que una partícula pueda decantar hasta el fondo del recipiente. Una velocidad alta induce turbulencia a la corriente de gas, ocasionando un arrastre de algunas partículas líquidas en el flujo de gas.

2.3.2. Número de Reynolds

Sirve para seleccionar el tipo del flujo, laminar o turbulento y su posición en la escala donde muestra las tendencias turbulentas a laminares.

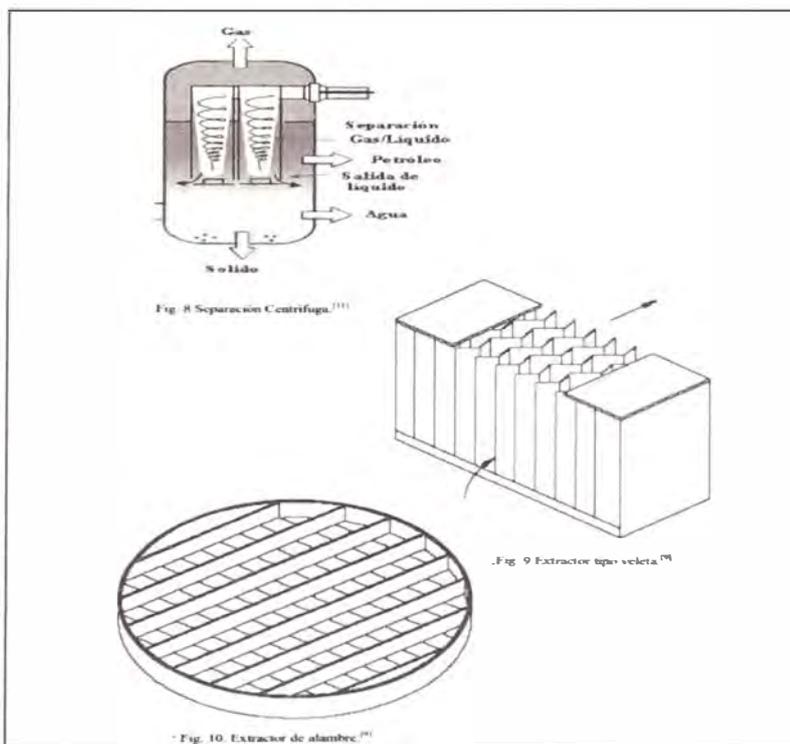
2.3.3. Fuerza centrífuga

La fuerza centríf. inducida a las partículas líquidas que se están en suspensión en un flujo de gas, puede ser mayor que la fuerza de grav. actuante sobre esas partículas. Esta separación mecánica se utiliza en la sección primaria del separador y también en algunos extractores de niebla (extractores ciclónicos.)

2.3.4. Choque de partículas o coalescencia

Proceso binario donde dos gotas de un líquido o dos burbujas de gas se unen para formar una sola gota. Las partículas de líquido viajando dentro de un flujo de gas chocan con dispositivos colocados para el propósito de obstruir el flujo, quedando depositadas allí. La separación por choque será con los extractores tipo veleta y con los de malla de alambre

Figura 7 Fuerza Centrífuga en la Separación de Partículas



Fuente: (Ken Arnold y Steward M, 1991 pag 16 y17)

El choque de partículas depende del tiempo de separación de dos fluidos inmiscibles entre sí, si estas dos gotas están a condiciones de presión y turbulencia en particular, la energía cinética de las gotas induce a que se agrupen convirtiéndose en una sola por energía de adhesión. Al romperse este contacto finaliza el proceso conocido como coalescencia.

Mediante experimentos bajo efectos con la fuerza de gravedad, se definió que el tiempo de separación de estas gotas puede darse con:

$$t = \frac{\pi}{6} * \left[\frac{d^j - d_o^j}{\emptyset * K_s} \right]$$

Donde:

T= Intervalo temporal de separación (s)

d= Dimensión definitiva de la gota (micrón)

d_o = Dimensión inicial de la gota (micrón)

\emptyset = Fracción adimensional de volumen en la fase dispersa

K_s = Parámetro empírico particular del sistema

j= Es un parámetro empírico siempre mayor que 3. Tendrá un valor de cero cuando la energía de vibración u oscilación es demasiado y las gotas rebotan entre sí. Como habíamos dicho que el valor de “j” debe ser obligatoriamente mayor que 3 asumimos un valor de 4, así tomamos en cuenta el tiempo mínimo requerido, por lo que la ecuación quedaría:

$$t = \frac{\pi}{6} * \left[\frac{d^4 - d_o^4}{\emptyset * K_s} \right]$$

Si d_o es una correlación con el diámetro de las gotas en el rebote y es despreciable, la ecuación final tenemos:

$$t = \frac{d^4}{2 * \emptyset * K_s}$$

2.4. Función de un separador

Un separador está diseñado para tareas de separación muy precisas o en las que

deban separarse partículas muy finas en las mezclas de fluidos con diferentes densidades.

Se diseñan para separar diferentes fases: Gas – líquido; Gas –petróleo – agua.

La función principal de todo separador es la liberación de la fase deseada lo más limpia posible de las otras fases, para lograr esto se debe escoger el proceso apropiado.

2.4.1. Separador Gas – Líquido

En terminología de campo, el término “separador gas –líquido” se usa para nombrar a un recipiente presurizado que se utiliza para la separación de los diferentes fluidos de la producción de un pozo productor de petróleo y gas, en compuestos con fase gaseosa y líquida a cierta temperatura y presión.

2.4.2 Separador gas – petróleo –agua

Es cuando en un solo separador ocurre la separación de petróleo, gas y agua, todos los separadores horizontales y verticales pueden ser empleados para esta separación de tres fases (trifásica). En este caso el agua será la impureza a retirar de la mezcla antes de la liberación de los productos terminados. Se deberá evitar la emulsión de agua -petróleo. De ocurrir una emulsión se tendrá que utilizar insumos químicos para romperla además de calor.

Figura 8

Separador de Fluidos



Fuente: Propia

2.5. Proceso de separación

Para los casos de mezclas entre gas – líquido, al entrar en el separador chocará con un dispositivo interno ubicado en la entrada, cuya función es hacer cambiar bruscamente el momentum o dirección, que provocará una separación forzada de las fases. En la sección de asentamiento, la gravedad ejerce su influencia sobre el fluido para separarlo de la fase de gas cayendo hacia la parte inferior del separador en la sección de asentamiento y acumulación. En esta sección ocurre un intervalo de tiempo de permanencia adecuado para el funcionamiento óptimo de los equipos ubicados a continuación puedan operar adecuadamente, y liberar el líquido atrapado en las burbujas de gas.

2.5.1. Etapas de separación

- Primera Sección
- Segunda Sección
- Sección de Extracción de Neblina
- Segregación Final

a) Sección Primaria

Al ingreso del fluido en el separador con velocidad, se hace una turbulencia entre las fases gaseosa y líquida. Por lo que se debe disipar el impulso y turbulencia que trae esta corriente en la entrada del separador, utilizando para esto una placa desviadora de flujo para inducir una fuerza centrífuga para que se separen volúmenes de líquido del gas.

b) Sección Secundaria

En esta sección al reducirse su velocidad ocurre la decantación por gravedad del líquido desde la corriente de gas. La eficiencia dependerá del nivel de turbulencia, las propiedades del líquido y del gas, así como de la dimensión de las partículas. El nivel de turbulencia debe ser minimizada, se mide con el número de Reynolds. Los separadores también poseen dispositivos internos de desviación reductores de turbulencia y disipadores

de espuma, estos dispositivos internos también son colectores de gotas.

c) Sección de Extracción de Neblina

En esta sección ocurre la separación de partículas de líquido minúsculas que se encuentran en el gas, el mecanismo generador de esta separación, es la fuerza centrífuga. Ambos métodos separan las minúsculas gotas de líquido transportadas por la corriente de gas formando gotas grandes por coalescencia que posteriormente caen en la zona de acumulación de líquido.

d) Segregación Final

Es cuando se lleva a cabo a la descarga final de los diferentes fluidos, líquido libre de gas, así como gas libre de líquido, en condiciones establecidas previamente para evitar que las partículas se reagrupen o se tenga formación de espuma. Para lograr eso se necesita un intervalo de tiempo de retención líquida mínimo y un suministro volumétrico mínimo.

2.5.2. Factores que afectan la eficiencia de separación

Para un diseño adecuado de un separador es necesario tener conocimiento de los factores más importantes que pueden afectar la separación:

a) Viscosidad del gas

Cuando se tiene un aumento de la viscosidad, la velocidad de asentamiento disminuirá y en consecuencia también disminuirá el tiempo de separación. La viscosidad del gas se emplea en el parámetro NRE, para determinar el coeficiente de arrastre de Stokes, que se usa para calcular la velocidad de asentamiento de una partícula.

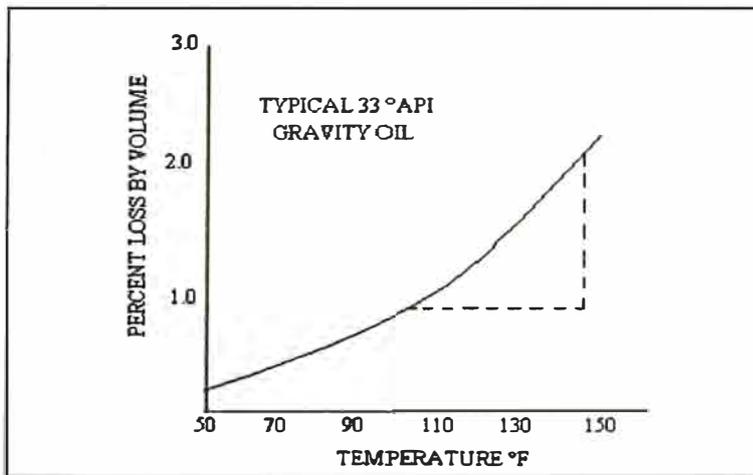
b) Temperatura

Un método clásico de separación es aplicar un aumento de temperatura al flujo entrante de la mezcla petróleo – gas. Este incremento en el intervalo de temperatura disminuye la u de la fase petróleo verificando como interviene este aumento en la ecuación velocidad de asentamiento (Ec. 3.9). La temperatura también disuelve pequeños cristales de

parafina y asfaltenos neutralizando su efecto como emulsificantes. Para crudos muy pesados puede ser una temperatura mayor de los 300 °F. Se tiene que tener cuidado al subir la temperatura a crudos livianos ya que podría perderse volumen de este (encogimiento) si alcanza su punto de ebullición de la mezcla. Muestra la perdida de volumen que puede ocurrir.

Figura 9

Volumen versus Temperatura

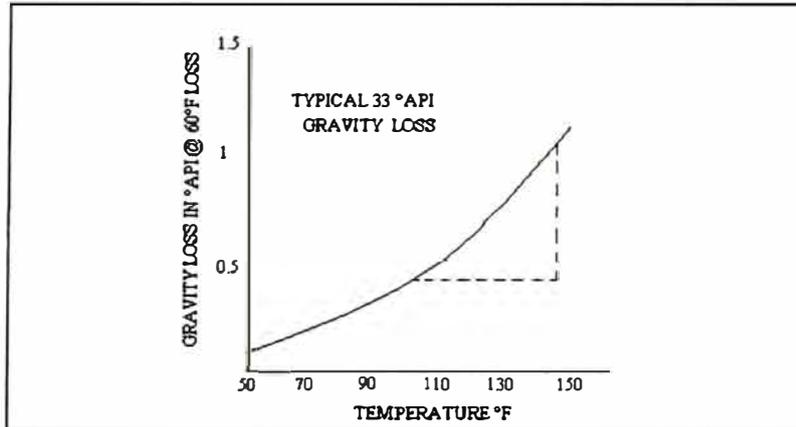


Fuente: (Rodriguez M. Mauricio, 2006 pag 35)

Cuando se incrementa la temperatura del proceso, puede originarse una desventaja con el crudo pesado recuperado si se vuelve más pesado ya que perderá valor comercial. Al alcanzarse el punto de ebullición, los compuestos más livianos salen del flujo y el líquido remanente tendrá un grado API más bajo.

Figura 10

API versus Temperatura



Fuente: (Rodríguez M. Mauricio, 2006 pag 35)

Cuando sube la temperatura disminuyen la gravedad específica y la presión a las cuales ocurre la separación.

Tener cuidado con la integridad de los equipos cuando se libera gran cantidad de gas de un crudo sometido a incremento de temperatura.

c) Densidad de líquido y gas

Debido a que la capacidad de manejo de gas es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido. Estos elementos pueden afectar la capacidad del separador

d) Velocidad del gas

El diseño de los separadores considera que las partículas líquidas sean de un tamaño determinado para poder separarse del caudal de gas al pasar por la segunda sección de separación, partículas de menor tamaño pasan a la sección de extracción de niebla.

Si ocurriera un aumento de velocidad del gas en el separador, por encima del valor de diseño, no se separarán todas las partículas líquidas mayores al tamaño establecido. Esto ocasionará una inundación en el extractor de niebla con arrastres no deseados de líquido en el flujo de salida del gas.

e) Presión de separación

Factor importante para extracción de líquidos. Se necesita siempre una P. particular

para cada momento.

Hay ocasiones mayormente en la segregación de gas y condensado que, al disminuir la presión de separación, la recuperación de líquidos aumenta. A mayor presión, mayor capacidad de separación de gas.

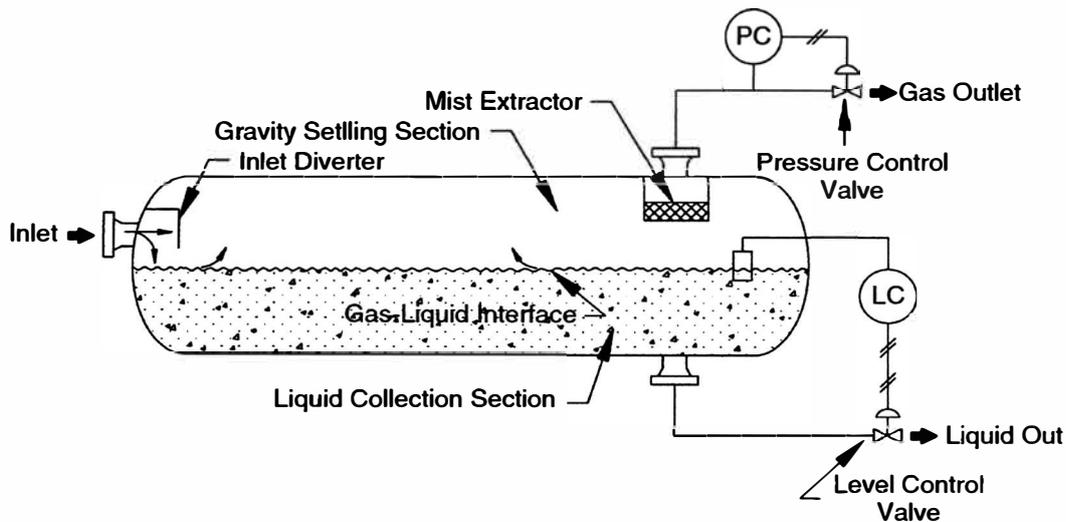
2.5.3. Diseño de una unidad de separación gas – líquido

Se tiene que tener en cuenta:

- El caudal de entrada del fluido debe ser controlado.
- Mantener los caudales de fases líquida y gaseosa en los valores apropiados que permitan la separación por medio de las fuerzas gravitatorias y que permitan un balance entre los fluidos líquido – gas.
- La agitación en la sección del gas debe ser mínima.
- Controlar formación de espuma y acumulación de partículas nocivas.
- Una vez separadas las fases líquidas y vapor ya no deberán volver a mezclarse.
- Debe poder limpiarse con rapidez y fácilmente las secciones del separador donde se acumulen sólidos.
- El equipo deberá tener la instrumentación apropiada para un correcto y seguro funcionamiento dentro de la planta.

Figura 11

Separación de fases en el proceso de producción



Fuente: (Arnold, 2008 Pag. 153)

2.5.4. Parámetros del diseño de separadores

Al diseñar por primera vez un separador solo por experiencia se determinará que sea uno horizontal o uno vertical. Los cálculos y los costos de los separadores serán los que determinarán cuál de los dos usar.

Para esta determinación se tendrá en cuenta:

a) Composición del fluido que se va a separar

Independientemente del volumen y tipo de fluido es conveniente tener el conocimiento del concepto de equilibrio de bases y separación instantánea.

b) Flujo normal de vapor

Es la caudal de vapor suministrada a un equipo en circunstancias normales de operación, los separadores son eficaces para manejar caudales de vapor de hasta un 150% del flujo normal. A menos que se tenga una predicción de flujos mayores al 150 % donde si debe considerarse un sobredimensionamiento.

c) Presión y temperatura de operación

Para la selección de un separador se realiza un estudio previo de las variaciones de presión y temperatura a las cuales funcionara. Un descenso brusco de velocidad dentro del

sistema manteniendo constante el caudal va a producir espumación, pérdida de los fluidos y podría afectar físicamente el extractor de niebla.

d) Coef. de compresibilidad del gas (z)

El valor de z establece el volumen del fluido (gas) en C.N. . El diseño debe ser lo más conveniente para tener resultados en el campo que coincidan con el cálculo.

e) Densidad de los fluidos

La densidad interviene en el separador de un modo directo.

f) Velocidad Critica

Cálculo de la velocidad de vapor, para que la velocidad superficial del vapor en el separador sea la apropiada.

g) Constante de K /Sounders & Brown)

Factor muy importante para predecir el comportamiento de los fluidos en el separador. Con este valor se aproxima o aleja los pronósticos del funcionamiento real del sistema. Antes el Valor de K era para deducir matemáticamente la fórmula, ahora con los resultados de campo y las mejoras en tecnologías que se usan en los diseños se adaptó este valor al comportamiento efectivo de los recipientes.

h) Tiempo de retención

La capacidad de un separador se relaciona con el tiempo de retención del líquido en el recipiente, para obtener el P.E. preciso entre la etapa líquida y la etapa gaseosa a su temperatura y presión.

Tabla 2

Tiempos de retención

Grados del Petróleo	Min
Mas de los 40 °API	1 a 2
Entre 25 – 40 °API	1 a 3

Menores a 25 °API	3 a 12
-------------------	--------

i) Relación longitud/diámetro

La constante “R” (adimensional) sirve calcular la proporción entre la longitud de soldadura a soldadura y el diámetro del separador. El valor de R se toma entre valores de 3 y 4.

j) Dimensionamiento del separador

Cuando el diseñador revisa los cálculos utilizados para seleccionar un determinado separador, tiene que señalar las medidas optimas del separador que quiere adquirir.

2.5.5. Componentes internos del separador

a) Elementos desviadores

Hay dos modelos preferidos. El Deflector de regulación que puede tener una forma de un plato redondo, una placa plana, una plancha de ángulo, que generan un cambio brusco en el impulso de los fluidos ingresantes. Su diseño se fundamenta en su capacidad para reducir la fuerza de impacto.

El otro tipo es el del ciclón de entrada que utiliza la fuerza centrífuga para la separación del petróleo y el gas.

Figura 12

Deflectores

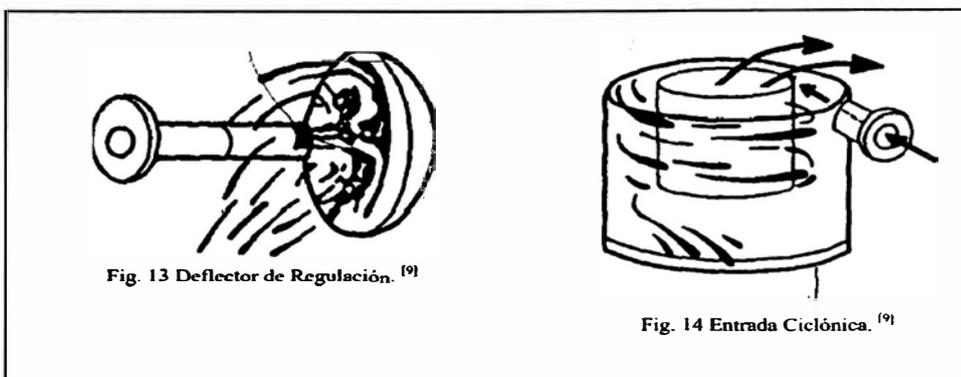


Fig. 13 Deflector de Regulación. ⁽⁹⁾

Fig. 14 Entrada Ciclónica. ⁽⁹⁾

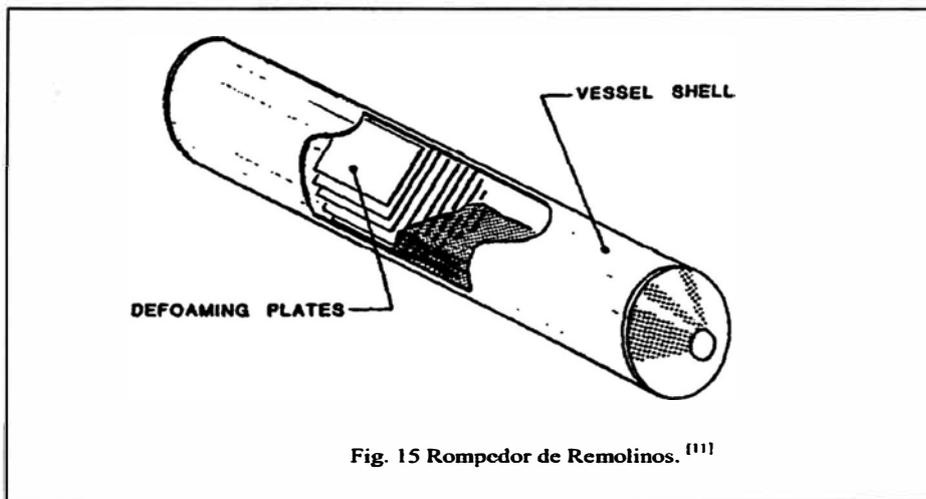
Fuente: (Ken Arnold, 2008 Pag. 6)

b) Placas anti espuma

Se tiene presencia de espuma en el separador cuando las burbujas de gas son liberadas sin control. es causante de un pobre rendimiento en los separadores. Para separar la espuma, sus partículas deberán descomponerse. Los factores para un mejor control de la espuma son: superficie, tiempo de retención adecuado y aditivos químicos antiespuma. Controlando estos parámetros se tendrá una cantidad adecuada de espuma para conseguir una separación eficiente en el separador evitando una mezcla espuma-gas seco.

Figura 13

Placas anti espuma



Fuente: (Ken Arnold, 2008 Pag.3)

c) **Rompedores de Vórtices**

Se utilizan para minimizar presencia de remolinos cuando se tiene abierta la válvula de control de líquido.

d) **Extractor de Neblina**

Se utilizan frecuentemente estos dos tipos de dispositivos: cojines de mallas de alambre y extractores de veleta

Los extractores tipo veleta: Actúan como paso final de limpieza del gas en un separador convencional.

e) **Rompedores de Olas**

Mamparas perforadas o placas rompeolas por donde pasa el flujo gas-líquido para distribuir de manera uniforme el flujo reduciendo el arrastre de alguna de las fases.

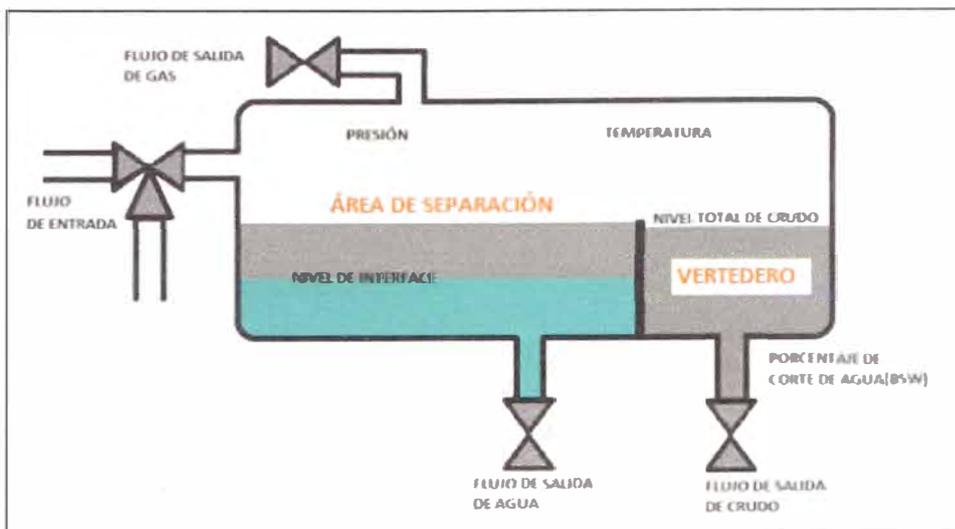
2.5.6. Funciones internas de los equipos del separador

Estos dispositivos se utilizan para mejorar la eficiencia de separación buscando un funcionamiento seguro y fiable de los equipos.

- a) **Separación primaria:** Reduce la turbulencia del flujo mediante un cambio de dirección, con placas desviadoras o distribuidores de entrada.
- b) **Reducción en oleaje:** Disminuye la agitación en separaciones líquido – líquido con las planchas rompe olas.
- c) **Coalescencia y microburbujas:** Para vapor – líquido, con extractores de niebla. Para separación líquido – líquido, los platos o cojines para generar la coalescencia.
- d) **Disminución del transporte de burbujas en la salida:** Rompedores de vórtices.
- e) **Disminución por medios mecánicos de origen espumoso:** Placas desespumantes
- f) **Lavado interno:** Si se espera una continua acumulación de arena que no poder removerse con facilidad como en tuberías internas.
- g) **Reducción del tiempo de decantación:** Para las separaciones líquido – líquido.

Figura 14

Funciones internas del separador trifásico



Fuente: (Lu greene y Agrawal, 2009 Pag. 20)

Accesorios externos

a) **Válvula de alivio y seguridad**

Son unas válvulas situadas en lugares estratégicos que se calibran para que se abra a la máxima presión de trabajo permisible.

b) **Válvulas de control de contrapresión**

Controlan la presión del separador en las salidas.

c) **Válvulas de control de líquido**

Situadas en el tanque de descarga, regulan mediante mecanismo de control de nivel de líquidos.

d) **Controles de procesos**

Cuando se envía el gas, la presión mínima del separador se fija con la presión del sistema de recolección o con la presión de transmisión. Para mantener el nivel requerido, el control activa una válvula de vaciado, con estos controles también se usan en conjunto compuertas y desviadores de flujo.

e) **Dispositivos de alivio**

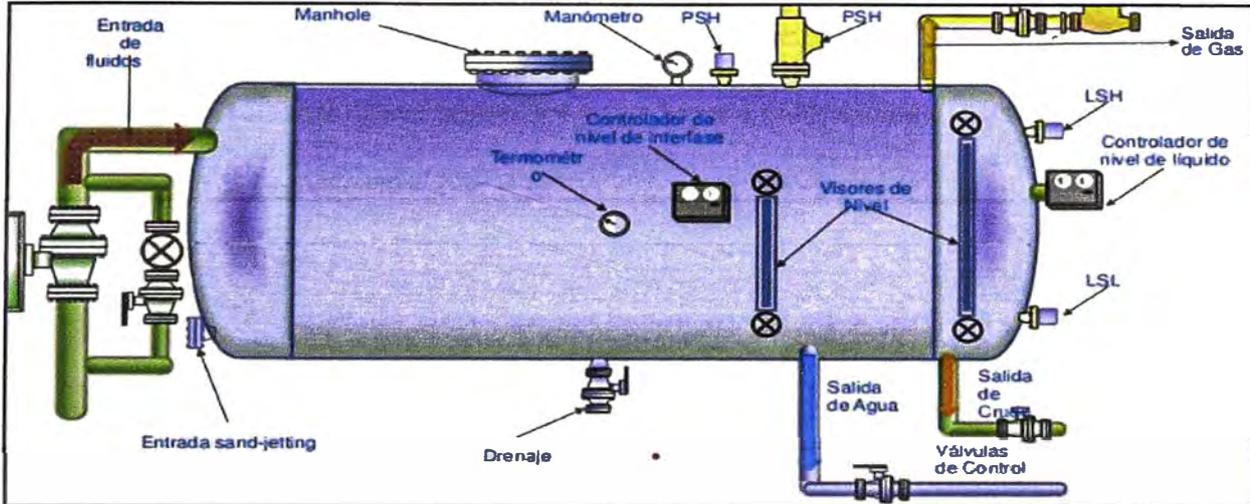
Se deben contar con dispositivos de protección de presión según a las normas de seguridad. Se pueden usar diferentes dispositivos de alivio de presión tales como válvulas de alivio junto con discos de alivio. El dispositivo de alivio ajusta con la máxima presión permitida de operación, y tipo de disco de ruptura sirve para liberar P. por encima del set en válvula de alivio. Esta protección debe estar disponible antes que ingrese en funcionamiento el equipo.

f) **Tuberías de descarga**

Dispositivos aliviador considerados de manera individual.

Figura 15

Partes externas del separador trifásico



Fuente: (Lu Greene y Agrawal, 2008 Pag.30)

2.5.7. Instrumentos de seguridad

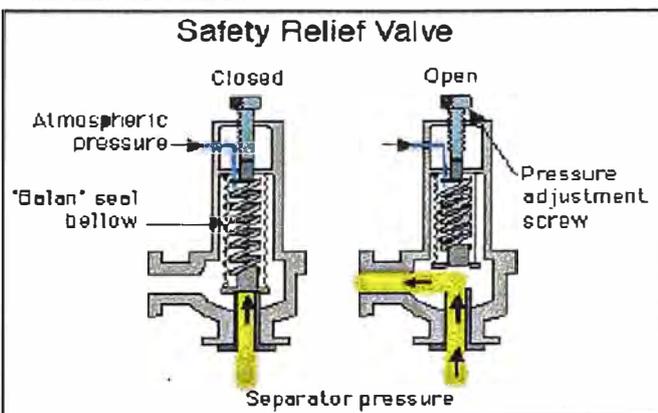
De ocurrir un caso de mal funcionamiento del separador y la presión se eleve a valores peligrosos, estos dispositivos proveerán un venteo de emergencia hacia la atmósfera. Para prevenir este tipo de fallas el separador debe considerar en su diseño dos puntos frágiles, una válvula relief y un dispositivo de ruptura, estos dispositivos se activarán automáticamente en casos de superar el set de presión.

a) Válvula de liberación o seguridad

La válvula de liberación debe ubicarse encima del equipo es decir en la parte superior. Cuando la válvula de venteo se abre, el gas es venteado.

Figura 16

Válvula de venteo



Fuente: (Lu Greene y Agrawal, 2009 Pag.13)

b) Válvula check

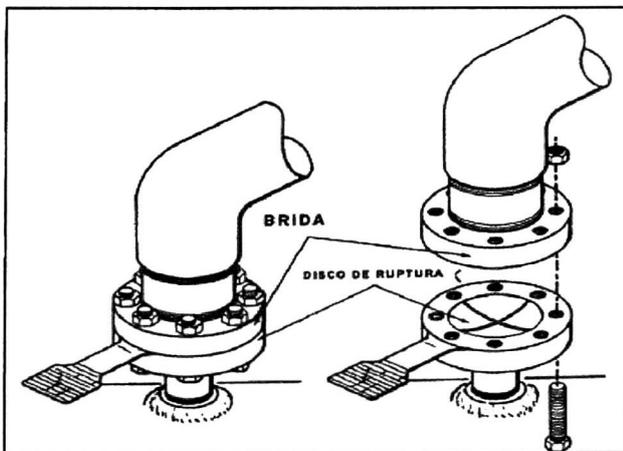
Está ubicada después de la válvula de venteo. Esta válvula solo permite el flujo en un sentido, evitando así que el separador tenga lugar a contrapresiones que podrían presentarse en la línea de salida de gas.

c) Disco de ruptura

Algo importante a tener en cuenta es que la principal desventaja de la configuración mostrada en el diagrama de dispositivos de seguridad es que, si el disco de ruptura presentase algún desperfecto no actuara en el momento de la sobrepresión es por eso que en algunos casos va acompañada de un disco de ruptura. Este disco de ruptura funciona diferente a la válvula de alivio. Es un dispositivo de seguridad diseñado para aliviar la presión excesiva en un sistema cerrado mediante la ruptura de un material de disco.

Figura 17

Disco de Ruptura



Fuente: (Lu Greene y Agrawal, 2009 Pag.13)

d) Sistemas de alarmas

Los separadores deberán contar con el siguiente sistema de alarmas.

- LSH: Interruptor por Alto nivel.
- PSH: interruptor por alta presión.
- PSV: válvula de seguridad por sobrepresión.

De activarse algunos de los interruptores mencionados provocarán un aislamiento de flujo en el equipo por lo que se procederá a cerrar la válvula de ingreso SDV según matriz causa efecto.

➤ *LSH (Interrup. por alto nivel)*

Se activa cuando el nivel de crudo llega a un valor máximo activando la boya que flota y esta a su vez enviando voltaje hacia el PLC, el PLC a su vez recibirá la señal digital para proceder a obedecer la matriz causa efecto programado en el PLC mediante un lenguaje de programación.

PSH (Interrup. por alta presión)

Se activa cuando la presión en el sistema llega a un valor máximo y envía una señal digital hacia el PLC, el PLC a su vez recibirá la señal digital para proceder a obedecer la matriz causa efecto programado en el PLC mediante un lenguaje de programación.

2.6. Instrumentos de control

a) Control de presión

Uno de los métodos de control de presión es con un dispositivo que usa una V.C. la cual reacciona de forma automática mediante el PID a cualquier variación brusca en la presión del separador. Si el valor de la presión disminuye respecto al set point colocado la VC se procederá a cerrar en una velocidad proporcionada por el PID (Proporcional, Integral, Derivativo) y así mismo si la presión incrementa y supera el set point colocado la VC se abrirá con una velocidad proporcionada por el PID.

b) Control de Nivel

El nivel de líquido debe mantenerse constante en la cámara de crudo, mediante las VC cada una con un set point las VC se abrirán en el caso se supere el valor del set point

para disminuir el offset y viceversa si el nivel disminuye las VC se cerraran en ambos casos con la velocidad proporcionada por el PID dentro del separador se debe mantener en un valor constante para lograr condiciones estables de separación.

c) Control de agua

El nivel de líquido debe mantenerse constante en la cámara de crudo, mediante las VC cada una con un set point las VC se abrirán en el caso se supere el valor del set point para disminuir el offset y viceversa si el nivel disminuye las VC se cerrarán en ambos casos con la velocidad proporcionada por el PID dentro del separador se debe mantener en un valor constante para lograr condiciones estables de separación.

2.7. Clasificación de los separadores

I. Separadores Bifásicos

Pueden ser verticales, horizontales o esféricos, el líquido sale del contenedor por abajo (el fondo) y el gas por arriba.

II. Separadores Trifásicos

Contenedores que separan los fluidos del pozo en gas, petróleo y agua. Por lo general son bastante grandes porque son diseñados para asegurar una óptima separación entre ambas fases (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Al Separarse el agua del crudo, disminuye la carga en el sistema de tratamiento y se incrementa la capacidad de acarreo, ayuda también a conseguir mediciones precisas de flujo.

III. Equipos Horizontales

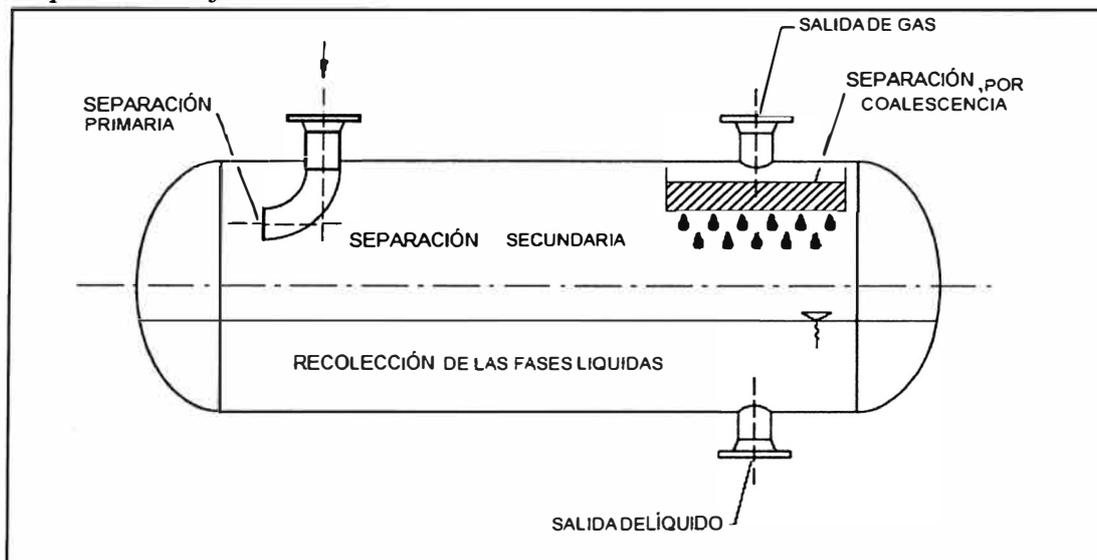
Son empleados para la separación de grandes caudales de gas, de pequeños volúmenes de líquido. El intervalo de permanencia del gas en estos separadores es mucho mayor permitiendo que hasta las partículas con menor diametro sean separadas por efecto gravitacional. Las gotas muy pequeñas serán separadas por un extractor de neblina.

Normalmente estos separadores operan llenos al 50% del volumen con líquidos

para aumentar el área de interfase líquido vs gas.

Figura 18

Separador Trifásico Horizontal básico



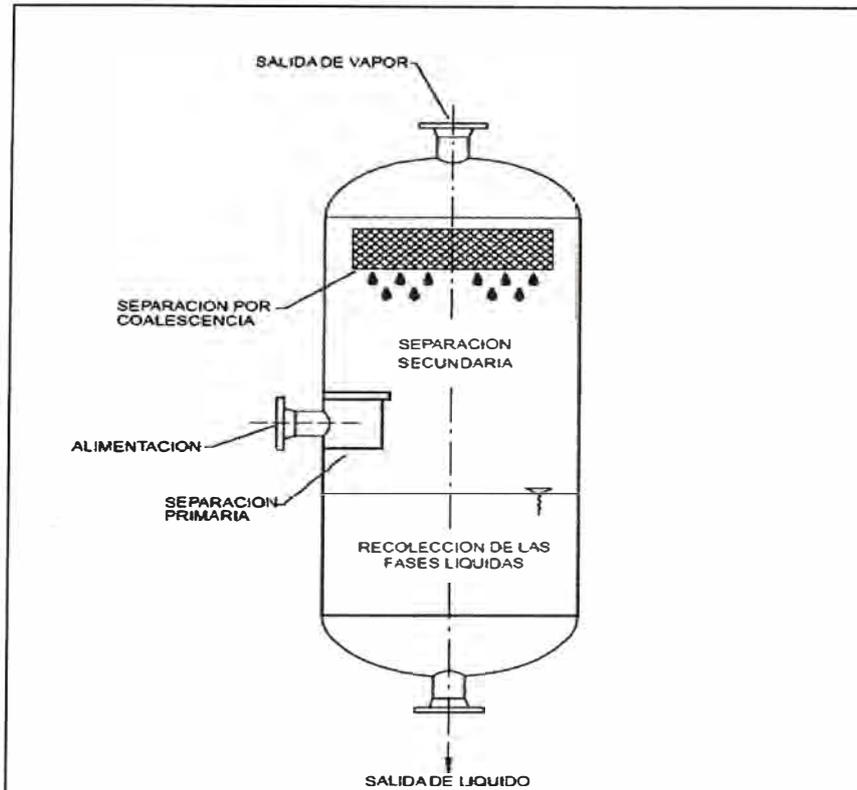
Fuente: (Ken Arnold, 2009 Pag.153)

IV. Separadores verticales

Se puede ver el dibujo de un separador vertical son recipientes con sus ejes paralelos al suelo puede ser de dos o tres fases.

Figura 19

Separador Vertical



Fuente: (Ken Arnold, 2009 Pag.153)

Se emplean cuando el flujo de gas contiene una gran cantidad de líquidos y sólidos.

Requieren menos superficie que los horizontales en las instalaciones.

El fluido circula por el filtro por el cual solo pasa el gas y en el extractor de humedad se colectan las partículas más pequeñas.

Capítulo III: Análisis del dimensionamiento de un Separador Trifásico

3.1. Posibles problemas que se deberán de contemplar para el diseño

3.1.1. Generación de espuma

Toda tendencia a la formación de espuma en las mezclas ya sea vapor – liquido – liquido o vapor-liquido, esto va afectar inflexiblemente el buen desempeño de un separador. Si se tiene historial de formación de espuma en el área, se instalarán Baffles para controlar la espuma como una solución rentable para controlar el problema, de no ser suficiente esta medida se deberá considerar usar aditivos químicos o agregar longitud extra al recipiente.

3.1.2. Flujo de avance

Algunas líneas de flujo bifásicas tienden a un flujo inestable, del tipo oleaje, si hay presencia de este tipo de flujo se deberá incluir en el separador un rompe olas.

3.1.3. Materiales pegajosos

Para los crudos con parafinas, se puede tener problemas durante la operación debido al ensuciamiento de los elementos internos con materiales pegajosos en los ductos.

3.1.4. Presencia y acumulación de sólidos

Cuando se sospecha o se sabe por historiales de pozos cercanos que en nuestra producción se tendrá arrastre de sólidos, se deben tomar las prevenciones del caso: Boquillas de limpieza, tuberías de lavados, inclinación de recipientes horizontales para sedimentación, el crudo podría aportar considerables cantidades de arena. Se deberá contar con aberturas de limpieza para remover la arena asentada.

3.1.5. Bajas temperaturas

La temperatura baja ocasiona la formación de hidratos de gas. Como los gases producidos tienen agua, este vapor de agua puede condensarse y formar hidratos.

3.1.6. Crudos viscosos

Para tratamiento de crudos viscosos en el proceso de separación se tiene que

aumentar el tiempo de retención durante la separación del mismo, a valores cuatro veces más de lo normal.

3.2. Consideraciones para el dimensionamiento de separadores horizontales

El nivel del fluido debe llegar a la altura de 15 pulgadas como mínimo por debajo del tope del equipo para el vapor de gas. Colocar los orificios de entrada y salida lo más cercano de las costuras tangentes del equipo.

La salida de flujo de líquido debe contar con accesorios anti remolinos.

El volumen de operación, será igual al volumen promedio de un max. Nivel y un min. nivel. El nivel bajo de líquido 1.31 pie.

Tabla 3

Nombres para los niveles

Español	Descripción	Ingles
NAAL	Nivel alto-alto de liquido	HHLL
NAL	Nivel alto de liquido	HLL
NNL	Nivel normal de liquido	NLL
NBL	Nivel bajo de liquido	LLL
NBBL	Nivel bajo-bajo de liquido	LLLL

Tabla 4

Relación de niveles (equipo vertical)

Altura	Letras	Condicion
Autonomía para evitar arrastre	H_1*	1.3 pie o 15 % de D (usar el mayor valor)
Autonomía para remoción de neblina	H_2*	Depende de las características
Autonomía para remoción por gravedad	H_3*	2 pie o 50 % de D (use el mayor valor)
Alarma alto nivel	H_4	1.3 pie + ½ (diámetro de la boquilla de entrada)

Alto nivel fluido	H_5	Q1/t de respuesta del operador (1-2 min) o controlador. Mínimo 0.7 pie
bajo nivel fluido	H_6	Q1/tiempo de retención
Alarma bajo nivel	H_7	Q1/t de respuesta del operador (1-2 min) o controlador. Mínimo 0.5 pie
Altura	H_8	Controlador de nivel, del fondo=0.5 pie Controlador de nivel conectado lateralmente = 0.8 pie

3.3. Variables a considerar en el tamaño del recipiente

3.3.1. Vol. de operación

Es la dimensión destinado al fluido que hay entre N.A.L. y N.B.L., se fija de acuerdo a las necesidades y control del proceso, y que la operación pueda continuar normalmente de ocurrir problemas operacionales, igualmente debe proveer de un suficiente volumen de líquido para poder hacer una parada segura.

3.3.2. Tiempo de retención

Tiempo que demora el fluido en ocupar el espacio en el recipiente, cuando se quiere definir el volumen de operación.

3.3.3. Nivel bajo/bajo de fluido

Es la menor longitud desde el nivel más del fluido hasta el orificio de salida, cuenta con interruptor.

3.3.4. Long. efectiva (Leff)

Es la longitud necesaria para que ocurra la separación vapor/gas-líquido y se obtengan los flujos necesarios de fluido. Esta longitud se consigue con cálculos de proceso.

3.4. Dimensionamiento de separadores trifásicos

Se deben determinar estos parámetros para separador trifásico:

3.4.1. Separadores horizontales Trifásicos

Para su diseño se define una longitud costura-costura y un diámetro del separador, procurando cumplir con especificaciones para la capacidad del gas en el equipo que va a permitir que las gotitas de líquido se separen y caigan a la región de recolección de fluido, al momento el gas transita por la longitud del equipo. Deberá considerarse un tiempo de retenciones adecuado para la separación.

3.4.2. Similitud entre separadores horizontales bifásicos y horizontales trifásicos.

En estos separadores también se consideran los 5 pasos considerados en los equipos horizontales bifásicos:

- ✓ Factor de compresibilidad (z)
- ✓ Determinación de la μ del gas
- ✓ Determinación de la vel. de asentamiento
- ✓ Como hallar el coef. de arrastre (C.D.)
- ✓ Como hallar la constante adimensional K (Souders y Brown)

A continuación, se determinan los siguientes parámetros:

a) Capacidad de gas, restricción

Esta ecuación se basa en establecer que los periodos de retención del gas y el tiempo necesario para que una gota se caiga en la parte del fluido líquido.

$$d * L_{eff} = 420 * \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) * \left(\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - g} \right) * \frac{Cd}{dm} \right] \right)^{0.5}$$

Donde:

d: Diámetro interior del equipo en pulgadas

L_{eff} : Long. Efectiva donde sucede la separación (pies)

P: Presión operacional en psi

T: Temp. operacional en °R

Z: Factor de compresibilidad del gas este no tiene dimensiones

Q_g : Caudal de Gas en MMpcsd

ρ_g : D. del gas en lb_m/pie^3

ρ_l : D. del líquido en lb_m/pie^3

Cd: Coeficiente de arrastre es sin dimensiones

d_m : Tamaño de gota de líquido en micras

Velocidad del gas

$$V_g = \frac{Q}{A_g}$$

$$A_g = 0.5 * \left(\frac{\pi}{4}\right) * D^2 = \frac{d^2}{367}$$

Q_g Se encuentra en MMSCFD, por lo tanto

$$Q = Q_g * 10^6 * \frac{\text{scf} * \text{dia} * \text{hora} * 14.7 * T * Z}{\text{MMscf} * 24 \text{ horas} * 3600 \text{ seg} * P * 520} = 0.327 * \frac{TZ}{P} * Q_g$$

Reemplazando Obtendríamos; $V_g = 120 * \frac{TZQ_g}{P}$

Capacidad de liquido

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

$$V = \frac{\pi * D^2 * L_{eff}}{4} = \frac{\pi * d^2 * L_{eff}}{2 * 4 * 144} = 2.73 * 10^{-3} * d^2 * L_{eff}$$

$$Q = Q_l * 5.62 * \frac{\text{ft}^3 * \text{dia} * \text{hora}}{\text{barril} * 24 \text{ horas} * 3600 \text{ seg}} = 6.49 * 10^{-5} * Q_l$$

$$t = 42 * \frac{d^2 * L_{eff}}{q_l}; (t = 60 t_r) \dots \dots \dots (1)$$

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

t_r : tiempo de retención para el líquido en minutos

Q_l : Flujo de líquido (bpd)

Tiempo de retención

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 [Q_w * t_{rw} + Q_o * t_{r0}]$$

Q_w = Rate de agua (bpd)

Q_o = Rate de petróleo (bpd)

t_{rw} = t. de retención del agua (min)

t_{ro} = t. de retención del petróleo (min)

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

$$V = \frac{1}{2} \left[\frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} \right] = \frac{\pi d^2 L_{eff}}{2 \cdot 4 \cdot 144} = 2.73 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 \cdot L_{eff}$$

Se obtiene:

$$V_o = 2.73 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 \cdot L_{eff} \cdot \frac{A_o}{A_l}$$

Donde:

A_o = Sección de petróleo (pie²)

A_l = Sección de líquido (pie²)

V_o = Vol. de petróleo (pie³)

Se obtiene

$$V_w = 2.729 \cdot 0.001 \cdot d^2 \cdot L_{eff} \cdot \left(\frac{A_w}{A_l} \right)$$

Donde:

A_w = Sección de agua en ft²

V_w = Vol. de agua en ft³

Q_o = Rate de petróleo en barriles por día

Q_w = Rate de agua en barriles por día

Combinando las ecuaciones en función de Q_o y Q_w

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-5} Q_o$$

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-5} Q_w$$

Reemplazando en las ecuaciones (1):

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

$$42 \left[\frac{A_w}{A_l} \right] = \frac{t_w Q_w}{d^2 L_{eff}} \dots\dots\dots(3)$$

$(tr)_o$ y $(tr)_w$ en minutos

Reemplazando $(tr)_o$ y $(tr)_w$ en las ecuaciones (2) y (3) igualando se obtiene:

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

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

$$d^2 L_{eff} = 1.42 [(tr)_o Q_o + (tr)_w Q_w]$$

Esta fórmula se utiliza para definir un “colchón” de petróleo lo más fino posible

$$h_o = \frac{0.001279 (tr)_o (\Delta S.G) d_m^2}{\pi}$$

Donde:

h_o = Altura de petróleo (pulgadas)

Derivación de ecuación

$$t_w = t_o$$

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

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

tr en minutos

$$t_o = 60(tr)_o$$

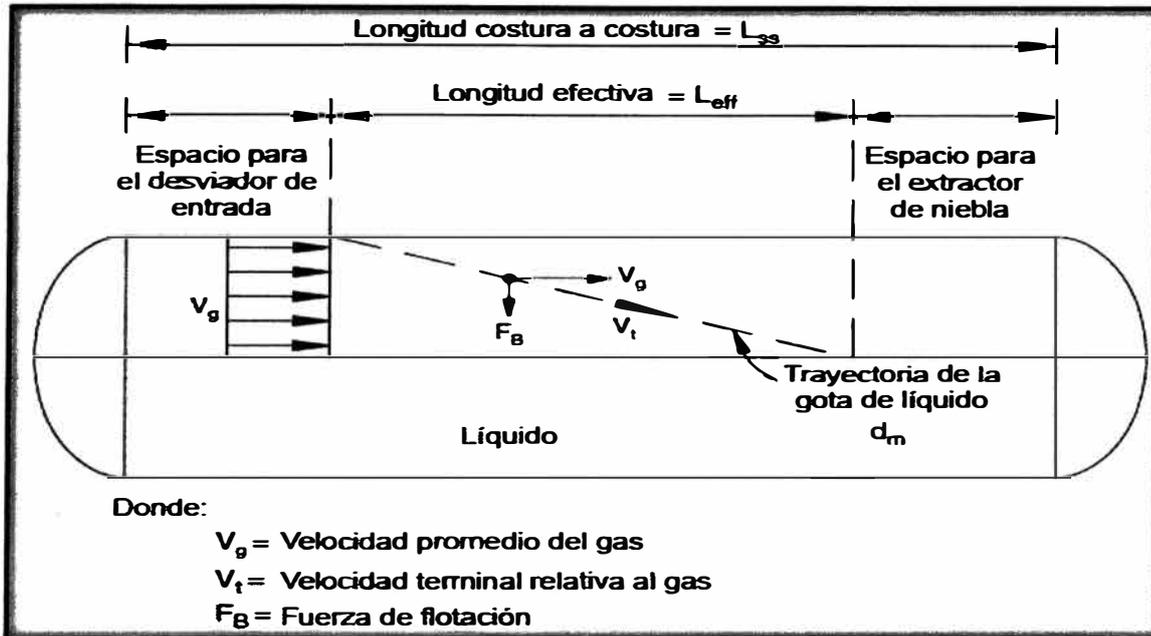
$$46800 \frac{\mu h_o}{(\Delta S.G) d_m^2} = 60 (tr)_o$$

b) Long. de costura a costura y relación long. - diámetro

La relación en tamaño costura - costura se calcula usando las mismas ecuaciones de los separadores horizontales bifásicos

Figura 20

Separador Horizontal



Fuente: (: Ken Arnold, 2009 Pag.211)

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

L_{ss}: Longitud de costura a costura en pies

L_{eff}: Longitud efectiva del liquido para llevar a cabo la separación en pies

Tomando en cuenta como base la capacidad del líquido se obtiene:

$$L_{ss} = \frac{4}{3} * L_{eff}$$

c) Ecuación para determinar el diámetro del orificio de entrada

Se lleva la Q_g a C.N. con:

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

Densidad de la mezcla

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + oAPI}$$

$$p_o = GE_o * 62.4$$

$$p_m = \frac{Q_o * p_o + Q_{gop} * p_g + Q_w * p_w}{Q_o + Q_{gop} + Q_w}$$

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

El valor máximo permitido es de 30 pie/seg,

Diámetro de la boquilla

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

d) Ecuación para determinar el diámetro del orificio de salida de gas

Velocidad del orificio de gas

$$V_{bg} = \frac{80}{(p_g)^{0.5}}$$

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

e) Ecuación para determinar el diámetro del orificio de salida del fluido liquido

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

$$\phi_{bso} = \left[\frac{4 * Q_w}{\pi V_{bo}} \right]^{1/2}$$

Tabla 5

T. de retención vs su gravedad °API

Grados API	T. de retención (min)
Mayor a 35	3-5
Menor a 35 a 100 °F y Mayor	5-10

Por lo que dependiendo del grado API del crudo se puede optimizar el tiempo de retención.

3.5. Medidas del separador trifásico para operaciones en la selva peruana

En la tabla mostrada a continuación se mencionan las consideraciones a tener para las medidas de un separador.

Tabla 6*Propiedades y cualidades del fluido*

Presión de Operacional (psi)	30
Temperatura de Operacional (°F)	175
API	18
G.E. del Petróleo	0.9465
ρ (lb/PC)	59
μ (cp)	10.959
Diámetro de la Partícula (μm)	15498
G.E. del Gas	0.9899
ρ del Gas (lb/ft ³)	0.11689
Factor de Compresibilidad del Gas (z)	0.97989
μ del Gas (cp)	0.01111
P.M. del Gas (lb/lb-mol)	32,001
Salinidad (ppm Cl)	52,199
G.E. del Agua	1.043567
ρ del Agua (lb/ ft ³)	65.15678
μ del Agua (cp)	0.6489
BSW promedio (%)	21.8899

El número de k se calcula con la Ecuación donde nos da = 0.0032

Con esto en mano calculamos las medidas que debería tener .

3.5.1. Dimensión de manejo de gas

Calculamos la L.eff utilizando la información de la tabla 7.

Asumimos valores para el diámetro D que sean múltiplos de 6" (por convención de construcción de la industria petrolera). De manera que para cada asunción del diámetro D se va a tener un valor asociado para la longitud efectiva (L.eff)

Con la ecuación 3.1 calculamos la longitud costura a costura (L.s/s)

Para el valor óptimo aplicamos la fórmula de Sienderness (L/D debe estar en el rango de 3 a 4)

Tabla 7

Medidas del equipo trifásico de acuerdo al manejo de gas

Cap. de manejo de gas			
Diam.	L.eff	L s/s	L/D
12"	5.99498 ft	6.99498 ft	6.99498
18"	3.99698 ft	5.49698 ft	3.66498
24"	2.99798 ft	4.99798 ft	1.95898
30"	2.39798 ft	4.89798 ft	1.95898
36"	1.99798 ft	4.99798 ft	1.66598
42"	1.71298 ft	5.21298 ft	1.48999
48"	1.4999 ft	5.49999 ft	1.37498
54"	1.33398 ft	5.83198 ft	1.29598
60"	1.1998 ft	6.19999 ft	1.24011

Para el valor máx. de gas producido que se espera en la Central Production Facilitie se va a necesitar un equipo trifásico de 18" de diámetro x 6 pies de longitud.

3.5.2. Capacidad de manejo de líquidos

Calculamos la L.eff en la ecuación con los datos de la tabla

Con la ecuación tendremos el valor de Ls/s (medida de costura a costura)

Asumimos valores para D teniendo en consideración la formula Sienderness (L/D debe estar entre 3 a 4)

Tabla 8

Medidas del Equipo trifásico acorde al manejo de líquidos

CAP. DE MANEJO DE LIQUIDOS			
D	L.eff	L s/s	L/D
60"	39.68298 ft	52.910198 ft	10.579
66"	32.79498 ft	43.72698 ft	7.9498
72"	27.55698 ft	36.74298 ft	6.1198
78"	23.48111 ft	31.30798 ft	4.8198
84"	20.24598 ft	26.99498 ft	3.8598
90"	17.63698 ft	23.51598 ft	3.1398
96"	15.50111 ft	20.66798 ft	2.5798
102"	13.73111 ft	18.30798 ft	2.1498
108"	12.24798 ft	16.33011 ft	1.8111

Para el valor máx. de agua y petróleo en producción estimada esperará en la CPF se necesitará un separador trifásico con las siguientes medidas: Longitud 28 pies y Diámetro 84 pulgadas.

Para las consideraciones de las medidas del separador trifásico se utilizarán los valores encontrados para el manejo de fluidos ya que predomina sobre la capacidad para manejar el gas.

Como punto aclaratorio, en los cálculos realizados como se observa relatado en la tabla se tiene 84 pulgadas x 27 pies, pero se considera el valor de 28 pies para Ls/s debido a los tamaños estándar de las láminas de construcción.

Ya con la capacidad real del separador, se hizo un re cálculo para el caudal de gas con la ecuación 3.4

Tabla 9*Dimensiones y características del equipo trifásico*

Descripción	Equipo
Tipo	Equipo de tres fases Horizontal
Cap. de gas producido (MM PCS)	80.05
Cap. de petróleo crudo (BPPD)	15000
Cap. de agua producida (BAPD)	12000
D (inches)	84.0
Long. s/s (pies)	28.0

➤ **Selección del Separador más apropiado**

Después de analizar las ventajas y desventajas de los separadores trifásicos horizontales y verticales, considerando que la producción del lote es más del tipo relación petróleo/agua que petróleo/ gas y considerando una producción de 1500 BPD y 1200 BWD se recomienda fabricar un separador trifásico horizontal de 84 pulgadas x 27 pies, de acuerdo a los datos de la tabla N° 8, pero se considera el valor de 28 pies para Ls/s debido a los tamaños estándar de las láminas de construcción. Quedando la recomendación final entonces para un separador trifásico horizontal de 84 pulgadas x 28 pies.

Capítulo IV: Operaciones en separadores trifásicos horizontales para condiciones estándar en la selva peruana

Dar a conocer los comportamientos operativos para un separador trifásico, viendo con un panorama general los riesgos y las mismas operaciones a través de la interacción de todas las variables operativas y recursos de producción inherentes en el activo.

Para este caso desarrollaremos procedimientos de:

- Prueba de pozos por el Separador Trifásico Horizontal
- Limpieza interna del Separador utilizando el Sand Jet.

4.1. Condiciones previas de Seguridad y Protección Ambiental

Antes del inicio de cualquier trabajo se tomarán en cuenta todas las medidas necesarias, charlas de seguridad y charla operativa, para asegurarse que no exista elemento alguno, por pequeño que sea, que pudiera causar daño tanto a la salud de los trabajadores como al medio ambiente, a los equipos y materiales existentes en el área.

Los trabajadores encargados de ejecutar las tareas mencionadas deberán contar asimismo con todos los implementos de seguridad obligatorios adecuados para la labor a realizarse, de tal manera que no se expongan a ningún riesgo y salvaguarde su salud e integridad física.

A continuación, detallamos los peligros, riesgos y consecuencias que conlleva la operación de las facilidades de producción y se detallan en este instructivo, y así mismo las medidas de control:

Tabla 10 Aspectos Laborales

Peligros	Riesgos	Consecuencias	Controles de riesgo
Pisos a diferente nivel.	Exposición a caídas a desnivel, tropezones.	Golpes, laceraciones, esguinces, fracturas, contusiones, hematomas, etc.	Verificar que el sitio por donde se va a transitar se encuentre en buenas condiciones y esté libre de obstáculos. Evitar caminar con pasos acelerados, mirar adelante sin distracciones. Identificar desniveles. Uso de botas de jebe si es necesario.
Radiación solar.	Exposición a rayos solares.	Insolación, sofocación, desmayo, deshidratación, etc.	Rehidratarse continuamente. Consumir sales rehidratantes. Usar bloqueador solar.
Ofidios e insectos.	Exposición a ofidios e insectos.	Picaduras, mordeduras, envenenamiento, etc.	Evitar acercamiento con ofidios e insectos. Utilizar vara de 2 metros aproximadamente para ahuyentar. Contar en todo momento con Radio anti-exploración. Usar repelente de insectos.
Precipitaciones (lluvia).	Exposición a lluvias y tormentas eléctricas	Problemas respiratorios, resbalones, caídas, golpes, fracturas, inundaciones, shock eléctrico, etc.	Usar capotas para lluvia. Aplicar Política de Suspensión de Tareas. Prohibición de trabajos de Izaje y altura ante presencia de tormenta eléctrica nivel alerta Roja y Amarilla.
Posturas y posiciones inadecuadas.	Lesiones osteomusculares.	Dolores musculares, lumbares, etc.	Utilizar técnicas correctas para el posicionamiento y postura para la realización de cualquier actividad. Realizar pausas activas.
Líneas presurizadas.	Contacto con fluidos y líneas presurizadas.	Golpes, quemaduras, etc.	Aplicar bloqueo y etiquetado. Coordinar con el área de Mantenimiento. Verificar energía cero.
Manipulación de herramientas.	Lesiones musculares.	Golpes, fracturas, laceraciones, contusiones, hematomas, etc.	Mover herramientas / objetos sujetando fuerte y firme sin distracciones. Usar porta herramientas, evitar tener las herramientas en el bolsillo, uso de driza en trabajos en altura. Uso de guantes de cuero.

Uso de herramientas manuales.	Lesiones	Golpes, contusiones, apretones, etc.	Uso del EPP adecuados. Concentración en las labores a realizar.
Energía Eléctrica.	Contacto con energía eléctrica (24 VDC).	Electrocución, shock eléctrico.	Aplicar Bloqueo y Etiquetado. Coordinar con el área de Mantenimiento. Verificar ausencia de tensión eléctrica.
Superficies Calientes.	Exposición a superficies Calientes.	Quemaduras.	Verificar, identificar y señalar el área de trabajo. Uso de guantes de cuero.
Gases Inflamables / tóxicos, contaminantes.	Incendio, explosiones / Inhalación de gases tóxicos	Quemaduras / Intoxicación.	Realizar monitoreo de gases tóxicos e inflamables antes del inicio, solo se podrá realizar trabajos cuando estos tengan valor de Cero. Monitorear con frecuencia. Contar con un extintor cerca al lugar de trabajo y personal Competente.
Agentes biológicos	Exposición a agentes biológicos como el SARS COVID 19 entre personas	Neumonía, dolor de cabeza, dolor de cuerpo.	Control de temperatura corporal. Realización de pruebas covid 19 como mínimo tipo antígeno. Lavado correcto de manos. Charlas preventivas contra el covid 19. Uso obligatorio de mascarillas KN95. Mantener distanciamiento social

Tabla 11 Aspectos Ambientales

Aspectos	Impactos	Consecuencias	Controles
Manejo de hidrocarburos.	Contaminación ambiental.	Contaminación al suelo, agua y aire.	Bandejas antiderrames; paños absorbentes; trapos industriales y segregación adecuada de residuos peligrosos en el punto verde.

4.2. Prueba de Pozos por el Separador Trifásico Horizontal

4.2.1. Comunicación

- Supervisor de Campo, coordina con operador de campo 2, operador de campo 1 y

operador de sala de control, para realizar la prueba de un pozo.

- Supervisor de Campo comunicará la hora que se considerará el inicio y fin de la prueba de pozo al operador de campo 2, operador de campo 1 y operador de sala de control.
- Adecuación de seteos en Separador
- Operador de planta realiza, de ser necesario, los cambios en seteos de niveles de agua, crudo y presión del separador.
- Operador de planta tomará datos de acumulados de los medidores de crudo y agua del separador cada hora que dure la prueba.
- Alineamiento de válvulas en manifold.

Operador de campo 2 se posiciona a la salida de líneas del manifold y verifica lo siguiente:

- Apertura de válvulas de 6" que comunica flujo entre la sección de pruebas de ambos manifold
- Operador de campo 2 comunica por radio al operador de sala de control antes de realizar la maniobra para alinear el pozo de prueba hacia el Separador.
- Operador de campo 2 se posiciona a la salida de líneas del manifold y apertura válvula de 6" en la salida de pruebas del manifold direccionando flujo hacia el separador.
- Operador de campo 2 se posiciona al ingreso de líneas de los manifold y apertura válvula de 6" al ingreso de pruebas direccionando flujo que viene desde el cabezal de pozo a manifold.
- Operador de campo 2 se posiciona al ingreso de líneas de los manifold y cierra válvula de 6" al ingreso de totales direccionando flujo completamente por manifold en línea de 6" de pruebas.
- Operador de campo 2 se posiciona a las salidas de líneas del manifold y cierra válvula de 6" en la salida de Totales del manifold que direccionaba flujo hacia el separador, quedando el separador exclusivamente alineado con manifold de pruebas.

- Operador de campo 2 confirma al operador sala de control de la culminación de maniobras de alineamiento en manifold de pruebas y totales.
- Al culminar la Prueba de Pozo el operador de campo 2 comunica al operador de sala de control de las maniobras a realizar (alineamiento de otro pozo a prueba o alineamiento a totales).

4.2.2. Control de parámetros del Separador in situ

- Operador de campo revisará que los niveles de agua y crudo estén oscilando por el nivel de referencia en que está seteado.
- Operador de campo monitoreará que la presión esté oscilando por el nivel de referencia que está seteado.
- Control de parámetros del Separador desde scada
- Operador de sala de control revisará que los niveles de agua y crudo estén oscilando por el nivel de referencia en que está seteado.
- Operador de sala de control monitoreará que la presión esté oscilando por el nivel de referencia que está seteado.
- Operador de sala de control llevará cuenta hora por hora de las diferencias de los acumulados generados por los medidores de crudo, agua y gas lo que dure la prueba de pozo.

4.2.3. Toma de muestras a salida de crudo del Separador

- Operador de campo tomará muestras de crudo a la salida de la tubería de crudo del separador cada hora que dure la prueba y las llevará al laboratorio.

4.2.4. Desviación en la ejecución del procedimiento

Los casos de término por emergencia serían:

- Si los equipos se desestabilizan y se está en peligro que ocurra afectación ambiental.

- Si la calidad del crudo procesado está saliendo fuera de calidad de venta.

4.2.5. Plan operativo de emergencia

- Revisar si se está dosificando correctamente el antiespumante y demulsificante.
- Revisar si los bypass están cerrados.
- Pasar el pozo que se encuentra en pruebas a totales.

4.3. Limpieza del Separador Trifásico Horizontal utilizando el Sand Jet

- Previo a la ejecución de este procedimiento, deberán cumplirse actividades preliminares que permitan asegurar el éxito de la operación.
- Análisis de las condiciones y parámetros operativos en campo, para evaluar los comportamientos que esta rutina podría generar. Realizar una inspección general física al equipo a intervenir.
- Análisis de las condiciones intrínsecas de configuración lógica de control en sistema SCADA. Se verificará los estados, de modo manual y automático de los lazos de control de cada LIC, PIC y TIC del equipo a intervenir. Estos deberán estar habilitados en modo automático y manual.
- Verificar con anticipación que los acoplamientos de los puntos de inyección de presión al sistema de Sand Jet, no involucre riesgos operativos.
- Asegurarse que el sumidero, se encuentre en condiciones seguras y limpio . Verificar la operatividad de la bomba de transferencia. En el caso que su capacidad del no soporte el afluente, se deberá prever una bomba neumática portátil para realizar el trasegado hacia el sumidero y a su vez transferir el agua del sumidero hasta el reproceso.
- Verificar estado y condiciones favorables en el proceso. Evitar realizarlo en caso exista riesgos operativos en planta.
- No realizar pruebas de pozos cuando se aplique esta operación.

- La difusión para un adecuado conocimiento de este procedimiento, deberá realizarse a todo el equipo de operaciones. Su comprensión y entendimiento debe ser genuina.
- La aplicación de este procedimiento será respaldada por su análisis HAZID, realizado conjuntamente con personal HSEQ
- Se realizará charla de seguridad previa a la operación.
- Se realizará cuando no se estén haciendo trabajos en la planta. Se recomienda hacerlo en turno nocturno.
- Realizar rutina con la participación del supervisor, panelista y operador de campo.
- Mantener en todo momento una comunicación clara y asertiva entre sala de control y campo

Descripción de los trabajos

4.3.1. Comunicación

- Supervisor de Campo, coordina con los operadores de campo y operador de sala de control para realizar desnatado.
- Se deberá seleccionar un punto propicio para la toma de agua de inyección hacia la conexión de Sand Jet. Según análisis de campo, para la inyección de agua nos alimentaremos en esta ocasión, de las booster, cuya presión de descarga es de 70 psi, presión con la cual probaremos inicialmente este procedimiento. En caso no abastezca dicha presión para nuestro fin, se analizará la opción de conectarnos del sistema de bombeo hidráulico a una presión de operación entre 70 – 80 psi.
- El Supervisor de operaciones coordinará con el operador de panel y este a su vez con el operador de campo, para el aislamiento del equipo a intervenir y monitoreo de las condiciones óptimas para esta prueba.
- Debemos considerar que la eficacia de esta operación, consiste en suspender los sólidos en el fluido (agua de formación) a través del manejo operacional de

parámetros de presión y control de niveles.

4.3.2. Pasos a seguir

- Realizar forces lógicos de los PIC del equipo a intervenir. (para evitar que la lógica de control mande a aislar el equipo a través del PLC. Nuestra operación se controla manualmente a través de las válvulas de bloqueo para evitar pérdida de presión inicial. Las funciones de las válvulas de control automáticas controlan flujo sin bloquear.
- Dejar válvulas de control (agua, crudo y gas) aperturadas al 100% en modo manual.
- Verificar que se encuentre alineado las PSV (sistema de seguridad física del equipo en caso de emergencia). Subir el nivel de agua hasta desalojar todo el colchón de crudo existente en el vessel.
- Cerrar las válvulas automáticas de control y las válvulas manuales de las líneas de salida de agua, crudo y gas del separador. Se debe optimizar la presión en el vessel y evitar su despresurización sobre todo en el inicio de la operación, de tal forma que evacúe y arrastre los sólidos que se encuentran obstruyendo la línea de los drenajes. En caso se requiera, se deberá compensar la presión con inyección de nitrógeno, gas blankin por línea de gas. La presión óptima para la ejecución de esta operación según experiencias en campos similares, es entre 70 a 100 psi. En vista que no contamos con una bomba personalizada para Sand Jet, las pruebas lo realizaremos a intervalos de presión inferior, de acuerdo a las facilidades existentes.
- Aislado las botellas del sistema de control de nivel, se evitará la contaminación de arena en disolución. Cabe señalar que esta aplicación, no afecta a los sensores de nivel internos, al contrario, los lava y limpia de la costra de crudo adheridas en su sistema.
- Verificar que esté cerrada la válvula manual de 2" de línea de bandeja toma

muestras.

- Estabilizar presiones en el proceso.
- Aperturar las válvulas manuales de ingreso a Sand Jet, abrir lentamente la válvula de globo de 2" de control de flujo instalada en línea de ingreso a sistema Sand Jet.
- Abrir las válvulas de los drenajes lentamente, manteniendo bloqueada la válvula principal de la troncal de drenajes, continuar con apertura de válvula de globo para ingreso de Sand Jet, cuando el nivel empiece a subir, inmediatamente abrimos la válvula manual de bloqueo de la troncal de drenajes, asegurándose que la presión empuje el tapón de sólidos y rompa la inercia, permitiendo que fluya la disolución hasta el sumidero. Solo se deberá controlar los niveles a través de la válvula manual de la troncal de los drenajes ubicada a la salida del separador, esto para prevenir que las demás válvulas de bloqueo del vessel sufran averías con los sólidos.
- Monitoreo de llegada de fluido a sumidero.
- Luego de que nos aseguremos que tenemos presencia de fluido en el sumidero, apartáramos la válvula de drenaje a un 50%, y compensamos la presión aperturando proporcionalmente el ingreso de agua, de tal manera que mantengamos nuestro nivel entre un 60 a 70 %.
- Mantener en esas condiciones por el lapso de una hora, monitoreando a su vez los niveles del sumidero.
- A continuación, se deberá bajar el nivel de agua hasta un 30% y de inmediato se procederá abriendo al 100% la válvula de globo de 2" de entrada de agua. Esta operación se realizará por tres ocasiones.
- A continuación, llevaremos nuestro nivel de agua hasta el 60% y lo mantendremos allí.
- Estabilizar el nivel de fluido en el vessel entre un 50 a 70 % de tal forma que se

mantenga un equilibrio hidráulico, es decir, el fluido que entre al equipo por los Sand Jets, sea el fluido que salga por los drenajes hacia el sumidero.

- El tiempo de duración de esta operación es de 12 horas luego de lo cual, se procederá inyectando biocida y dejaremos empaquetado el equipo por 3 horas más.
- En caso tengamos sobre nivel en sumidero, cerraremos las válvulas tanto de entrada a Jets como del drenaje principal, hasta evacuar el sumidero y continuaremos la operación. “Lo ideal en este procedimiento, es mantener ecualizado el ingreso de agua de sand jet con la salida del fluido contaminado por los drenajes”.
- Culminado las 11 horas de operación sand jet, se procederá a inyectar dosis de biocida al separador por el lapso de una hora. Luego de finalizado la inyección del batch de químico, se procederá a cerrar las válvulas de drenajes y dejaremos aislado y empaquetado el equipo, por el lapso de 3 horas. El tiempo de aplicación de este procedimiento, puede bajar a la mitad, dependiendo del aporte de sólidos de los pozos y también de la frecuencia que se ejecute esta rutina. Se recomienda que, en la primera aplicación, sea por un tiempo total de 15 horas, y en lo posterior se reduzca a la mitad en un tiempo de 7 horas.
- La inyección de batch de biocida se aplica de forma intercalada y se lo hace abriendo a un 10% la válvula manual de ingreso al vessel.
- Se realizará lavado de líneas que conducen a sumideros al final de procedimiento, luego de finalizado la rutina cuando el equipo ya se encuentre en operación normal. Abriendo la toma muestras de fase agua y dejando circular durante 30 minutos. Se recomienda esta práctica de forma periódica para lavado de drenajes. Finalmente, se procederá alineando el separador y poniéndolo en operación normal.

4.3.3. Frecuencia de aplicación

Se recomienda en la primera vez realizarlo por el lapso de 12 horas continuas, más

3 horas de empaquetamiento con biocida, en total 15 horas. posteriormente se puede acortar los tiempos y realizar Sand Jet por unas 7 horas, intercalado con inyección de biocida . Dependerá principalmente de la capacidad de evacuación de la bomba del sumidero.

4.3.4. Beneficios de su aplicación

Evita sacar de servicio los equipos de manera permanente, optimizando recursos y minimizando riesgos potenciales.

Evita la presurización permanente en los pozos, optimizando la producción.

Permite contrarrestar la corrosión en los equipos. Su aplicación contempla empaquetar los Vessel con biocida.

Capítulo V: Balance Económico

5.1. Análisis Técnico Económico

En este capítulo se elaborará un presupuesto de costos de fabricación del separador trifásico seleccionado, de acuerdo con los cálculos de capacidades para manejo de petróleo /agua producidos en el lote se necesitará un separador trifásico con las siguientes medidas: Longitud 28 pies y Diámetro 84 pulgadas.

. El presupuesto se ha armado en base a costos unitarios. También, se analizará la viabilidad económica del proyecto.

5.1.1. Costos unitarios

De la elaboración del costo considerando el precio por unidad por kilogramo para fabricar se considera lo siguiente:

- Abastecimiento de material para el equipo incluyendo planchas de acero y otros accesorios.
- Abastecimiento de elementos que se consuman como placas de rayos X, electrodos, pintura, costos de equipos en montaje y fabricación, y materiales fungibles.
- Abastecimiento de accesorios y partes internas.
- La distribución de los costos únicos permite disponer el valor aproximado que requiera la construcción del equipo la presente investigación. En la fabricación del separador se identifica el detalle de los costos unitarios de cada proceso involucrado.

Pasaremos a detallar los procesos involucrados en la fabricación del separador en un tiempo estimado. El factor rendimiento del proceso es medido en la unidad de medida kilogramos del material fabricado, almacenado o instalado por hora. Los procesos para desglosar son los siguientes:

- Fabricación de silletas.
- Montaje del sistema y configuración completa del recipiente.

- Inspección, revisión y recepción.
- Abastecimiento de acero estructural.
- Elaboración de cilindros.
- Elaboración de cabezas.

Las siguientes tablas cuantifica cada proceso requerido para la fabricación del separador para el presente proyecto. El factor costo se calcula en base a los precios unitarios de materiales, almacenaje e instalación por hora.

Tabla 12

Abastecimiento acero estructural – Materiales y Mano de Obra

Rubro:	SUMINISTRO ACERO ESTRUCTURAL
--------	------------------------------

1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID (A)	PRECIO (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Montacargas pequeño	1	55	55	0.055	63.22%
1.2	Herramientas Menor	2	1	2	0.002	2.30%
1.3	Maquina universal de ensayos	1	35	30	0.03	34.48%
C. Parcial (M)					0.087	100.00%

2	Mano de obra en trabajadores					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	PRECIO (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Operador Montacarga	1	5	5	0.005	13.66%
2.2	Ayudante Mecánica	2	1.8	3.6	0.0036	9.84%
2.3	Ingeniero END	1	28	28	0.028	76.50%
Parcial (N)					0.0366	100.00%

3	Materiales Necesarios					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%

3.1	Operador Montacarga	kg	1.1	2	0.002	8.70%
3.2	Ayudante Mecánica	Gln	0.001	21	0.021	91.30%
Parcial (O)					0.023	100.00%

TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	0.1466	100%
--------------------------------	----------------	---------------	-------------

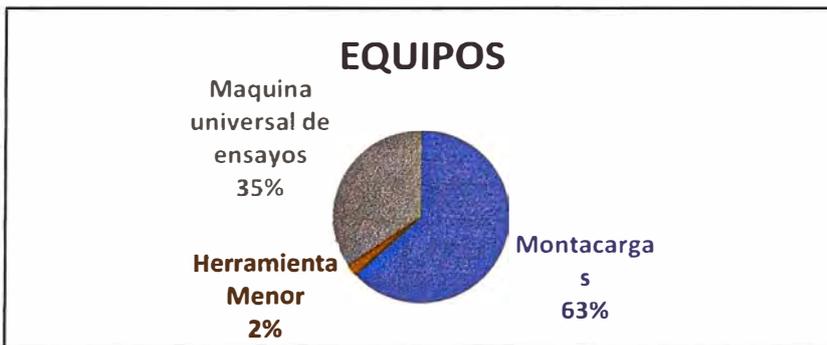
C. INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	0.009
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	0.014
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	0.037
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	0.010

PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	0.070
------------------------------	--------------

Figura 21

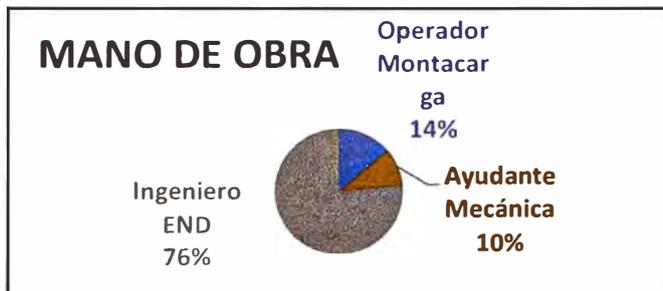
Porcentaje de precios en Equipo para el Suministro Estructural



Fuente: Propia

Figura 22

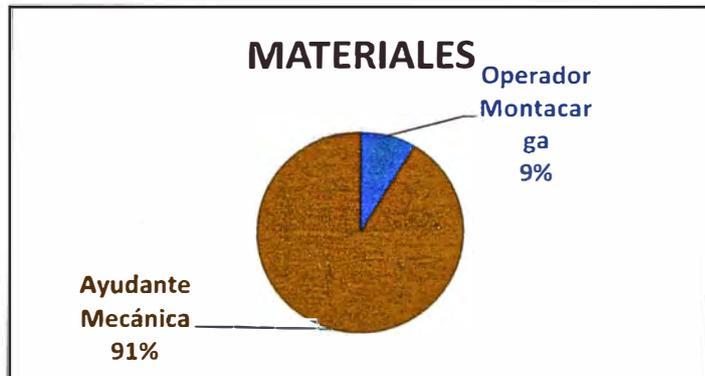
Porcentaje de precios en Mano de Obra para el Suministro Estructural



Fuente: Propia

Figura 23

Porcentaje de precios en Materiales para el Suministro Estructural



Fuente: propia

Tabla 13

Fabricación del Cuerpo

FABRICACIÓN DEL CUERPO

1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Pantografo	1	25	25	0.167	17.41%
1.2	Moladora	2	1.8	3.6	0.024	2.51%
1.3	Roladora	1	70	70	0.467	48.75%
1.4	Soldadora 500 amp	1	20	20	0.133	13.93%
1.5	Soldadora 250 amp	1	10	10	0.067	6.96%
1.6	Carretilla hidraulica	1	6	6	0.040	4.18%
1.7	Herramienta menor	3	3	9	0.060	6.27%
Parcial (M)					0.957	100.00%

2	Mano de obra					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Cortador Oxicorte	1	11	11	0.073	22.22%
2.2	Soldador ASME calificado	1	13.5	13.5	0.090	27.27%
2.3	Ayudante Soldador	2	6	12	0.080	24.24%
2.4	Armador de tuberías	1	10	10	0.067	20.20%
2.5	Ayudante Montaje	1	3	3	0.020	6.06%
Parcial (N)					0.33	100.00%

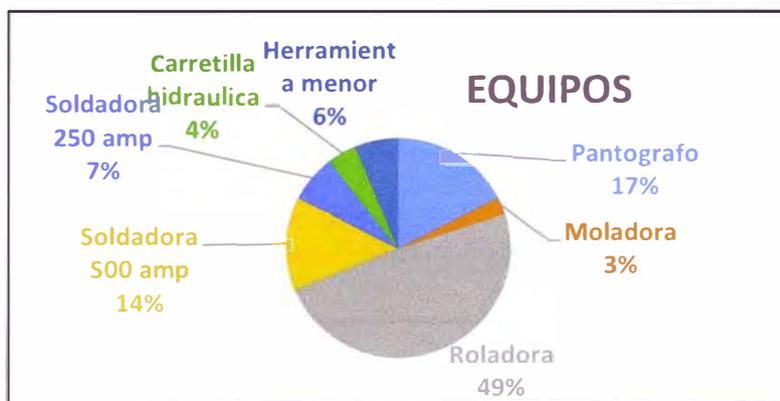
3						
Materiales						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Operador Montacarga	kg	0.011	5	0.055	53.76%
3.2	Ayudante Mecánica	Gln	0.0022	8	0.0176	17.20%
3.3	Ayudante Mecánica	Gln	0.0033	5	0.0165	16.13%
3.4	Ayudante Mecánica	Gln	0.0022	6	0.0132	12.90%
Parcial (O)					0.1023	100.00%

TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q= M+N+O	1.389633333	100%
--------------------------------	-----------------	--------------------	-------------

C. INDIRECTOS		
(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	0.083
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	0.133
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	0.353
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	0.098

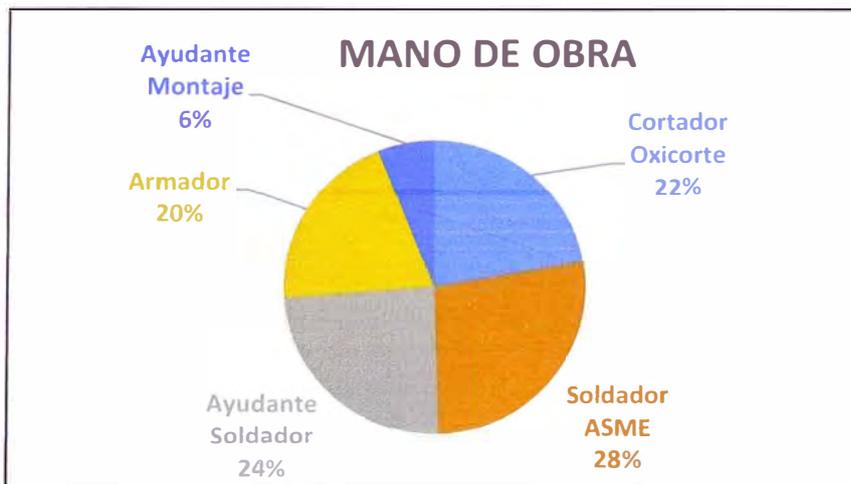
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	0.667
-------------------------------------	--------------

Figura 214 Porcentaje de precios en Equipos para la Fabricacion del Cuerpo



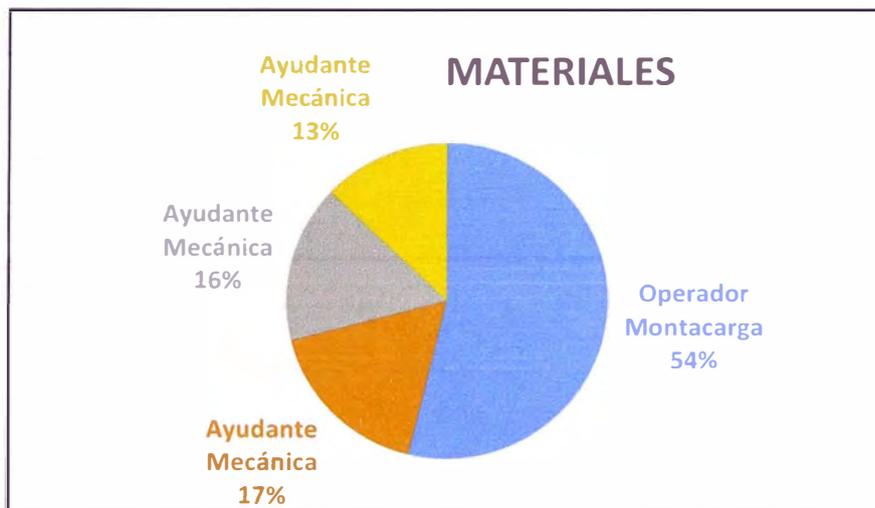
Fuente: Propia

Figura 225 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Fabricacion del Cuerpo



Fuente: Propia

Figura 26 Porcentaje de precios en Materiales para la Fabricacion del Cuerpo



Fuente: Propia

Tabla 14

Fabricación de silletas

FABRICACIÓN DE SILLETAS						
1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Pantografo	1	25	25	1.250	18.04%
1.2	Moladora	2	1.8	3.6	0.180	2.60%
1.3	Roladora	1	70	70	3.500	50.51%

1.4	Soldadora 500 amp	1	20	20	1.000	14.43%
1.5	Herramienta menor	2	10	20	1.000	14.43%
Parcial (M)					6.930	100.00%

2						
Mano de obra						
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Cortador Oxicorte	1	11	11	0.550	42.31%
2.2	Soldador Primera	1	9	9	0.450	34.62%
2.3	Ayudante soldador	1	6	6	0.300	23.08%
Parcial (N)					1.3	100.00%

3						
Materiales						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Acero A/36	Kg	1.155	2	2.31	81.08%
3.2	Electrodo E/60-10	Kg	0.033	6	0.198	6.95%
3.3	Oxígeno/Acetileno	Kg	0.033	9	0.297	10.42%
3.4	Disco Debastador	Unidad	0.011	4	0.044	1.54%
3.5	Fungibles	Kg	0.022	12	0.264	9.27%
Parcial (O)					2.849	100.00%

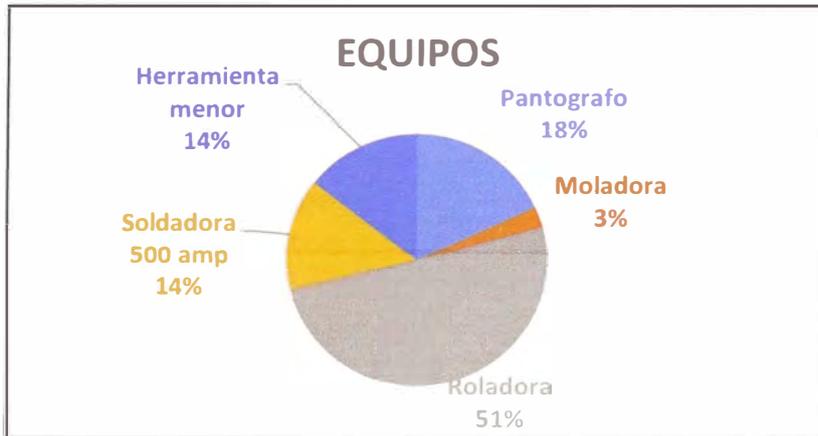
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	11.079	100%
--------------------------------	----------------	---------------	-------------

C. INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMIN.	6%*Q	0.665
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	1.057
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	2.816
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	0.781

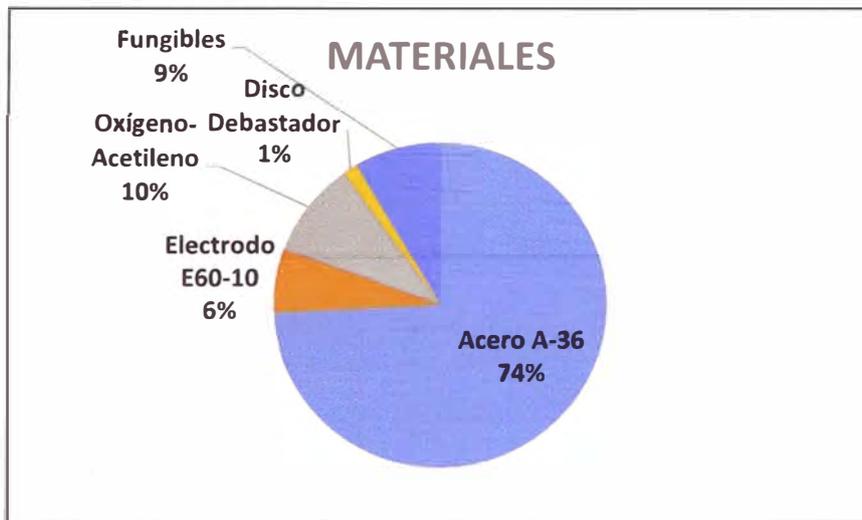
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	5.319
-------------------------------------	--------------

Figura 237 Porcentaje de precios en Equipos para la Fabricacion de las Silletas



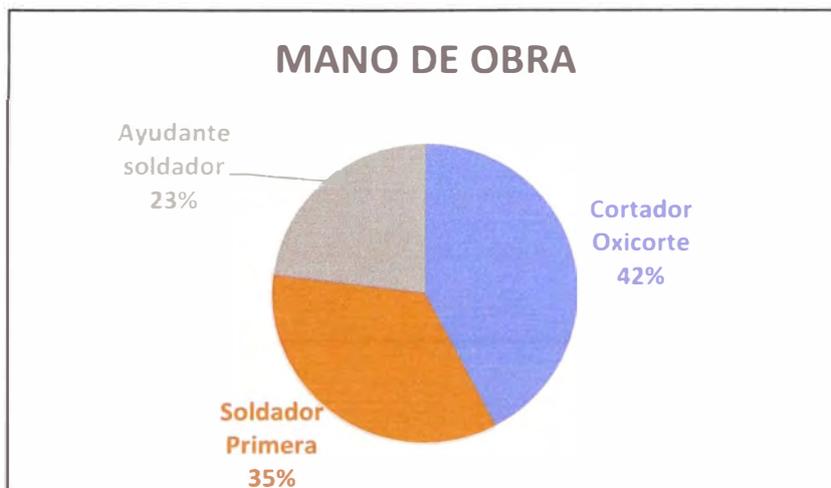
Fuente: Propia

Figura 248 Porcentaje de precios en Materiales para la Fabricacion de las Silletas



Fuente: Propia

Figura 29 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Fabricacion de las Silletas



Fuente: Propia

Tabla 15 Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje

INSTALACIÓN DE MANHOLE, ABERTURAS Y OREJAS DE IZAJE						
---	--	--	--	--	--	--

1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Pantografo	1.0	25	25	0.714	23.23%
1.2	Moladora para agujeros	2.0	1.8	3.6	0.103	3.35%
1.3	Roladora	1	70	70	2.000	65.06%
1.4	Herramienta menor	3	3	9	0.257	8.36%
Parcial (M)					3.074	100.00%

2	Mano de obra					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Cortador Oxicorte	1	11	11	0.314	79.71%
2.2	Ayudante montaje	1	2.8	2.8	0.080	20.29%
Parcial (N)					0.394	100.00%

3	Materiales					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Acero A-36	Kg	0.05	8	0.4	32.00%
3.2	Disco deabastador	UNIDAD	0.05	5	0.25	20.00%
3.3	Fungibles	Kg	0.05	12	0.6	48.00%
Parcial (O)					1.25	100.00%

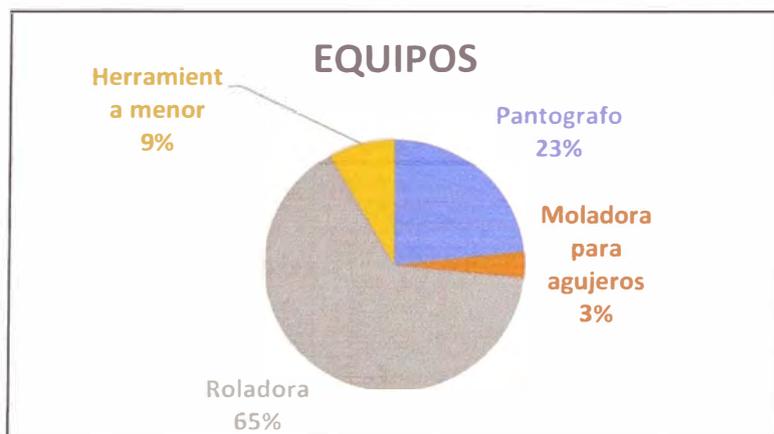
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	4.718571429	100%
--------------------------------	----------------	--------------------	-------------

C. INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	0.283
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	0.450
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	1.199
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	0.333

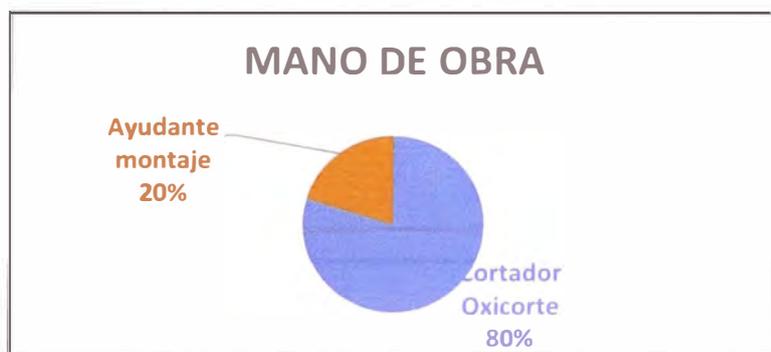
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	2.265
------------------------------	--------------

Figura 30 Porcentaje de precios en Equipos para la Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje



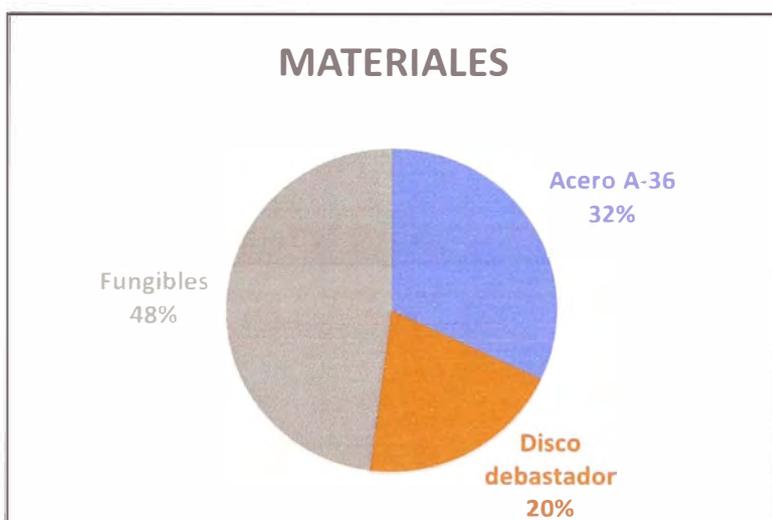
Fuente: Propia

Figura 251 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje



Fuente: Propia

Figura 262 Porcentaje de precios en Materiales para la Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje



Fuente: Propia

Tabla 16 Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente

INSTALACIÓN DE ACOPLES DE SISTEMAS Y CONFORMACIÓN TOTAL						
---	--	--	--	--	--	--

1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Soldador 500 amp	1	20	20	0.400	33.90%
1.2	Compresor	2	9	18	0.360	30.51%
1.3	Carretilla hidraulica	1	6	6	0.120	10.17%
1.4	Herramienta menor	3	5	15	0.300	25.42%
Parcial (M)					1.180	100.00%

2	Mano de obra					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Soldados ASME	1	11	11	0.220	52.38%
2.2	Ayudante de soldador	2	5	10	0.200	47.62%
2.3	Instrumentalista	1	10	10	0.200	47.62%
Parcial (N)					0.420	100.00%

3	Materiales					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Electrodo E60-10	Kg	0.055	5	0.275	32.05%
3.2	Electrodo E70-18	Kg	0.055	7	0.385	44.87%
3.3	Acero SA-157	Kg	0.066	3	0.198	23.08%
3.4	Fungibles	UNIDAD	0.022	20	0.44	51.28%
3.5	Pintura	Lt	0.099	6	0.594	69.23%
Parcial (O)					0.858	100.00%

TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	2.458	100%
--------------------------------	----------------	--------------	-------------

COSTOS INDIRECTOS

(S) G. ADMINISTRATIVOS	6%*Q	0.147
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	0.234
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	0.625
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	0.173

PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	1.180
------------------------------	--------------

1 Equipos						
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Bomba manual	1	50	50	2500.00	52.63%
1.2	Equipo de radiografía	2	15	30	1500.00	31.58%
1.3	Montacargas	1	6	6	300.00	6.32%
1.4	Herramienta menor	3	3	9	450.00	9.47%
Parcial (M)					4750.00	100.00%

2 Mano de obra						
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Ingeniero	1	30	30	1500.000	66.67%
2.2	Ayudante montaje	1.5	10	15	750.000	33.33%
Parcial (N)					2250.000	100.00%

3 Materiales						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Placas Radiográficas	M	7	8	56	73.68%
3.2	Fungibles	UNIDAD	2	10	20	26.32%
Parcial (O)					76	100.00%

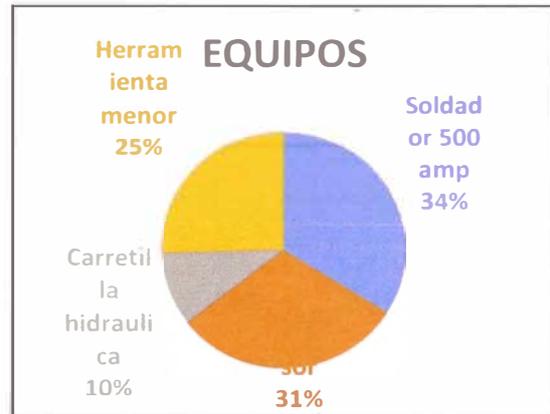
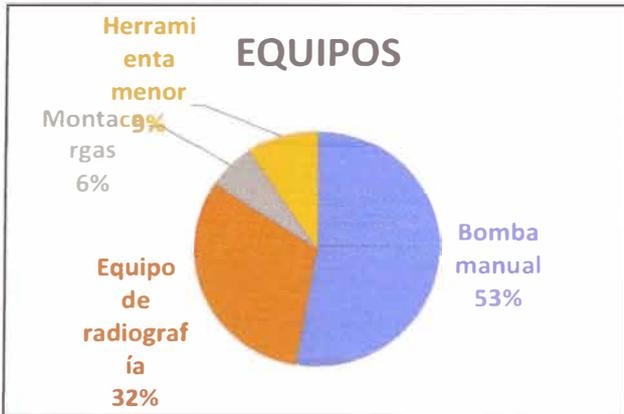
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	7076	100%
--------------------------------	----------------	-------------	-------------

COSTOS INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	424.560
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	675.050
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	1798.634
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	498.712

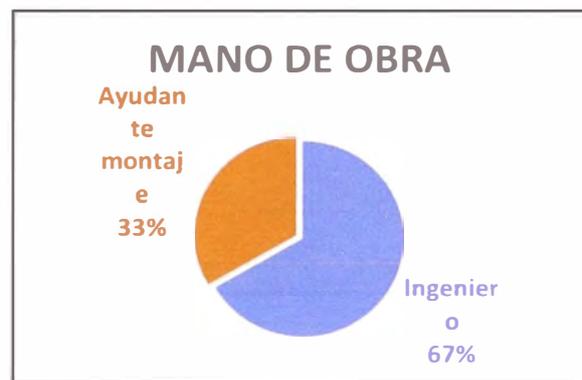
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	3396.957
-------------------------------------	-----------------

Figura 273 Porcentaje de precios en Equipos para la Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente



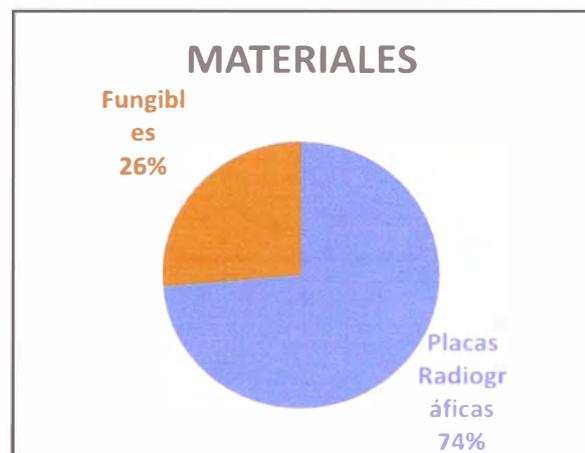
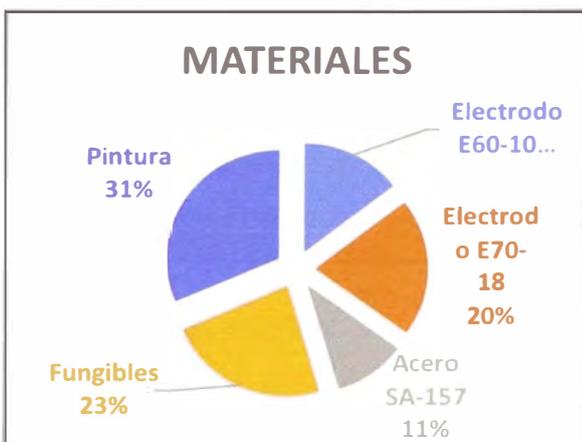
Fuente: Propia

Figura 284 Porcentaje de precios en Mano de Obra para la Instalación de acoples



Fuente: Propia

Figura 295 Porcentaje de precios en Materiales para la Instalación de acoples del sistema y conformación total de recipiente



Fuente: Propia

Tabla 17 Suministro, Accesorios y partes internas

SUMINISTRO, ACCESORIOS Y PARTES INTERNAS						
--	--	--	--	--	--	--

1	Equipos					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
1.1	Soldadora 500 amp	150	50	7500	7500.00	93.75%
1.2	Herramienta menor	100	5	500	500.00	6.25%
Parcial (M)					8000.00	100.00 %

2	Mano de obra					
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	COSTO UNITARIO	%
2.1	Operario	400	30	12000	12000.00	65.75%
2.2	Soldador Primera	250	15	3750	3750.00	20.55%
2.3	Ayudante soldador	250	10	2500	2500.00	13.70%
Parcial (N)					18250.00	100.00 %

3	Materiales					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO HORA (C) = (A)*(B)	%
3.1	Manifold de válvulas de alivio de presión	UNIDAD	2	6500	13000	28.53%
3.2	Válvulas de drenaje de líquido	UNIDAD	1	2000	2000	4.39%
3.3	Válvula de extracción gas	UNIDAD	1	2500	2500	5.49%
3.4	Válvula de evacuación líquido	UNIDAD	1	1500	1500	3.29%
3.5	Brida A-105 WN RF 3" ANSI 300 SCH 40	UNIDAD	15	300	4500	9.87%
3.6	Brida Ciega A-105 20" ANSI 300	UNIDAD	2	580	1160	2.55%
3.7	Acoples de 300 Lb	UNIDAD	3	200	600	1.32%
3.8	Tubo 20" SCH 40	m	0.4	450	180	0.39%
3.9	Tubo 8" SCH 40	m	0.6	150	90	0.20%
3.10	Tubo 6" SCH 40	m	0.6	100	60	0.13%

3.11	Partes internas, Deflector de ingreso	UNIDAD	1	500	500	1.10%
3.12	Partes internas, Baffles con soportería	UNIDAD	3	700	2100	4.61%
3.13	Partes internas, Placa anti espuma	UNIDAD	4	250	1000	2.19%
3.14	Partes internas, Eliminador de niebla	UNIDAD	1	2000	2000	4.39%
3.15	Partes internas, Rompe vortices	UNIDAD	4	170	680	1.49%
3.16	Partes internas, switch de nivel	UNIDAD	3	900	2700	5.92%
3.17	Partes internas, sensor de nivel emisor	UNIDAD	2	3000	6000	13.17%
3.18	Partes internas, Malla coalescedora	UNIDAD	1	5000	5000	10.97%
Parcial (O)					45570	100%

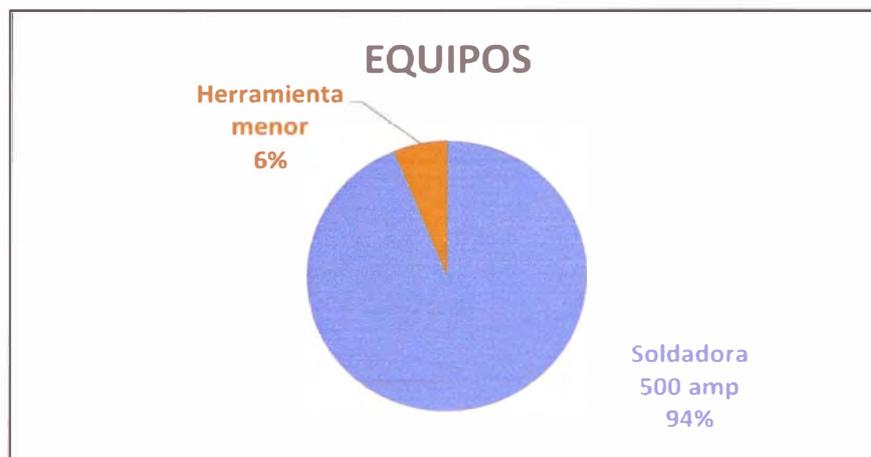
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	Q=M+N+O	71820	100%
--------------------------------	----------------	--------------	-------------

COSTOS INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	4309.200
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	6851.628
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	18255.782
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	5061.831

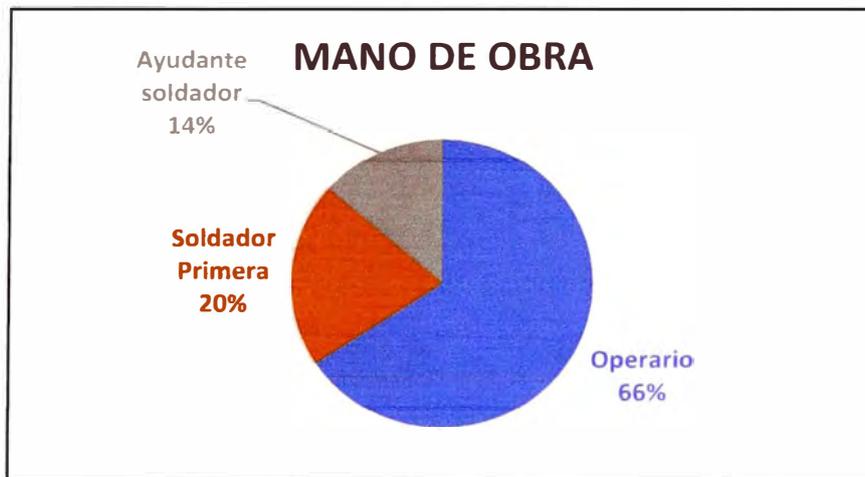
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG	34478.441
-------------------------------------	------------------

Figura 306 Porcentaje de precios en Equipos para Suministro, Accesorios y partes internas



Fuente: Propia

Figura 317 Porcentaje de precios en Mano de Obra para Suministro, Accesorios y partes internas



Fuente: Propia

Tabla 18 Porcentaje de precios en Materiales para Suministro, Accesorios y partes internas

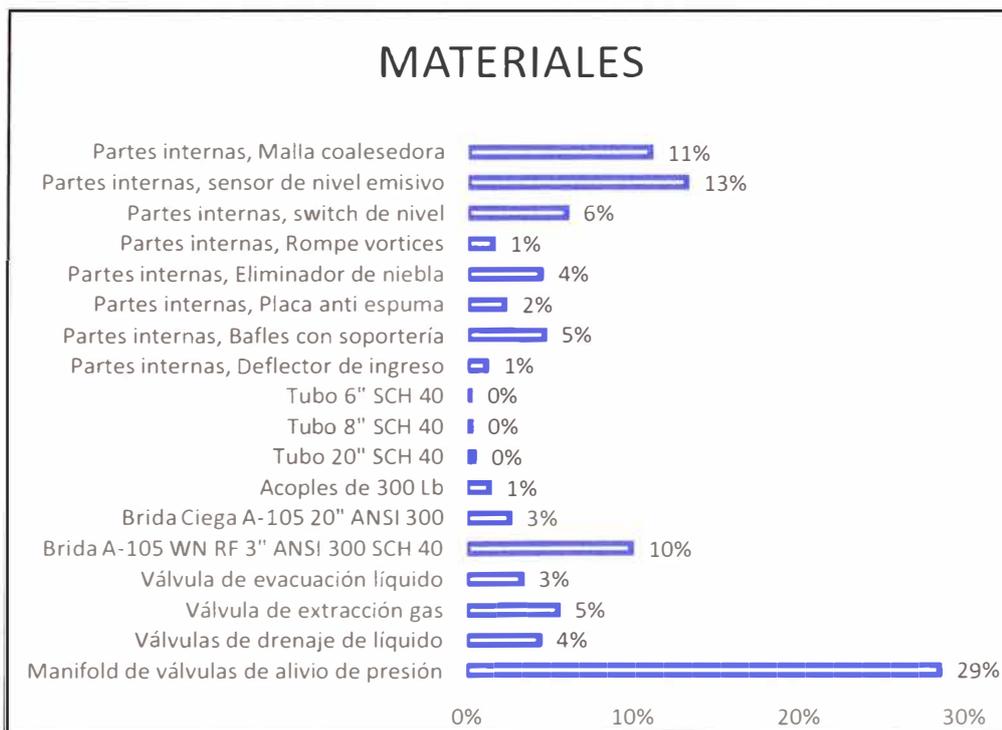


Tabla 19 *Fabricación de cilindros*

Descripción	Unidad	Cantidad	Equipo	Mano de Obra	Materiales	Total
Suministro acero estructural	Kg	13614.85	1048.8	394.45	26739.8	41797.9
Fabricación de cilindros	Kg	11258.5	9021.75	2987.7	838.35	24106.3
Fabricación de cabezas	Kg	2356.35	5664.9	1875.65	425.5	10322.4
Fabricación de silletas	Kg	287.5	1498.45	316.25	615.25	2717.45
Instalación de manhole, aberturas y orejas de izaje	Kg	557.75	1496.15	201.25	287.5	2542.65
Fabricación de acoples del sistema y conformación total de recipiente	Kg	1779.05	1636.45	924.6	9977.4	14317.5
Inspección y recepción	global	1.15	3967.5	1766.4	50.6	5785.65
Suministro, accesorios y partes internas	global	1.15	5290	15042	28056.55	48389.7

COSTOS INDIRECTOS

(S) GASTOS ADMINISTRATIVOS	6%*Q	4735.183
(T) GASTOS FINANCIEROS	9%*(Q+S)	7528.955
(U) UTILIDAD	22%*(Q+S+T)	20060.482
(F) FISCALIZACIÓN	6%*(Q+S+T+U)	5562.225
PRECIO UNITARIO TOTAL USD/KG		37886.845

5.2. Análisis de precios de fabricación

5.2.1. Consideraciones para evaluar el proyecto

Indicadores considerados en cuenta para el balance económico:

- Inversión Inicial del Proyecto (P)
- Valor Anual (VA)
- Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR)
- Relación Costo / Beneficio (RCB)

a) Inversión Inicial del Proyecto (P)

El presente proyecto requiere una inversión de USD 37,886.845 monto desglosado en las tablas anteriores.

b) Valor Anual (VA)

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Este factor determina el valor anual “A” durante n años de una inversión “P” iniciando en el periodo 0 o presente cuando la tasa de interés es “i”.

El Valor Anual de un proyecto está conformado por:

El retorno de inversión para la inversión inicial “P” a una tasa de interés “i”.

c) Costo Beneficio (B/C)

El cálculo de esta variable requiere transformarse en una unidad monetaria de valor equivalente a la tasa de interés:

$$B/C = \frac{\text{Beneficios} - \text{contra beneficios}}{\text{costos}}$$

Si B / C mayor a 1, se concluye que el proyecto es admisible según la tasa de rebaja aplicada.

Si B / C menor a 1, significa que el proyecto no es viable y está en pérdida.

Inversión P = USD 37,886.845

Interés (TMAR) $i = 10\%$

Años de recuperación del capital $n = 8$ años

$$A/P = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$\frac{A}{P} = \left[\frac{0.1(1+0.1)^5}{(1+0.1)^5 - 1} \right]$$

$$A / P = 0.5$$

$$A = 0.5 * 37886.845$$

$$A = 18,943$$

$$B/C = \frac{\text{Beneficios} - \text{contra beneficios}}{\text{costos}}$$

El valor referencial de un separador trifásico en diseño e implementación asciende a 50,000 dólares americanos.

Por lo tanto:

$$B/C = \frac{50,000}{18,493}$$

$$B/C = 2.70$$

En conclusión, el resultado de la relación C Vs B es mayor a 1; siendo esto un indicador que el proyecto es aceptable.

Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Para el trabajo de investigación se observa que el diseño se realiza para una producción aproximada de 15000 bls/d de crudo y 12000 bls/d de agua de producción, considerando que el equipo va a trabajar en condiciones seguras para su operación.
- Uno de los temas más importantes a tratar para el diseño de un equipo trifásico horizontal es el intervalo de tiempo de residencia que tiene este para el tratamiento del crudo procesado.
- El diámetro interno de los separadores son de medida estándar, mientras que los diámetros de las líneas de salida del crudo y agua producida pueden ser modificables de acuerdo al diseño y en base de las características del crudo a producir.
- El presente proyecto requiere una inversión de USD 37,886.845 Estos precios son variables y están detallados en el capítulo de balance económico.
- A continuación, se mostrarán las ventajas y desventajas de los separadores trifásicos horizontales con los verticales los cuales son los más utilizados.

6.2. Recomendaciones

- Se debe tener en cuenta que, en la vida de un reservorio, a través de los años el corte de agua aumentará mucho más sabiendo que los reservorios en la selva peruana son empujados por acuíferos, por ello se debe tener siempre una proyección de los equipos y verificar la operación segura en cada uno de ellos, para eso, se debe aumentar la cantidad de separadores cuando el proceso lo amerite.
- Para el inicio de la construcción de un separador trifásico horizontal, se debe tomar en cuenta criterios como la producción de parafinas y sólidos que durante el tiempo de producción ocasionarán daños internos del equipo.
- Se debe tener en cuenta la logística, ya que, este punto es imprescindible para una correcta fabricación y tamaño para una apropiada localización y movilización.
- Tomar en cuenta los accesorios externos e internos para los separadores trifásicos, donde involucren mirillas, sensores, válvulas, etc.
- Dependiendo del tipo de crudo que se va procesar, dependerá mucho el diseño del separador trifásico horizontal necesario.
- Se recomienda para el diseño interior, se estudie minuciosamente las características que debe tener para un correcto proceso del tratamiento.

Capítulo VII: Bibliografía

Arnold,, K., & Stewart,, M. (1991). *Arnold, K., & Stewart, M. (1991). Surface Production Operations, Ed.^ Eds.*

Basu, P. (2010). *Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. Academic press.*

Barberes, G. d. (2018). *Prospección Geoquímica de Superficie para la Explotación de Hidrocarburos en la Zona Sur Portuguesa. Coímbra: Universidad de Coímbra.*

Ennyta. (2018). *Pag 6,.*

Grodal,, E. O., & Realff,, M. J. (1999). *Grødal, E. O., & Realff, M. J. (1999, October). Optimal design of two-and three-phase separators: A mathematical programming formulation. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-56645). SPE.*

Hernandez,, E. (2016).

Hincapie Granja,, B. (1987). *Estudio y diseño de separadores horizontales y verticales de dos y tres fases (Bachelor's thesis).*

Ken Arnold y Steward M. (1991 *pag 16 y17).*

Leon,, K. (1977). *Oil and gas separation theory, aplicacion and design. Society of petroleum engineers. (1977).*

Lu Greene y Agrawal. (2008).

Lu greene y Agrawal. (2009)

Marcias,, J. M. (1995). *Diseño conceptual de separadores. Ingenieros y Consultores.*

Martinez,, M. (2002). *Diseño conceptual de separadores. Ingenieros consultores y Asociados, Venezuela.*

Martinez,, M. (2002). *Martínez, M. (2002). Diseño conceptual de separadores. Ingenieros consultores y Asociados, Venezuela.*

Requena, G. (2006).

Rodriguez M. Mauricio. (2006 *pag 35). Separador trifasico. (2006).*

Stewart, M. (2018).

Valido Olivera,, y. (2018). *Diseño básico de una planta de Endulzamiento en Cama Fija para el tratamiento de la nafta craqueada de la Fase I del Proyecto Expansión (Doctoral dissertation, Universidad de Matanzas. Facultad de Ciencias Técnicas).*

Capítulo VIII: Anexos

a) Válvula neumática de control de nivel de Crudo



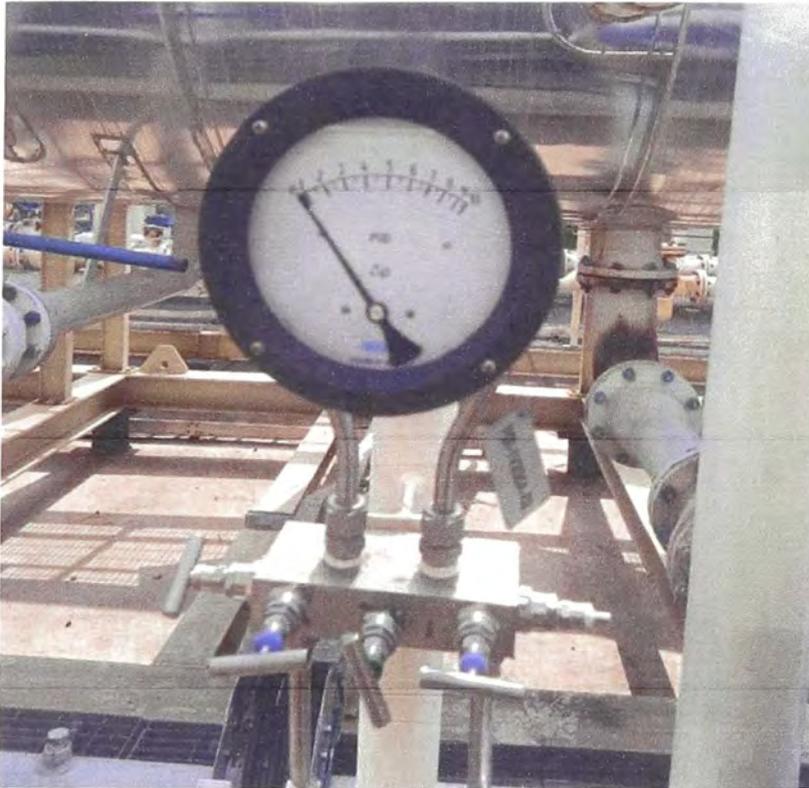
Fuente: propia

b) Válvula neumática de control de nivel de Agua



Fuente: propia

c) Manómetro Diferencial en filtro de salida de crudo



Fuente: propia

d) Flujómetro tipo Coriolis en la salida de crudo



Fuente: propia

e) SDV



Fuente: propia

f) Visores físicos, Crudo y Agua de producción



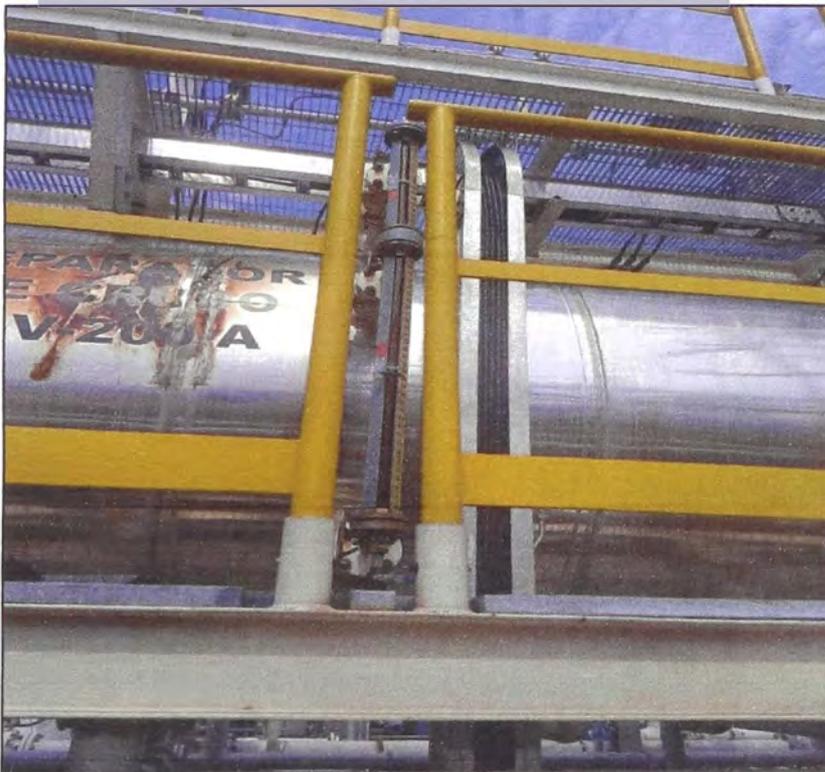
Fuente: propia

g) Visores físicos de Crudo



Fuente: propia

h) Visores físicos de Agua de Producción (interfase)



Fuente: propia