



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO OPERACIONAL Y ECONÓMICO  
DE UN SEPARADOR CICLÓNICO COMPACTO GAS-LÍQUIDO Y UN SEPARADOR  
TRIFÁSICO CONVENCIONAL DEL CAMPO FANNY”**

**TESINA**

**AUTOR:**

**QUIZHPE JAPÓN FREDY JOSÉ**

**TUTOR:**

**ING. ROMEL ERAZO BONE, Msc**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO OPERACIONAL Y ECONÓMICO  
DE UN SEPARADOR CICLÓNICO COMPACTO GAS-LÍQUIDO Y UN SEPARADOR  
TRIFÁSICO CONVENCIONAL DEL CAMPO FANNY”**

**TESINA**

**AUTOR:**

**QUIZHPE JAPÓN FREDY JOSÉ**

**TUTOR:**

**ING. ROMEL ERAZO BONE, Msc**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2020**



La Libertad, 28 de febrero de 2020



## CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis, PhD  
Directora de la Carrera de Petróleos  
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO OPERACIONAL Y ECONÓMICO DE UN SEPARADOR CICLÓNICO COMPACTO GAS-LÍQUIDO Y UN SEPARADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL DEL CAMPO FANNY”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

FREDY JOSÉ QUIZHPE JAPÓN

Autor: Nombres y Apellidos

Firma: 

N° de Cédula: 190060585

**Correo:** [jhfredy\\_21@outlook.com](mailto:jhfredy_21@outlook.com)

Ing. ROMEL ERAZO BONE, Msc

Tutor: Nombres y Apellidos

Firma: 

N° de Cédula: 0802990838

**Correo:** [rarerazo@upse.edu.ec](mailto:rarerazo@upse.edu.ec)

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de titulación a mis padres Laura y Ángel quienes fueron un gran apoyo tanto emocional como como económico durante todo este trayecto de mi vida.

A mi novia Diana quien me apoyó y alentó para continuar, cuando parecía que me iba a rendir.

A mis maestros quienes nunca desistieron al enseñarme y continuaron depositando su esperanza en mí.

A todos mis amigos y compañeros que de alguna manera aportaron con su granito de arena para cumplir con este objetivo, en especial al grupo bayardigans que nunca dejaron de brindarme su apoyo incondicional.

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar doy infinitamente gracias a Dios, por haberme dado fuerza y valor para culminar esta etapa de mi vida.

Agradezco también la confianza y el apoyo brindado por parte de mi madre, que sin duda alguna en el trayecto de mi vida me ha demostrado su amor corrigiendo mis fallas y celebrando mis triunfos.

A mis hermanos, que con sus consejos me han ayudado a afrontar los retos que se me han presentado a lo largo de mi vida.

A mi padre, que siempre lo he tenido presente en mi vida. Y sé que está orgulloso de la persona en la cual me he convertido.

En forma particular, mi agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haberme abierto sus puertas y brindarme la oportunidad de culminar con satisfacción los estudios de mi carrera profesional.

## TABLA DE CONTENIDOS

PORTADA .....	I
CARTA DE ORIGINALIDAD.....	III
DEDICATORIA .....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
TABLA DE CONTENIDOS .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
RESUMEN .....	X
ABSTRACT .....	XI
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I .....	2
1. EL PROBLEMA.....	2
1.1. Variables.....	2
1.2. Justificación .....	2
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo general.....	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	3
1.4. Metodología .....	3
CAPÍTULO II.....	4
2. MARCO TEÓRICO .....	4
2.1. Separador Convencional .....	4
2.2. Funciones del separador .....	5
2.2.1. Deshidratación del gas .....	5
2.2.2. Desgasificación del hidrocarburo liquido .....	5
2.2.3. Separación de agua del petróleo .....	6
2.3. Descripción del separador convencional .....	6
2.4. Secciones de un separador .....	7
2.4.1. Sección primaria .....	7
2.4.2. Sección secundaria .....	7
2.4.3. Sección de extracción de niebla .....	7

2.4.4.	Sección de almacenamiento de líquidos .....	8
2.5.	Componentes del separador.....	8
2.5.1.	Componentes Internos .....	8
2.5.2.	Componentes externos.....	9
2.6.	Descripción del separador compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica.....	10
2.7.	Diseño del Separador GLCC .....	10
2.7.1.	Generalidades .....	10
2.8.	Cuerpo del separador .....	11
2.9.	Principios y consideraciones de diseño del Separador GLCC.....	12
2.10.	Funcionamiento del separador GLCC .....	14
2.11.	Componentes del Separador GLCC .....	16
2.12.	Descripción del Separador GLCC en el bloque Fanny.....	16
2.13.	Control e Instrumentación .....	17
2.14.	Control automático y monitoreo del sistema .....	18
2.15.	Estrategias de control automático .....	19
CAPÍTULO III.....		20
3.	RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA .....	20
3.12.	Comparación entre el separador convencional de prueba y el separador portátil compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica (GLCC). .....	20
3.12.1.	Generalidades .....	20
3.13.	Prueba de pozo con separador convencional de prueba .....	21
3.14.	Prueba de pozo con el separador compacto GLCC.....	22
3.15.	Medición de la producción con separador de prueba convencional.....	23
3.16.	Medición de la producción con el separador GLCC .....	24
3.17.	Comparación operativa entre Separador de prueba convencional vs. Separador GLCC .....	25
3.18.	Comparación estadística entre Separador de prueba convencional vs. Separador GLCC .....	29
CAPÍTULO IV .....		33
4.	ANÁLISIS DE ECONÓMICO DEL PROYECTO .....	33

CAPÍTULO IV .....	41
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	41
CONCLUSIONES.....	42
RECOMENDACIONES .....	43
REFERENCIAS .....	44

### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Separador convencional. ....	6
Figura 2. Separador Trifásico.....	9
Figura 3. Esquema de las secciones del separador GLCC.....	11
Figura 4. Esquema de las secciones del separador GLCC.....	12
Figura 5. Consideraciones del separador GLCC.....	13
Figura 6. Entrada inclinada del separador GLCC.....	14
Figura 7. Esquema del proceso de separación dentro del separador GLCC. ....	15
Figura 8. Planos As- Built.....	17
Figura 9. Separador ciclónico.....	18
Figura 10. PLC Allen Bradley. ....	19
Figura 11. Separador de prueba convencional. ....	21
Figura 12. Separador de prueba GLCC. ....	22

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de pozos en el separador V-002 .....	24
Tabla 2. Datos de pozos en el separador GLCC.....	25
Tabla 3. Resultados obtenidos Separador V-002 vs Separador GLCC .....	26
Tabla 4. Diferencias de barriles de fluido por día (BFPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC .....	27
Tabla 5. Diferencias en el flujo de barriles de agua por día (BWPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC.....	28
Tabla 6. Diferencias en el flujo de barriles de petróleo por día (BOPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC .....	29
Tabla 7. Valores estadísticos encontrados para el volumen de fluido total entre el separador V002 y GLCC.....	31
Tabla 8. Valores estadísticos encontrados para el BSW entre el separador V002 y GLCC .....	32
Tabla 9. Matriz de inversiones para la puesta en marcha del proyecto .....	33
Tabla 10. Producción esperada por el proyecto .....	34
Tabla 11. Ingresos esperados por el proyecto .....	35
Tabla 12. Inversiones proporcionales cargadas a cada equipo de separación.....	36
Tabla 13. Resumen ejemplo de costos fijos y variables de equipo de separación.....	36
Tabla 14. Resumen de costos para el separador horizontal trifásico.....	37
Tabla 15. Resumen de costos para el separador GLCC.....	38
Tabla 16. Flujo neto de caja SPHT .....	39
Tabla 17. Flujo neto de caja SPGLCC .....	40
Tabla 18. Resultados del análisis TIR y VAN para los separadores .....	40

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**Análisis comparativo del rendimiento operacional y económico de un  
separador ciclónico compacto gas-líquido y un separador trifásico convencional  
del campo Fanny**

**Autor:** Fredy José Quizhpe Japón

**Tutor:** Ing. Romel Erazo Bone, Msc.

**RESUMEN**

El presente trabajo de grado tiene como intención comparar el rendimiento de un separador convencional y un separador ciclónico compacto. Teniendo en cuenta el manejo de fluido de cada separador determinamos como mejor opción en cuanto a rendimiento y economía el separador ciclónico por su diseño compacto y su eficiencia a la hora de manejar gran cantidad de fluidos, incorpora una introducción del problema a desarrollar. CAPÍTULO (I) se describen el objetivo general y los objetivos específicos, el alcance, marco de referencia, las variables y la metodología. CAPÍTULO (II): Se explica conceptos básicos de separación de las fases de crudo y gas, una introducción del separador ciclónico compacto, su desarrollo operacional, funcionamiento y sus componentes CAPÍTULO (III): se realiza un análisis comparativo entre el separador convencional y el separador ciclónico así como la realización de pruebas en cada uno de ellos. CAPÍTULO (IV): Se enumera algunas conclusiones y recomendaciones Siguiendo la metodología analítica mediante la realización del t-student con datos de campo se observa la factibilidad del cambio de separador con un nivel de confianza del 95%.

**Palabras Clave:** Comparación, Separadores, Rendimiento, Eficiencia.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**Comparative analysis of the operational and economic performance of a compact gas-liquid cyclone separator and a Fanny field conventional three-phase separator**

**Autor:** Fredy José Quizhpe Japón  
**Tutor:** Ing. Romel Erazo Bone, Msc.

**ABSTRACT**

The present degree work intends to compare the performance of a conventional separator and a compact cyclone separator. Taking into account the fluid handling of each separator, we determined the cyclone separator as the best option in terms of performance and economy due to its compact design and its efficiency when handling a large amount of fluids, incorporating an introduction to the problem to be developed. CHAPTER (I): Describes the general objective and the specific objectives, the scope, frame of reference, the variables and the methodology. CHAPTER (II): Basic concepts of separation of the oil and gas phases are explained, an introduction to the compact cyclone separator, its operational development, operation and its components CHAPTER (III): A comparative analysis between the conventional separator and the cyclone separator as well as testing each of them. CHAPTER (IV): Some conclusions and recommendations are listed. Some conclusions and recommendations are listed. Following the analytical methodology by means of the realization of the t-student with field data, the feasibility of the change of separator is observed with a confidence level of 95%.

**Key Words:** Comparison, Separators, Performance, Efficiency.

## **INTRODUCCIÓN**

El separador Cilindro Ciclónico para Gas-Líquido (en inglés GLCC) es el resultado del proyecto de investigación y desarrollo de la Universidad de Tulsa el cual permite la separación de las fases antes nombradas de una corriente de producción multifásica mediante el efecto ciclónico. Adicionalmente, esta tecnología puede utilizarse para la medición de flujo multifásico de pozos en producción. El equipo provee de un método para evaluar el desempeño de pozos en producción.

El objeto de esta tesina es comparar el rendimiento de un separador convencional con un separador tipo GLCC en campo a partir de estadísticas de producción y conocer si esta nueva alternativa puede ser usada como un método alternativo de medición y evaluación de pozos y producción de yacimientos.

# CAPÍTULO I

## 1. EL PROBLEMA

### 1.1. Variables

**Independiente:** Volumen de fluidos totales separados a condiciones de campo.

**Dependiente:** Rendimiento de separación entre los dos tipos de separadores (BSW).

### 1.2. Justificación

El desarrollo de una nueva tecnología de separación de fluidos, con la cual se pueda reducir el volumen de equipos de separación y de medición de caudales, y más aún ser de utilidad para la medición multifásica de la cual se puedan obtener datos confiables de medición de caudal producido, lo que permite agilizar los datos de evaluación de pozos y de yacimientos para tomar medidas correctivas y preventivas para el desarrollo de reservas.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Analizar mediante comparación de rendimiento operacional, la eficiencia de separación de un separador GLCC y uno convencional en un campo del Oriente Ecuatoriano de crudo intermedio (20-25° API).

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Describir los principios de funcionamiento del separador convencional de prueba.
- Conocer el funcionamiento de un sistema de separación GLCC.
- Comparar el rendimiento de los dos equipos a partir del análisis técnico y económico de los datos de campo recolectados.

### **1.4. Metodología**

Mediante este análisis comparativo se pretende establecer las ventajas y desventajas que presentan este tipo de equipos de separación modernos en comparación con equipos convencionales y de amplio uso en campo. Los resultados corresponden a las condiciones operativas del campo donde se levantó la información de producción y la gravedad API del crudo de los yacimientos en observación.

Se utiliza el método analítico para el procesamiento de datos experimentales y llegar a una conclusión. La técnica es la observación experimental para la toma de datos y el relevamiento y procesamiento estadístico de los datos obtenidos.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

El presente trabajo está basado en la comparación del funcionamiento del separador de prueba convencional y del separador portátil compacto para la cuantificación de flujo multifásico, basado en la tecnología de separación ciclónica y su utilización en el aforo de pozos petroleros. Este trabajo se basa en un proyecto realizado por (Salazar, 2012) donde se analiza el rendimiento de separador convencional trifásico convencional tipo horizontal y un separador compacto tipo ciclónico GLCC, pero el autor en sus cálculos no realiza los ajustes de la fórmula y tampoco toma en cuenta el volumen total procesado por los equipos de separación, lo cual representa la principal variable para determinar el rendimiento.

#### 2.1. Separador Convencional

El separador convencional de prueba es un recipiente presurizado en el cual una mezcla de fluidos no miscibles se separa gracias a las fuerzas de interacción y de ablación dentro del recipiente (Arnold & Stewart, 2008).

En las estaciones de recolección y tratamiento de petróleo se utilizan los separadores para separar el gas natural, agua, sedimentos y materiales del crudo, que arrastra consigo el flujo de hidrocarburos provenientes de los yacimientos. Existe en la industria un conjunto variable de formas y tamaños en los separadores, equipos muy utilizados para las diferentes fases de la industria petrolera.

El número de fluidos a segregar o separarse es usualmente de dos o tres fases; de acuerdo con esta denominación, el separador podrá ser del tipo de dos fases (por ejemplo, gas y líquido) o del tipo de tres fases como gas, hidrocarburos líquidos y agua.

El número de fases se refiere al número de corrientes que salen del separador y no al número de fases que hay dentro de él (Beggs, 2002).

## **2.2. Funciones del separador**

### **2.2.1. *Deshidratación del gas***

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, así como de diseño de las líneas de flujo, el fluido puede ser completamente separado en líquido y gas antes de que llegue al separador; en este caso el separador suministra el espacio mediante el cual se realiza la separación final. La diferencia de densidades de los hidrocarburos líquidos y gaseosos permite desarrollar una separación aceptable.

Llevada a cabo generalmente por la diferencia de densidades (para lo cual la velocidad de la corriente debe ser lo suficientemente baja para lograr un buen tiempo de retención y cumplir una buena separación) y por el uso de un mecanismo conocido como extractor de niebla con variados diseños, el cual puede usar uno o más de los siguientes métodos: choque, cambio de dirección de flujo, cambio de velocidad de flujo, fuerza centrífuga, coalescencia, y filtración.

### **2.2.2. *Desgasificación del hidrocarburo líquido***

Los métodos usados en separadores para remover gas del petróleo crudo son: decantación (tiempo de retención), agitación (moderada y controlada para causar la coalescencia y separación de las burbujas de gas en menos tiempo), baffling (deflectores en la trayectoria del crudo), calentamiento (reduce la tensión superficial y la viscosidad del petróleo ayudando a la liberación del gas), químicos (para reducción de la tensión superficial, reduce la tendencia a formación de espuma. Silicona es usada para este propósito en pequeñas cantidades) y fuerza centrífuga (el petróleo pesado es forzado

hacia las paredes del remolino, mientras que el gas permanece en su centro, logrando la separación).

### 2.2.3. Separación de agua del petróleo

Se realiza por medio de químicos y por separación gravitacional, las fuerzas de gravedad dominan el proceso de separación. Las gotas de líquido están bajo la influencia de varias fuerzas, siendo las principales: las fuerzas de gravedad y las originadas por el movimiento del gas. La velocidad del gas debe ser menor a la velocidad crítica para que el movimiento de las gotas sea controlado por las fuerzas de gravedad. Sin embargo, cuando las velocidades están por encima de la crítica, las fuerzas dominantes son las originadas por el movimiento del gas. Por lo tanto, cuando se diseña esta sección es necesario tratar de obtener una velocidad menor que la crítica. Esto, con el fin de lograr que las fuerzas de gravedad hagan caer las gotas de líquido y no sean arrastradas por el gas.

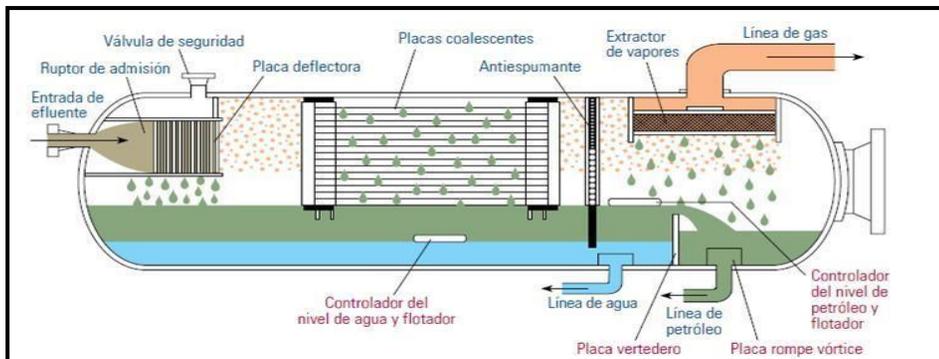


Figura 1. Separador convencional.

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger

### 2.3. Descripción del separador convencional

A continuación, se describe un separador convencional (Salazar, 2012), (Lyons, 2010).

## **2.4. Secciones de un separador**

### **2.4.1. Sección primaria**

En esta sección se separa la mayor porción de líquidos de la corriente de gas, y se reduce la turbulencia del flujo. Es donde ocurre la separación inicial y en donde se separan esencialmente la fase líquida y la fase gaseosa. (Benítez & Olmedo, 2011).

### **2.4.2. Sección secundaria**

En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. (Benítez & Olmedo, 2011).

La eficiencia de separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas del líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia (Salazar, 2012).

### **2.4.3. Sección de extracción de niebla**

En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas del líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utiliza el efecto choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra pequeñas gotas de líquido, se colectan sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria (Lyons, 2010), (Salazar, 2012).

#### **2.4.4. Sección de almacenamiento de líquidos**

En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además, debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga (Salazar, 2012), (Lyons, 2010), (Benítez & Olmedo, 2011).

#### **2.5. Componentes del separador**

Una gran variedad de aditamentos se usa dentro del separador para mejorar la eficiencia y simplificar la operación, reduciéndose en consecuencia el tamaño del equipo. Como componentes externos del equipo generalmente tenemos, válvulas de control, medidores de nivel de fluido, aperturas de ingreso al separador para su limpieza, manómetros de control de las presiones de operación, etc. (Salazar, 2012), (Arnold & Stewart, 2008), (Lyons, 2010).

##### **2.5.1. Componentes Internos**

- Plato deflector
- Platos coalescentes
- Extractores de niebla
- Rompedor de espuma
- Rompedores de vértice
- Vertederos
- Elementos de filtro
- Baffles horizontales

### 2.5.2. Componentes externos

- Línea de gas
- Drenaje de agua
- Línea de crudo
- Válvula de seguridad
- Disco de ruptura
- Puerta de Entrada
- Contadores de caudal
- Válvula controladora de nivel
- Controlador de nivel
- Medidor de gas.

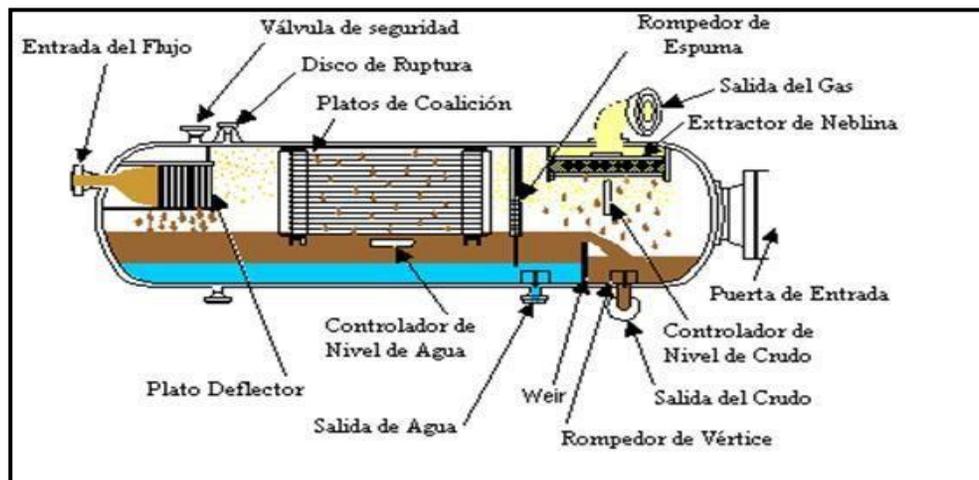


Figura 2. Separador Trifásico.

Fuente: (Arnold & Stewart, 2008)

## **2.6. Descripción del separador compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica.**

Los separadores GLCC han tenido un impacto considerable en la industria petrolera, petroquímica y de extracción de gas natural. Son utilizados principalmente para mejorar la calidad de los medidores y de bombas multifásicas a través del control de la proporción líquido gas de la mezcla multifásica de entrada. También se utilizan como medidores multifásicos propiamente dichos, separadores parciales y principales, equipos portátiles de prueba de pozos, depuradores de gas de llamarada y en plantas de tratamiento de agua (Barahona, 2016), (Salazar, 2012).

## **2.7. Diseño del Separador GLCC**

### **2.7.1. Generalidades**

Los separadores compactos GLCC, han sido objeto de estudio en los últimos años, debido a los grandes beneficios que prestan, frente a los separadores convencionales los cuales ocupan gran espacio, son pesados, y de costos muy altos de construcción y operación. Los estudios realizados han sido enfocados a las diversas secciones que tiene el separador GLCC, la entrada tangencial, en donde el fluido tiende a estratificarse, el slot o área de reducción de entrada, la cual incrementa la velocidad de las fases con el propósito de generar una fuerza de vórtice, el cuerpo del separador GLCC, que se divide en dos secciones; la parte alta del GLCC en donde los estudios han observado la región de gotas, la parte baja del GLCC, donde se ubica la región de burbujas, y la región donde se forma el vórtice de líquido (Wang, Gomez, Mohan, & Shoham, 2001), (Barahona, 2016), (Salazar, 2012).

En la sección de funcionamiento del separador GLCC, se detalla la sección de operación de este separador.

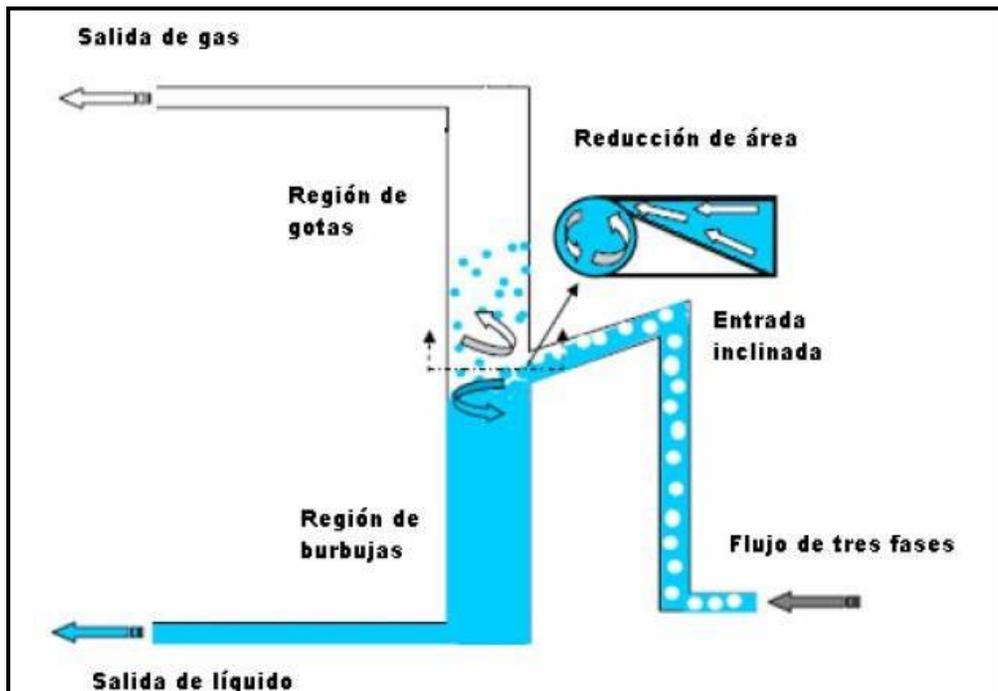


Figura 3. Esquema de las secciones del separador GLCC.

Fuente: GLCC –The University of Tulsa, USA

## 2.8. Cuerpo del separador

El separador ciclónico o GLCC, consta de un cilindro instalado verticalmente (mejor conocido como cuerpo de separador) con una entrada de flujo ubicada tangencialmente con respecto al cilindro e inclinada hacia abajo. En esta entrada fluye a gran velocidad la mezcla multifásica a ser separada. Esta mezcla es parte gaseosa y en parte líquida y de allí sale su nombre, puesto que está formada por dos fases: una gaseosa y otra líquida. El separador ciclónico consta de un par de salidas para la fase gaseosa y fase líquida ubicadas en la parte superior e inferior del cuerpo del separador, respectivamente. La toma superior recibe el nombre de línea gaseosa y la toma inferior recibe el nombre de línea líquida (Wang, Gomez, Mohan, & Shoham, 2001), (Barahona, 2016), (Salazar, 2012).

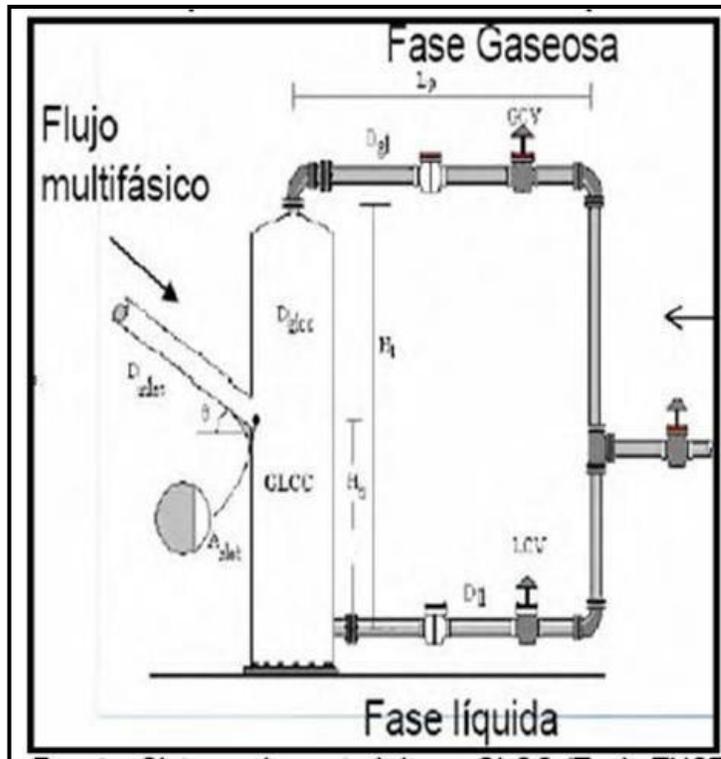


Figura 4. Esquema de las secciones del separador GLCC.

Fuente: GLCC – The University of Tulsa, USA

## 2.9. Principios y consideraciones de diseño del Separador GLCC

La relación entre la longitud y el diámetro del GLCC, tiene una gran influencia sobre el nivel de eficiencia en la separación y el costo de este (Zuniga, 2013).

Para cualquier diámetro del cuerpo (Salazar, 2012), (Mohan & Shoham, 2018):

- La longitud del GLCC por arriba del tubo de entrada debe tener la suficiente capacidad para manejar la fase gaseosa y evitar su arrastre por la fase continua del líquido.
- La longitud por abajo de la entrada determina el tiempo de residencia para separar las burbujas de gas del líquido.



- El diámetro de la entrada inclinada debe ser suficientemente largo para asegurar la estratificación.
- Se debe asegurar que la velocidad tangencial en la entrada este en el rango de 5 a 15 pie/s. El objetivo es para obtener suficiente fuerza de centrifugación para provocar la separación de las fases, mientras se eviten problemas asociados con la alta velocidad, que pueden provocar la turbulencia, cortes y erosión/corrosión.

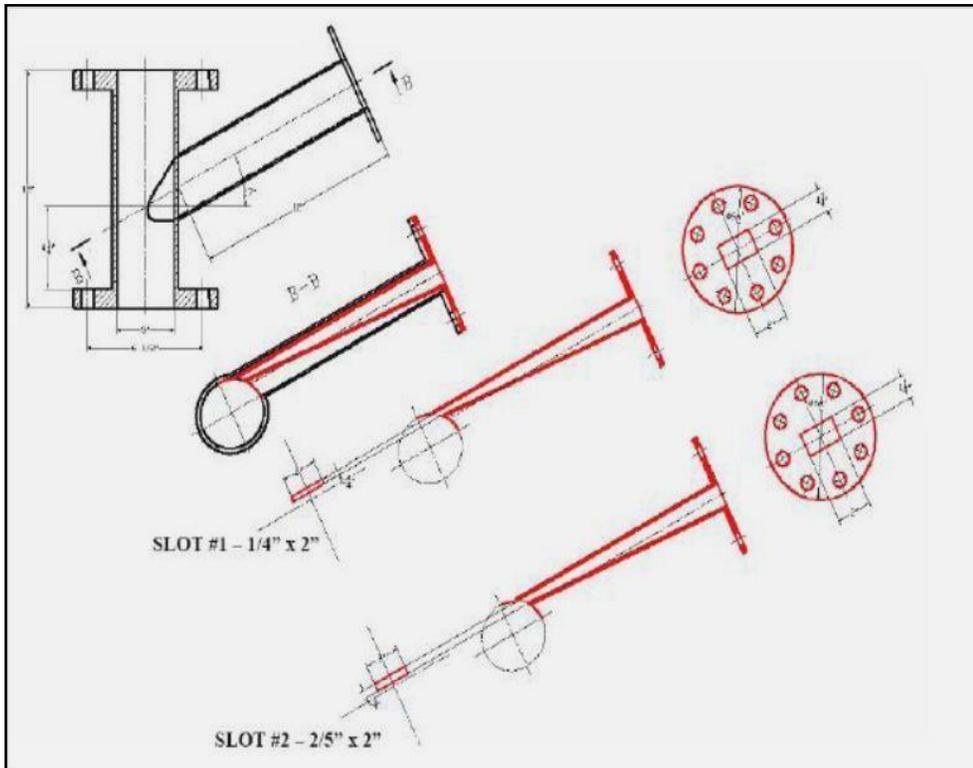


Figura 6. Entrada inclinada del separador GLCC.

Fuente: GLCC – The University of Tulsa, US

## 2.10. Funcionamiento del separador GLCC

El separador GLCC opera mediante la presión del flujo entrante, el cual ingresa con: velocidad superficial del líquido y velocidad superficial del gas, parámetros que son importantes en el diseño del separador GLCC, el flujo que ingresa y atraviesa la boquilla

(slot), creando una región de vórtice, desplazando al gas hacia arriba por diferencia de densidad, y enviando el líquido al fondo (Mohan & Shoham, 2018).

El principio de funcionamiento del separador es puramente mecánico: como el flujo entrante viene a una gran velocidad debido al slot o área de reducción de entrada, las dos fases de mezcla multifásica de entrada son separadas en sus fases individuales debido a las fuerzas centrífugas y de flotación causadas por el movimiento remolino de la mezcla y la fuerza de gravedad. En el punto de inyección de la mezcla, se forman un vórtice como consecuencia de este movimiento arremolinado el líquido y la atracción de la fuerza de gravedad. El líquido, al ser mucho más pesado que el gas, es movido forzosamente hacia las paredes del cilindro y es juntado en la parte inferior del cilindro, mientras que el gas, más liviano, se mueve hacia el centro del separador ciclónico y se junta en la parte de este (Mohan & Shoham, 2018), (Salazar, 2012). En la Fig. 11 se muestra el proceso de separación dentro del separador ciclónico de forma esquemática.

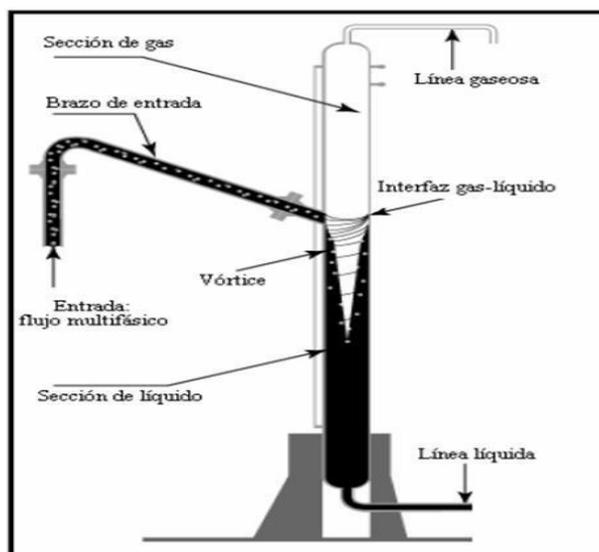


Figura 7. Esquema del proceso de separación dentro del separador GLCC.

Fuente: GLCC – The University of Tulsa, US

## **2.11. Componentes del Separador GLCC**

Los separadores GLCC tienen varias secciones (Barahona, 2016), (Mohan & Shoham, 2018), (Wang, Gomez, Mohan, & Shoham, 2001):

1. La entrada tangencial, en donde el fluido tiende a estratificarse.
2. El área de reducción al ingreso sirve para incrementa la velocidad de las fases con la finalidad de tener una fuerza centrífuga.

El cuerpo del separador GLCC también se divide en tres partes:

1. Parte alta del GLCC en donde los estudios realizados por investigadores han observado la región de gotas.
2. Parte baja del GLCC, donde se ubica la región de burbujas.
3. Región donde se forma el vórtice de líquido.

## **2.12. Descripción del Separador GLCC en el bloque Fanny**

El separador ciclónico que se encuentra en el bloque donde se obtuvieron los datos de referencia para este trabajo de investigación, según Salazar (2012) con nomenclatura V-178 el cual está diseñado para manejar una gravedad API de 21° y un volumen de fluido de 6.000 BPD y 150MPCS.

El separador se encuentra contenido en una estructura metálica llamada skid la cual sirve para su fácil transportación a los diferentes lugares donde se requiera llevar el equipo.

La alimentación del sistema se lleva a cabo mediante un ducto de entrada de 6 pulgadas, el cuerpo del separador GLCC V-178 tiene una longitud de 7 pies, un diámetro de 12 pulgadas, la salida de gas y la salida de líquido son de 2 pulgadas respectivamente.

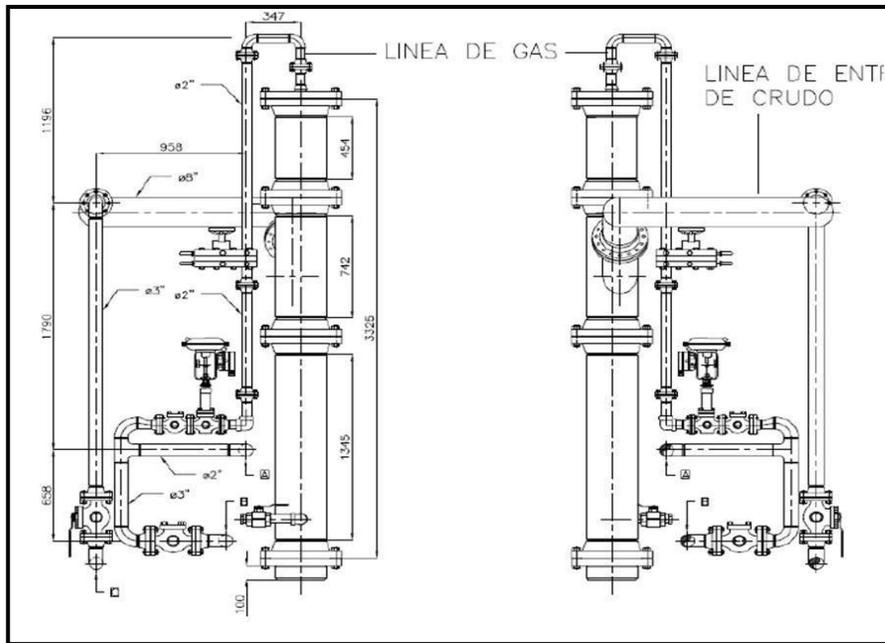


Figura 8. Planos As- Built

Fuente: (Salazar, 2012)

### 2.13. Control e Instrumentación

La parte fundamental del equipo es el control y la instrumentación debido que el volumen del equipo es pequeño por ende la dinámica del fluido es rápida, motivo por el cual, para controlar los niveles de fluidos, en el punto de mejor eficiencia de separación, se debe de tener un control efectivo y eficiente (Salazar, 2012).

Lazo de control fase líquida: Las válvulas de control de flujo, son válvulas del tipo eccentric rotary plug. Las características de flujo lineal o de igual porcentaje lo define el posicionador 4700E instalado en el cuerpo de la válvula. Este control se utiliza para flujo de características de igual porcentaje, la cual permite un balance proporcional entre la apertura de la válvula y el flujo volumétrico regulado que da como resultado una adecuada regulación del flujo para condiciones específicas del proceso (Salazar, 2012).

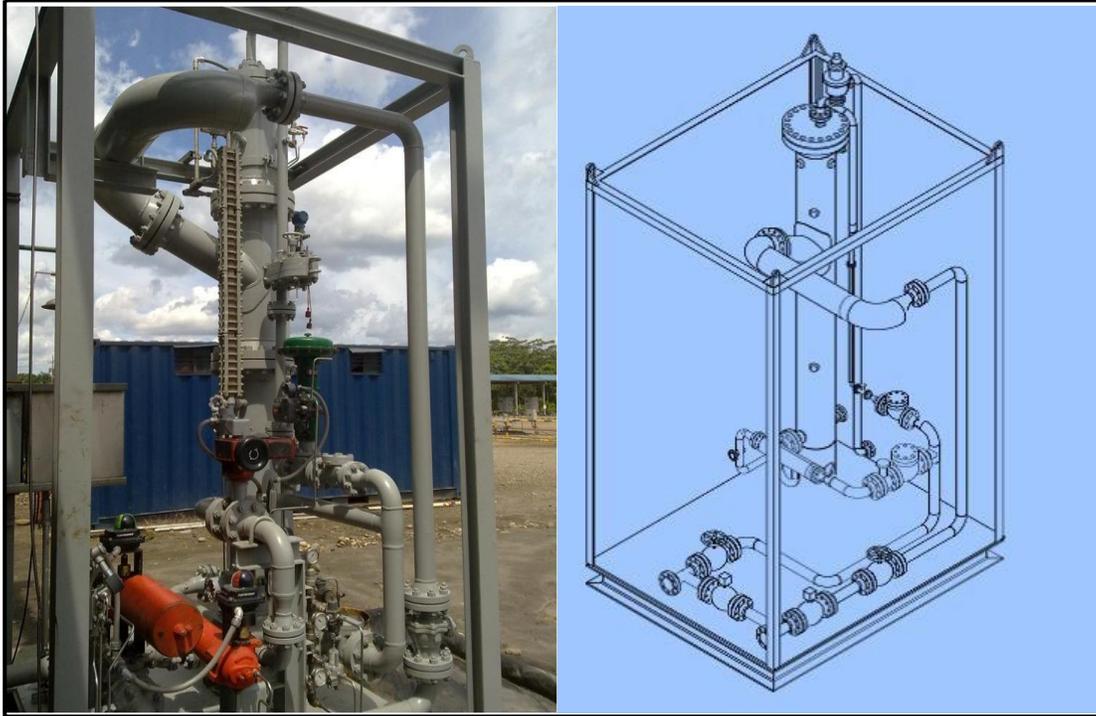


Figura 9. Separador ciclónico.

Fuente: (Salazar, 2012)

Para cuantificar el flujo del separador se utiliza un medidor tipo turbina acoplado a un totalizador de flujo que recibe señal de pulsos de un sensor (pick up) colocado en la turbina (Salazar, 2012).

#### **2.14. Control automático y monitoreo del sistema**

La interface de operación constituye el elemento de control por parte del operador para obtener el suministro de datos de pozos, control de los lazos de presión y nivel, visualización y registro de las mediciones. Esta interfaz de operación se lo realiza mediante un PLC Allen Bradley que es bastante conocido a través de la industria, por su confiabilidad, simplicidad y robustez, teniendo al PLC como medio de adquisición de datos hacia al HMI donde se monitorea los instrumentos y se controla las variables del sistema Figura 16 (Salazar, 2012).

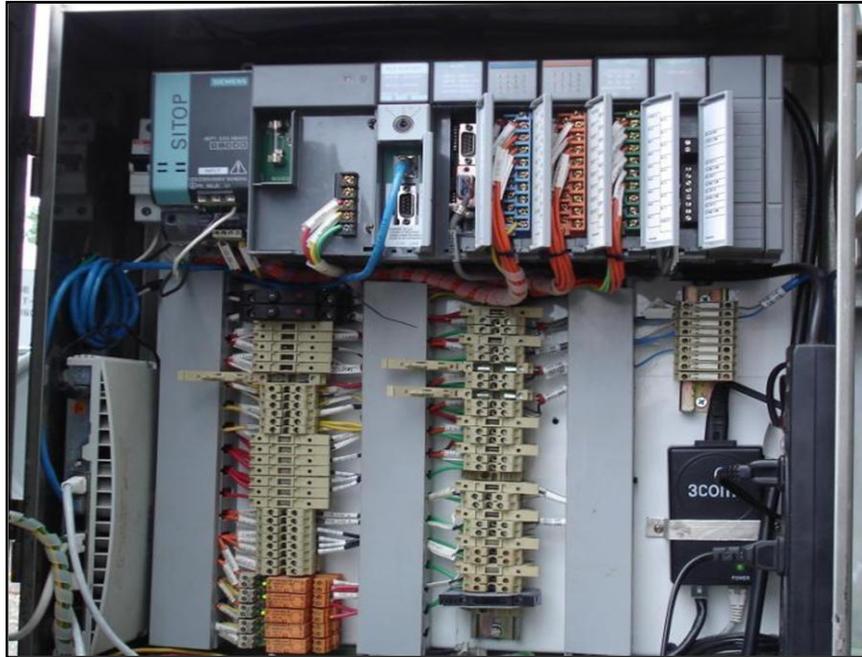


Figura 10. PLC Allen Bradley.

Fuente: Salazar (2012)

### **2.15. Estrategias de control automático**

La operación de las válvulas de control de flujo depende de la estrategia usada en el control automático. Estas estrategias dependen de las condiciones de operación de los pozos a medir y de los flujos volumétricos de las fases líquidas y gaseosa.

Existen cuatro estrategias de control:

1. Estrategia para condición de operación dominada por la fase gaseosa.
2. Estrategia para condición de operación dominada por la fase líquida.
3. Estrategia Integrada.
4. Estrategia óptima

## CAPÍTULO III

### 3. RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA

#### **3.12. Comparación entre el separador convencional de prueba y el separador portátil compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica (GLCC).**

##### **3.12.1. Generalidades**

La realización del análisis comparativo llevada a cabo entre el separador convencional de prueba y el GLCC se lo realizó en el campo acorde a la data recuperada por Salazar (2012), para efectuar las pruebas de evaluación de los pozos con completación inicial, los pozos con trabajos de reacondicionamiento y pozos con operación normal.

Según (Barahona, 2016) los costos de construcción de un separador convencional ANSI 300 es de aproximadamente USD 640.000 y el de un separador ciclónico de la misma especificación ANSI es de aproximadamente USD 300.000. Por tanto, el separador convencional es 53 % más costoso (Barahona, 2016).

El separador de prueba de nomenclatura V-002, es un separador horizontal trifásico, el cual tiene una capacidad de 10000 barriles de fluido por día, su capacidad operativa es de 4500 barriles de crudo por día, 5000 barriles de agua por día y de 1.0 MSCFD, el cual se lo utiliza para efectuar la prueba diaria de los pozos (Salazar, 2012).

Dentro de la comparación técnica se consideran evaluar y cuantificar los flujos obtenidos con respecto al crudo, agua y gas; con la finalidad de comparar los resultados obtenidos tanto en el separador convencional como en el separador ciclónico.

Para los requerimientos de esta prueba se consideró probar una cantidad de 11 pozos pertenecientes al campo de exploración, los mismos que se probarán en ambos

equipos. Cabe señalar en gran medida que los resultados obtenidos de cada opción nos darán resultados que demostrarán la funcionalidad de los equipos de prueba.

### **3.13. Prueba de pozo con separador convencional de prueba**

Para el análisis de prueba de pozo en un sistema convencional, incluye usar un separador instalado en el campo, donde se realizan las pruebas de pozos todos los días con una duración de 12 o 24 horas para tener una cuantificación precisa de la producción. El fluido procedente del pozo que ha a ser probado es separado en dos o tres fases que son: petróleo, gas y agua.

Es importante el monitoreo constante del pozo, para obtener una prueba de datos confiable y realizar la comparación con el histórico de producción del pozo.



Figura 11. Separador de prueba convencional.

Fuente: Salazar (2012)

La contribución de cada fase al realizar la prueba de un pozo es cuantificada, además de la contribución de la producción de agua, crudo y gas cada fase es medida y muestreada.

### **3.14. Prueba de pozo con el separador compacto GLCC**

Para la prueba de pozo se utiliza el separador compacto GLCC, que reemplaza al separador convencional de prueba igualmente para analizar la producción de cada pozo.

El separador de prueba GLCC de la misma forma que el separador prueba nos proporciona la cuantificación de las fases del pozo, el GLCC es un tubo instalado de forma vertical sin partes móviles ni componentes internos por lo cual es una de las mejores ventajas de este sistema.



Figura 12. Separador de prueba GLCC.

Fuente: Salazar (2012)

El GLCC es alimentado por una tubería ligeramente inclinada para forzar la estratificación de las fases de la mezcla del fluido multifásico y obligar a una separación primaria de la fase gas/liquida, esta tubería es acoplada a un costado del cuerpo vertical del separador.

Una vez que la mezcla se encuentra en el interior del separador es expuesta a una combinación de fuerzas gravitacionales, centrífugas y de flotación: El fluido rota y es expuesto a un campo de fuerza centrífuga, el fluido más denso de la mezcla (líquido) es forzada radialmente hacia las paredes del cilindro y el fluido más liviano (gas) permanece en el centro del remolino.

Después las fases son expuestas a fuerzas gravitacionales provocando que el líquido se deposite en el fondo del separador y el gas suba a la parte superior del separador. Este equipo se puede instalar en la misma línea de prueba, la ventaja del GLCC es que es compacto y se lo puede utilizar de un well pad a otro, o en otra estación de producción, para efectuar la evaluación el procedimiento a seguir para poner un pozo en prueba con el separador GLCC es (Salazar, 2012).

### **3.15. Medición de la producción con separador de prueba convencional**

En condiciones de operación la cuantificación de la producción de un pozo es realizada a través del separador de prueba convencional el esquema de producción es medido en una corriente de fase individual al desalojo de la planta procesadora. La producción individual puede ser calculada como la suma de los caudales de producción teórica del pozo por el número de pozos del campo. Esto requiere que cada pozo sea analizado en un separador de prueba. La medición de la producción con el separador de prueba convencional se lo realizó a 10 pozos con los siguientes resultados:

Tabla 1. Datos de pozos en el separador V-002

<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BSW</b>	<b>API</b>
<b>EN PRUEBA</b>	<b>BBL</b>	<b>BBL</b>	<b>BBL</b>	<b>%</b>	<b>dry</b>
T-12	3074	186	2888	94,0	21,55
T-13	2053	413	1641	79,9	19,95
T-8	1632	131	1501	92,0	21,83
T-10	6306	410	5896	93,5	22,19
T-71	4062	212	3850	94,8	18,19
T-19H	7276	855	6421	88,3	22,47
T-80	968	145	823	85,0	22,06
T-53	1120	244	876	78,2	22,36
T-63	901	134	767	85,2	23,39
T-9	3460	151	3309	95,6	22,4

Fuente: (Salazar, 2012)

En esta Tabla se observa los valores obtenidos en la corrida de prueba de pozos en el separador V-002, los cuales son pozos que se han probado con anterioridad en este equipo.

### **3.16. Medición de la producción con el separador GLCC**

La medición de la producción con el separador de prueba GLCC se lo realizó a 10 pozos con los siguientes resultados:

Tabla 2. Datos de pozos en el separador GLCC

POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API
EN PRUEBA	BBL	BBL	BBL	%	dry
T-12	2998	237	2761	92,1	21,78
T-13	2131	511	1619	76,0	19,50
T-8	1486	94	1392	93,7	21,52
T-10	6212	419	5793	93,3	21,52
T-71	3906	195	3711	95,0	18,19
T-19H	7426	867	6559	88,3	22,47
T-80	892	125	767	86,0	22,07
T-53	1038	226	812	78,2	22,22
T-63	843	82	761	90,3	23,39
T-9	3225	85	3140	97,4	22,4

Fuente: (Salazar, 2012)

### 3.17. Comparación operativa entre Separador de prueba convencional vs. Separador GLCC

Para establecer la comparación se realiza pruebas de pozo en los dos equipos para obtener flujos de crudo, agua y gas para compararlos. Estas pruebas indicarán que el separador de prueba existente y el separador GLCC suministrarán información de referencia consistente y precisa.

Dentro de los requerimientos para la comparación de los dos equipos son las siguientes:

- a) Probar el mismo pozo en los dos equipos.
- b) Realizar la prueba de pozo por doce horas.

Para poder definir los efectos de cada opción propuesta y hacer un análisis comparativo, fue necesario tomar 10 pozos de diferentes características y volúmenes.

La Tabla 3 muestra los resultados de las pruebas para el flujo de barriles por día. Los resultados de las 10 pruebas de pozo confirmaron que las mediciones del GLCC estuvieron dentro de las especificaciones, mostrando buena concordancia entre las mediciones del separador de prueba V-002.

Tabla 3. Resultados obtenidos Separador V-002 vs Separador GLCC

Fuente: Salazar (2012)

POZO EN PRUEBA	BFPD V-002	BWPD V-002	BOPD V-002	BFPD GLCC	BOPD GLCC	BWPD GLCC
	BBL	BBL	BBL	BBL	BBL	BBL
T-12	3074	2888	186	2998	237	2761
T-13	2053	1641	413	2131	511	1619
T-8	1632	1501	131	1486	94	1392
T-10	6306	5896	410	6212	419	5793
T-71	4062	3850	212	3906	195	3711
T-19H	7276	6421	855	7426	867	6559
T-80	968	823	145	892	125	767
T-53	1120	876	244	1038	226	812
T-63	901	767	134	843	82	761
T-9	3460	3309	151	3225	85	3140
T-6	306	41	266	306	161	145
Total	31158	28013	3147	30463	3002	27460

Adaptado por el autor.

La cantidad de barriles de fluido por día obtenida en los dos equipos nos muestra que existe una similitud en los datos, demostrando de esta manera que los resultados obtenidos son confiables.

Tabla 4. Diferencias de barriles de fluido por día (BFPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC

Fuente: Salazar (2012)

POZO EN PRUEBA	BFPD V-002	BFPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
	BBL	BBL	BBL	%
T-12	3074	2998	76	2%
T-13	2053	2131	-77	-4%
T-8	1632	1486	146	9%
T-10	6306	6212	94	1%
T-71	4062	3906	156	4%
T-19H	7276	7426	-150	-2%
T-80	968	892	76	8%
T-53	1120	1038	82	7%
T- 63	901	843	58	6%
T-6	306	306	0	0%
T- 9	3460	3225	235	7%
<b>Total</b>	<b>31158</b>	<b>30463</b>	<b>695</b>	<b>2%</b>

Adaptado por el autor

Tabla 5. Diferencias en el flujo de barriles de agua por día (BWPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC

POZO	BWPD V-002	BWPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
EN PRUEBA	BBL	BBL	BBL	%
T-12	2888	2761	127	4%
T-13	1641	1619	21	1%
T-8	1501	1392	109	7%
T-10	5896	5793	103	2%
T-71	3850	3711	139	4%
T-19H	6421	6559	-138	-2%
T-80	823	767	56	7%
T-53	876	812	65	7%
T- 63	767	761	6	1%
T-6	41	161	-120	-293%
T- 9	3309	3140	169	5%
<b>Total</b>	<b>28013</b>	<b>27476</b>	<b>537</b>	<b>2%</b>

Fuente: Salazar (2012)

Tabla 6. Diferencias en el flujo de barriles de petróleo por día (BOPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC

Fuente: Salazar (2012)

POZO EN PRUEBA	BOPD V-002	BOPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
	BBL	BBL	BBL	%
T-12	186	237	-51	-27%
T-13	413	511	-99	-24%
T-8	131	94	37	28%
T-10	410	419	-9	-2%
T-71	212	195	17	8%
T-19H	855	867	-12	-1%
T-80	145	125	20	14%
T-53	244	226	17	7%
T- 63	134	82	52	39%
T-6	266	145	121	45%
T- 9	151	85	66	44%
<b>Total</b>	<b>3147</b>	<b>2986</b>	<b>161</b>	<b>5%</b>

Adaptado por el autor

### 3.18. Comparación estadística entre Separador de prueba convencional vs. Separador GLCC

Se realizó el análisis estadístico comparativo de los datos recolectados usando el criterio de muestras independientes dado que los equipos tienen dos tipos diferentes de proceso de separación de los fluidos producidos y ninguno depende del otro. Se probarán dos variables importantes: manejo total de fluido y eficiencia de separación en función del BSW para cada uno de los equipos.

Para esto se calculan la media, varianza y desviación estándar muestral y se hace el análisis del estadístico tipo t de Student debido a la cantidad de datos. A continuación, se usan las siguientes ecuaciones respectivamente (Ross, 2004):

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad [4.1]$$

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2 \quad [4.2]$$

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2} \quad [4.3]$$

El estadístico de comparación y la varianza entre las dos muestras independientes se establece mediante las siguientes ecuaciones, respectivamente (Ross, 2004):

$$t_o = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2 - (\mu_1 - \mu_2)}{S_p \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}} \quad [4.4]$$

$$S_p^2 = \frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \quad [4.5]$$

Donde  $\mu_1$  y  $\mu_2$  son las medias de poblacionales.

Los cálculos se hacen primero para el fluido total producido y posteriormente para el BSW como validación del primer proceso de cálculo estadístico. En caso de que el análisis estadístico arroje diferencias en la aceptación de la hipótesis de que los dos procesos de separación son similares, se concluye que no es conveniente utilizar el separador tipo GLCC.

Tabla 7. Valores estadísticos encontrados para el volumen de fluido total entre el separador V002 y GLCC

Valores estadísticos	V002 Muestra #1	GLCC Muestra #2
n	10	10
$\bar{X}$	3085,2	3015,7
$S^2$	5.035.955,51	5.196.503,79

**Elaborado por: autor.**

Con los valores de la Tabla 7 se calculan los valores correspondientes a las Ec. 4.4 y Ec. 4.5, pero previamente se define la hipótesis objetivo de este análisis:

Ho: se considera que  $\mu_1 = \mu_2$

H1: se considera que  $\mu_1 \neq \mu_2$

Con los valores de la Tabla 7 se calculan los valores correspondientes a las Ec. 4.4 y Ec. 4.5, pero previamente se define la hipótesis objetivo de este análisis:

El valor del estadístico obtenido se compara con el valor de una distribución t de Student  $t_{\frac{\alpha}{2}, n_1+n_2-2}$ . Si  $|t_o| > t_{\frac{\alpha}{2}, n_1+n_2-2}$  se rechaza Ho. Se prueba con un índice de confianza del 95%, esto es un valor de  $\alpha = 0,05$ .

Los valores encontrados para  $S_p^2$  y  $t_o$  son 5.116.229,65 y 0,07, respectivamente. El valor del estadístico  $t_{0,025; 18}$  es 2,101 encontrado en las tablas de distribución t de Student en (Ross, 2004).

Por tanto, como  $t_o < t_{0,025; 18}$  se acepta la hipótesis Ho y se considera estadísticamente que las medias poblacionales entre los dos tipos de separadores son similares con un índice de confianza del 95% en los valores de manejo de fluido total en cada tipo de separador. En otras palabras, los promedios de volúmenes de fluidos manejados de los dos tipos de separadores son similares con una certeza del 95%.

Para validar esto último se prueba estadísticamente contra el rendimiento operativo de los dos tipos de separadores, esto es con el BSW obtenido en cada uno de ellos. El proceso es similar que en el caso anterior.

Tabla 8. Valores estadísticos encontrados para el BSW entre el separador V002 y GLCC

Valores estadísticos	V002 Muestra #1	GLCC Muestra #2
N	10	10
$\bar{X}$	88,65	89,03
$S^2$	40,067	50,396

**Elaborado por: autor**

Se prueba la hipótesis  $H_0$  de que el rendimiento promedio de separación en función del BSW no presenta diferencias significativas entre los dos tipos de equipos de separación.

Los valores encontrados para  $S_p^2$  y  $t_o$  son 45,231 y 0,126 respectivamente. El valor del estadístico  $t_{0,025; 18}$  es 2,101 encontrado en las tablas de distribución t de Student en (Ross, 2004).

Por tanto, como  $t_o < t_{0,025; 18}$  se acepta la hipótesis  $H_0$  y se considera que estadísticamente las medias poblacionales del BSW entre los dos equipos de separación son similares con un índice de confianza del 95%. En otras palabras, los rendimientos operativos en función del BSW de los dos tipos de separadores son similares con una certeza del 95%.

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS DE ECONÓMICO DEL PROYECTO

La evaluación económica se basa principalmente en el análisis del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) los cuales determinarán la puesta en marcha del proyecto.

Tabla 9. Matriz de inversiones para la puesta en marcha del proyecto

CAMPO FANNY	
DETALLE	COSTO
Presupuesto para Estación de Producción con tubería de 8 5/8, SCH 40	4.500.000,00
Presupuesto para Estación de Producción con tubería de 4 1/2, SCH 40	4.000.000,00
Presupuesto línea de Recolección de Pad's con tubería de 10 3/4, SCH 40	1.400.000,00
Presupuesto línea de Oleoducto Secundario con tubería de 12 3/4, SCH 40	1.400.000,00
Separador de Producción trifásico horizontal	1.000.000,00
Separador de Prueba GLCC multifásico	350.000,00
Bota de gas	220.000,00
Mecheros Ecológicos	250.000,00
Construcción Obras Civiles	800.000,00
S/E 69/13.8 kV Campo Fanny	3.800.000,00
Sistema Contra Incendios	1.000.000,00
Pozos perforados (10 P)	30.000.000,00
Repuestos y Accesorios	300.000,00
Muebles enseres y otras inversiones	10.000,00
Costo de Ingeniería de detalle	80.000,00
Gastos de permisos ambientales para facilidades	150.000,00
Gastos de puesta en marcha	2.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>49.262.000,00</b>

Elaborado por: autor

Tabla 10. Producción esperada por el proyecto

AÑOS	PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA DE PETRÓLEO	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE PETRÓLEO	PRECIO ESTIMADO DEL BARRIL DE CRUDO
	BPPD	BPPA	USD
1	3.140,00	1.146.100,00	17,45
2	3.200,00	1.168.000,00	17,45
3	3.500,00	1.277.500,00	17,45
4	3.520,00	1.284.800,00	17,45
5	3.550,00	1.295.750,00	17,45
6	3.500,00	1.277.500,00	17,45
7	3.480,00	1.270.200,00	17,45
8	3.200,00	1.168.000,00	17,45
9	2.800,00	1.022.000,00	17,45
10	2.500,00	912.500,00	17,45
11	2.200,00	803.000,00	17,45
12	1.500,00	547.500,00	17,45
13	1.000,00	365.000,00	17,45
14	500,00	182.500,00	17,45

**Elaborado por: autor.**

**Fuente:** Datos de precio por barril a partir de (Condit, 2008) y (Montesdeoca, 2008)

Tabla 11. Ingresos esperados por el proyecto

<b>AÑOS</b>	<b>INGRESO DIARIO ESPERADO USD</b>	<b>INGRESO ANUAL ESPERADO USD</b>
1	54.793,00	19.999.445,00
2	55.840,00	20.381.600,00
3	61.075,00	22.292.375,00
4	61.424,00	22.419.760,00
5	61.947,50	22.610.837,50
6	61.075,00	22.292.375,00
7	60.726,00	22.164.990,00
8	55.840,00	20.381.600,00
9	48.860,00	17.833.900,00
10	43.625,00	15.923.125,00
11	38.390,00	14.012.350,00
12	26.175,00	9.553.875,00
13	17.450,00	6.369.250,00
14	8.725,00	3.184.625,00
<b>TOTAL</b>	<b>647.220,50</b>	<b>236.235.482,50</b>

**Elaborado por: autor.**

**Fuente:** Datos de precio por barril a partir de (Condit, 2008) y  
(Montesdeoca, 2008)

Tabla 12. Inversiones proporcionales cargadas a cada equipo de separación

<b>SPHT</b>	<b>SPGLCC</b>
<b>USD</b>	<b>USD</b>
3.333.333,33	1.166.666,67
2.962.962,96	1.037.037,04
1.037.037,04	362.962,96
1.037.037,04	362.962,96
162.962,96	57.037,04
185.185,19	64.814,81
592.592,59	207.407,41
2.814.814,81	985.185,19
740.740,74	259.259,26
22.222.222,22	7.777.777,78
222.222,22	77.777,78
7.407,41	2.592,59
59.259,26	20.740,74
111.111,11	38.888,89
1.481,48	518,52
1.000.000,00	350.000,00
<b>36.490.370,37</b>	<b>12.771.629,63</b>

**Elaborado por: autor.**

Tabla 13. Resumen ejemplo de costos fijos y variables de equipo de separación

<b>RUBROS</b>	<b>COSTO MENSUAL AÑO 1</b>		<b>COSTO ANUAL AÑO 1</b>	
	<b>SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO (SPHT)</b>	<b>SEPARADOR CICLÓNICO GLCC (SPGLCC)</b>	<b>SPHT</b>	<b>SPGLCC</b>
OPERACIÓN	1.580,35	623,14	18.964,20	7.477,68
MANTENIMIENTO	200,00	100,00	2.400,00	1.200,00
LICENCIA ARCH	1.250,00	1.250,00	15.000,00	15.000,00
<b>COSTOS VARIABLES</b>	<b>1.293,68</b>	<b>1.099,00</b>	<b>15.524,16</b>	<b>13.188,00</b>

**Elaborado por: autor.**

Tabla 14. Resumen de costos para el separador horizontal trifásico

AÑOS	COSTOS FIJOS USD	COSTOS VARIABLES USD	COSTOS TOTALES USD
1	36.364,20	472.193,20	508.557,40
2	36.364,20	481.216,00	517.580,20
3	36.364,20	526.330,00	562.694,20
4	36.364,20	529.337,60	565.701,80
5	36.364,20	533.849,00	570.213,20
6	36.364,20	526.330,00	562.694,20
7	36.364,20	523.322,40	559.686,60
8	36.364,20	481.216,00	517.580,20
9	36.364,20	421.064,00	457.428,20
10	36.364,20	375.950,00	412.314,20
11	36.364,20	330.836,00	367.200,20
12	36.364,20	225.570,00	261.934,20
13	36.364,20	150.380,00	186.744,20
14	36.364,20	75.190,00	111.554,20

**Elaborado por: autor.**

El costo variable unitario para el separador horizontal trifásico es de USD 0,412 por barril y de USD 0,35 para el separador GLCC.

Tabla 15. Resumen de costos para el separador GLCC

<b>AÑOS</b>	<b>COSTOS FIJOS USD</b>	<b>COSTOS VARIABLES USD</b>	<b>COSTOS TOTALES USD</b>
1	23.677,68	401.135,00	424.812,68
2	23.677,68	408.800,00	432.477,68
3	23.677,68	447.125,00	470.802,68
4	23.677,68	449.680,00	473.357,68
5	23.677,68	453.512,50	477.190,18
6	23.677,68	447.125,00	470.802,68
7	23.677,68	444.570,00	468.247,68
8	23.677,68	408.800,00	432.477,68
9	23.677,68	357.700,00	381.377,68
10	23.677,68	319.375,00	343.052,68
11	23.677,68	281.050,00	304.727,68
12	23.677,68	191.625,00	215.302,68
13	23.677,68	127.750,00	151.427,68
14	23.677,68	63.875,00	87.552,68

**Elaborado por: autor.**

Tabla 16. Flujo neto de caja SPHT

<b>AÑOS</b>	<b>COSTOS TOTALES USD</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>
0			36.490.370,37
1	508.557,40	19.999.445,00	19.490.887,60
2	517.580,20	20.381.600,00	19.864.019,80
3	562.694,20	22.292.375,00	21.729.680,80
4	565.701,80	22.419.760,00	21.854.058,20
5	570.213,20	22.610.837,50	22.040.624,30
6	562.694,20	22.292.375,00	21.729.680,80
7	559.686,60	22.164.990,00	21.605.303,40
8	517.580,20	20.381.600,00	19.864.019,80
9	457.428,20	17.833.900,00	17.376.471,80
10	412.314,20	15.923.125,00	15.510.810,80
11	367.200,20	14.012.350,00	13.645.149,80
12	261.934,20	9.553.875,00	9.291.940,80
13	186.744,20	6.369.250,00	6.182.505,80
14	111.554,20	3.184.625,00	3.073.070,80

**Elaborado por: autor.**

Tabla 17. Flujo neto de caja SPGLCC

<b>AÑOS</b>	<b>COSTOS TOTALES USD</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>
0			- 12.771.629,63
1	424.812,68	19.999.445,00	19.574.632,32
2	432.477,68	20.381.600,00	19.949.122,32
3	470.802,68	22.292.375,00	21.821.572,32
4	473.357,68	22.419.760,00	21.946.402,32
5	477.190,18	22.610.837,50	22.133.647,32
6	470.802,68	22.292.375,00	21.821.572,32
7	468.247,68	22.164.990,00	21.696.742,32
8	432.477,68	20.381.600,00	19.949.122,32
9	381.377,68	17.833.900,00	17.452.522,32
10	343.052,68	15.923.125,00	15.580.072,32
11	304.727,68	14.012.350,00	13.707.622,32
12	215.302,68	9.553.875,00	9.338.572,32
13	151.427,68	6.369.250,00	6.217.822,32
14	87.552,68	3.184.625,00	3.097.072,32

**Elaborado por: autor.**

Tabla 18. Resultados del análisis TIR y VAN para los separadores

	<b>SPHT</b>	<b>SPGLCC</b>
<b>TIR</b>	<b>56%</b>	<b>157%</b>
<b>VAN</b>	<b>\$ 123.518.263,10</b>	<b>\$ 124.052.702,23</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>12%</b>	<b>12%</b>

## **CAPÍTULO IV**

### **5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Como se puede evidenciar se tiene en los resultados poca diferencia entre los datos obtenidos mediante un separador de prueba convencional y un separador ciclónico GLCC en el manejo de fluidos totales y el rendimiento operativo en función del BSW. Se debe tomar en cuenta que la reproducción de los datos en el separador depende de las condiciones tomadas en el día de la prueba, los cuales no son uniformes en el yacimiento.

En resumen, el separador GLCC manejó: 98% del fluido total, 98% del agua procesada y un 95% del crudo procesado respecto a un separador horizontal trifásico de prueba.

Estadísticamente está probado que el separador GLCC puede manejar el mismo volumen que el separador convencional trifásico V002 y alcanzar eficiencias de separación similares a este tipo de equipo.

Del análisis económico el separador GLCC es más rentable que el separador horizontal trifásico ya que la TIR del primero es 157% en comparación con 55% del segundo. De la misma manera, el VAN del separador GLCC es mayor que la del separador convencional horizontal trifásico con una tasa de descuento del 12% para este tipo de proyectos de inversión en yacimientos de hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

- Del análisis estadístico se puede concluir que el separador GLCC es operativamente similar en el manejo de caudales y de rendimiento a un separador convencional trifásico horizontal.
- Del análisis económico se puede concluir que es más rentable un separador GLCC que un convencional horizontal trifásico según el análisis de la TIR y el VAN.
- El separador GLCC representa una alternativa válida en relación con el costo de inversión y de operación respecto al volumen de proceso en comparación con separadores convencionales.
- El separador GLCC tipo ciclónico funcionó sin problemas para un rango de crudos de 18° a 22° API.

## **RECOMENDACIONES**

- Implementar un laboratorio de diseño de equipos de procesamiento de hidrocarburos, basados en software HYSYS.
- Desarrollar modelos físicos de equipos de separación a escala de laboratorio para el estudio del fenómeno de separación de fases.

## REFERENCIAS

- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations* (Vol. 1). USA: Elsevier.
- Barahona, T. (2016). *Simulación numérica de un separador trifásico compacto con tecnología ciclónica para medir flujo multifásico*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Beggs, H. D. (2002). *Production Optimization with Nodal Analysis*. Tulsa, USA: OGCI and Petroskills Publications.
- Benítez, V., & Olmedo, P. (2011). *Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo Secoya del Distrito Amazónico*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Condit, G. (2008). *Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Dorine*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6229/1/Tesis.pdf>
- Lyons, W. (2010). *Working guide to Petroleum and Natural Gas Production Engineering*. Amsterdam, The Netherlands: Gulf Publishing.
- Mohan, R. S., & Shoham, O. (2018). State of the Art of Compact Separators for Production Measurement-from Lab to the Field. *UPM Forum*. Houston: University of Tulsa.
- Montesdeoca, H. F. (2008). *Evaluación y Control Actualizado de la Producción de Arena del Campo Fanny 18-B del Bloque Tarapoa*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3931/1/CD-1236.pdf>
- Ross, S. M. (2004). *Introduction to Probability and Statistics for Engineers and Scientists* (3rd. ed.). Burlington, USA: Elsevier Academic Press.
- Salazar, J. (2012). *Análisis técnico comparativo entre separador de prueba trifásico horizontal y el separador portátil compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica (GLCC)*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.

Wang, S., Gomez, E., Mohan, R. S., & Shoham, O. (2001). Gas-Liquid Cylindrical Cyclone (GLCC) Compact Separator for Wet Gas Applications. *Proceedings of ETCE 2001 Engineering Technology Conference on Energy* (pp. 1-11). Houston: ASME.

Zuniga, S. (2013). *Separation Technologies in oil and Gas Production*. Noruega: NTNU.