



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**TEMA:**

**ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE EL SEPARADOR  
DE PRUEBA TRIFÁSICO CONVENCIONAL Y EL SEPARADOR  
PORTÁTIL COMPACTO DE FLUJO MULTIFÁSICO MEDIANTE  
TECNOLOGÍA CICLÓNICA (GLCC).**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE TECNÓLOGO EN PETRÓLEOS**

**ELABORADO POR: JAVIER FABRICIO SALAZAR GANCHALA**

**DIRECTOR: ING. CARLOS JÁCOME**

**QUITO, JUNIO 2012**

# **DERECHOS DE AUTOR**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2012  
Reservados todos los derechos de reproducción

# **DECLARATORIA**

Lo expresado y manifestado en la presente tesis es responsabilidad únicamente de su autor: Javier Fabricio Salazar Ganchala.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

**JAVIER SALAZAR**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que la presente tesis de grado fue elaborada en su totalidad por el señor, Javier Fabricio Salazar Ganchala, bajo mi dirección y supervisión.

---

Ing. Carlos Jácome  
DIRECTOR DE TESIS

## **DEDICATORIA**

A Dios al creador de todas las cosas mi fortaleza, que me ha permitido no darme por vencido, a mi familia a mi esposa y a mis hijos que me han apoyado para alcanzar este objetivo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A todas las personas que de una u otra forma me ayudaron con un granito de arena para cumplir esta meta en mi vida.

A la empresa Andes Petroleum que me brindo el apoyo necesario para alcanzar a lograr esta meta académica.

Al Ing. Carlos Jácome mi director de tesis por su paciencia y amistad, por compartir sus conocimientos y contribuir así en mi enriquecimiento profesional.

A todos los ingenieros de mi carrera de Tecnología de Petróleos de LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, que brindaron lo mejor de sus conocimientos y su amistad para llegar a cumplir este logro.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>Derechos de autor</b>	II
<b>Declaratoria</b>	III
<b>Certificación</b>	IV
<b>Dedicatoria</b>	V
<b>Agradecimientos</b>	VI
<b>Índice de contenido</b>	VII
<b>Índice general</b>	VII
<b>Índice de tablas</b>	X
<b>Índice de figuras</b>	XI
<b>Resumen</b>	XIII
<b>Summary</b>	XIV

## INDICE GENERAL

<b>Capítulo I</b>	1
1. Introducción	2
1.1. Generalidades	2
1.2. Idea a defender	2
1.3. Justificación	3
1.4. Objetivos	3
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5. Alcance	4
1.6 Marco de referencia	5
1.6.1 Marco teórico	5
1.7 Variables	5
1.8 Metodología	5
1.8.1 Técnica de investigación	6

<b>Capítulo II</b>	7
2. Generalidades	8
2.1. Separación de fases gaseosa y líquida del hidrocarburo	8
2.1.1. Etapas de separación	8
2.1.2. Separación por gravedad	10
2.1.3. Separación por fuerza centrífuga	11
2.1.4. Separación por choque	11
2.1.2. Limitación en el número de etapas de separación	12
2.1.3. Determinación del número óptimo de etapas	12
2.2. Flujo multifásico	13
2.2.3. Regímenes de flujo en flujo vertical	15
2.2.3.1. Flujo tapón	16
2.2.3.2. Patrón de flujo agitado	16
2.2.3.3. Flujo anular	17
2.2.4. Regímenes de flujo en flujo horizontal	17
2.2.4.1. Patrón de flujo estratificado	18
2.2.4.2. Patrón de flujo intermitente	18
2.2.4.3. Patrón de flujo anular	19
2.2.4.4. Patrón de flujo burbujas dispersas	19
2.2.5. Sistemas multifásicos	19
<b>Capítulo III</b>	21
3. Descripción del separador convencional	22
3.1. Objetivos del separador	22
3.1.1. Deshidratación del gas	22
3.1.2. Eliminación de gas del líquido	23
3.1.3. Separación agua del petróleo	24
3.2. Principio de funcionamiento	24
3.3. Secciones de un separador	27
3.3.1. Sección primaria	27
3.3.2. Sección secundaria	28
3.3.3. Sección de extracción de niebla	28
3.3.4. Sección de almacenamiento de líquidos	29



3.4. Componentes del separador	30
3.4.1. Internos	30
3.4.2. Externos	34
3.5. Tipos de Separadores	36
3.5.1. Por su función	36
3.5.2. Por el fluido que separa	36
3.5.3. Por su forma	36
3.5.3.1. Verticales	37
3.5.3.2. Horizontales	37
3.5.3.3. Esféricos	38
3.6. Tiempo de residencia	39
3.7. Medición de flujo	40
3.7.1. Medidores de presión diferencial	41
3.7.1.1. Medidor de orificio	41
3.7.1.1.1 Tipos de placa de orificios	43
3.7.1. 2. Tubo venturi	43
3.7.1.3. Tubo dall	44
3.7.2. Medidores de área variable	45
3.7.3 Medidor de desplazamiento positivo	45
3.7.4. Medidor de flujo tipo turbina	47
<b>Capítulo IV</b>	49
4. Descripción del separador compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica	50
4.1. Separadores Compactos	50
4.2. Diseño del Separador GLCC	51
4.2.1 Introducción	51
4.2.1.1 Cuerpo del separador	53
4.3. Principios y consideraciones de diseño del separador GLCC	54
4.4. Funcionamiento del separador GLCC	57
4.5. Análisis de la entrada inclinada	58
4.5.1. Componentes del separador GLCC	61

4.6. Descripción del separador GLCC en el campo de exploración	61
4.6.1 Control e instrumentación	62
4.5.2 Control automático y monitoreo del sistema	64
4.5.3 Estrategias de control automático	65
<b>Capítulo V</b>	67
5. Comparación entre el separador de prueba trifásico convencional y el separador portátil compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica (GLCC)	68
5.1. Generalidades	68
5.2. Análisis de la prueba de pozo	69
5.2.1. Prueba de pozo con separador convencional de prueba	70
5.2.2. Prueba de pozo con el separador GLCC	72
5.3. Criterio técnico del estudio	75
5.3.1. Medición de la producción con separador de prueba	76
5.3.2. Medición de la producción con el separador GLCC	78
5.4. Separador de prueba convencional vs. separador GLCC	80
5.4.1. Ventajas del GLCC	86
<b>Capítulo VI</b>	88
6.1. Conclusiones	89
6.2. Recomendaciones	90
Bibliografía	91
Glosario de términos	93
Nomenclatura	96
Anexos	98

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla# 1 Datos de pozos en el separador V-002	77
Tabla# 2 Datos de pozos en el separador GLCC	79
Tabla# 3 Separador V-002 vs separador GLCC	81

Tabla# 4 Diferencias de barriles de flujo por día (BFPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC	82
Tabla# 5 Diferencias en el flujo de barriles de agua por día (BAPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC	84
Tabla# 6 Diferencias en el flujo de barriles de crudo por día (BAPD) entre el separador V-002 vs separador GLCC	86

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Flujo Burbuja dispersa	14
Figura 2. Flujo Estratificado gas líquido	14
Figura 3. Flujo Intermitente slug y burbuja elongada	15
Figura 4. Regímenes de flujo en flujo vertical	16
Figura 5. Separador convencional	25
Figura 6. Deflector	30
Figura 7. Platos coalescentes	31
Figura 8. Extractor de niebla	32
Figura 9. Rompedores de vértice	33
Figura 10. Separador trifásico	35
Figura 11. Placa orificio	42
Figura 12. Tubo venturi	44
Figura 13. Tubo dall	45
Figura 14. Medidor de desplazamiento positivo	46
Figura 15. Medidor de flujo con turbina	48
Figura 16. Esquema de las secciones del separador GLCC	52
Figura 17. Esquema general del separador GLCC	53
Figura 18. Consideraciones del separador GLCC	54
Figura 19. Entrada inclinada del separador GLCC	57
Figura 20. Esquema del proceso de separación dentro del separador GLCC	58

Figura 21. Comportamiento ideal del flujo dentro de la entrada inclinada del separador GLCC (flujo estratificado)	59
Figura 22. Vista esquemática de la entrada inclinada del separador GLCC	60
Figura 23. Planos as- built GLCC	62
Figura 24. Separador ciclónico	63
Figura 25. PLC Allen Bradley	65
Figura 26. Separador de prueba convencional	72
Figura 27. Separador de prueba GLCC	73
Figura 28. Prueba de pozo separador GLCC	75
Figura 29. Datos de flujo obtenidos del separador de prueba	78
Figura 30. Datos de flujo obtenidos del separador GLCC	80
Figura 31. Barriles de flujo por día (BFPD) separador convencional vs GLCC	83
Figura 32. Barriles de agua por día (BAPD) separador convencional vs GLCC	84
Figura 33. Barriles de crudo por día (BCPD) Separador convencional vs GLCC	85

## **RESUMEN**

El presente trabajo tiene como objetivo dar a conocer la descripción del uso del separador de prueba convencional y el separador ciclónico GLCC.

Capítulo (I): Se define una introducción de la realización del trabajo, se describe el objetivo general como los objetivos específicos y el alcance que brinda la realización del mismo.

Capítulo (II): Se explica conceptos básicos de flujo multifásico y de separación de las fases de crudo y gas.

CAPÍTULO (III): Se expone al separador convencional de prueba con sus diferentes componentes y la clasificación de los separadores, sus ventajas y desventajas.

CAPÍTULO (IV): Da una introducción del separador GLCC, su desarrollo operacional, funcionamiento y sus componentes.

CAPÍTULO (V): Describe el análisis comparativo entre el separador convencional y el separador ciclónico (GLCC) así como la realización de pruebas en cada uno de ellos. El desarrollo del estudio y las ventajas del uso del separador GLCC.

CAPÍTULO (VI): Finalmente de acuerdo al trabajo de investigación desarrollado, se enumera algunas conclusiones y recomendaciones.

## **SUMMARY**

This present work has the objective to give a description of the use of the conventional test separator and the cyclone separator GLCC.

CHAPTER (I): It defines an introduction about the work execution. It also describes the general as well as specific objectives and the scope that this work has during its execution.

CHAPTER (II): Explains basic concepts of multiphase flow and phase separation of oil and gas.

CHAPTER (III): Exposed to conventional test separator with its different components and the classification of the separators, their advantages and disadvantages.

CHAPTER (IV): It gives an introduction GLCC separator, operational development, operation and components.

CHAPTER (V): It describes the comparative analysis between conventional separator and cyclone separator (GLCC), such as testing each of them. The development of the study and the advantages of using the GLCC separator.

CHAPTER (VI): Finally, according to the developed research, some conclusions and recommendations are listed.

# **CAPÍTULO I**

# **1. Introducción**

## **1.1 .Generalidades**

Tradicionalmente, la industria del petróleo ha utilizado para la medición del flujo multifásico y la cuantificación individual de los flujos volumétricos de las fases, grandes separadores de prueba. Los nuevos mecanismos de separación de crudo nos permiten integrar nuevas tecnologías, uno de estos sistemas, de reciente desarrollo, es el separador Cilindro Ciclónico Gas-Líquido (en adelante GLCC<sup>1</sup>), que en los últimos años, se ha venido desarrollando para la separación de fases de una mezcla multifásica, la cual se fundamenta en la separación de las fases mediante un efecto ciclónico. Esta tecnología puede orientarse hacia la medición de flujo multifásico de pozos productores, especialmente en aplicaciones de aforo.

La medición a boca de pozo (prueba de pozo) es de gran interés para los ingenieros de producción y de yacimientos, pues provee de información necesaria para evaluar y optimizar el desempeño de pozos de producción de hidrocarburos.

La cuantificación confiable del flujo de cada una de las fases de una corriente de producción, permite tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos, con esta información los ingenieros pueden identificar, comprender y remediar los problemas asociados con el flujo de pozos.

## **1.2. Idea a defender**

Si se desarrolla un análisis técnico comparativo describiendo otro tipo de tecnología para la cuantificación en la evaluación de pozos, basado en la utilización del separador portátil compacto de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica podremos obtener otro método de valoración de los

---

<sup>1</sup> Gas Liquid Cylindrical Cyclone, Copyright The University of Tulsa



parámetros de los pozos de una manera confiable al trabajar con este separador.

### **1.3. Justificación**

El desarrollo de este tema nos permitirá demostrar la veracidad de los datos que se obtienen a través del uso de un separador compacto portátil utilizando un sistema de medición de flujo, actuando bajo el principio de separación de fases mediante el efecto ciclónico, y la reducción en el espacio en las instalaciones de superficie, orientado hacia alternativas más económicas y eficientes de medición en comparación con los sistemas de medición que incorporan separadores de prueba convencionales eliminando de esta manera algunos equipos costosos de las facilidades de producción.

El uso del separador compacto con tecnología ciclónica nos permitirá conocer los beneficios que este tipo de tecnología nos brinda al ser un equipo fácil de transportar, para realizar una evaluación a boca de pozo cuando ha salido de algún tipo de mantenimiento (work over) o cuando un pozo recién sale de perforación, de esta manera podremos tener información rápida y precisa para poder evaluar de manera inmediata y conocer el comportamiento del pozo.

Por esta razón el desarrollo de un sistema de medición empleando separadores ciclónicos representa grandes ventajas en cuanto a costo, eficiencia y tamaño.

### **1.4. Objetivos**

Para el presente trabajo se define un objetivo general que nos muestra a donde se quiere llegar con nuestra investigación y varios objetivos específicos que son las tareas que se van a cumplir con este trabajo.

### **1.4.1. Objetivo general**

Desarrollar un estudio que permita comparar la eficiencia técnica y operativa del separador de flujo multifásico con tecnología ciclónica utilizada actualmente para la cuantificación de los fluidos frente al separador de prueba tipo trifásico y así tener de manera concisa la veracidad de los datos que se obtiene al utilizar este tipo de método y recomendar su aplicabilidad si fuera el caso.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Describir los principios de funcionamiento del separador convencional de prueba.
- Conocer el funcionamiento del sistema de medición de flujo en el separador convencional.
- Detallar los principios de funcionamiento del separador de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica.
- Analizar las ventajas y desventajas de los dos equipos.

### **1.5. Alcance**

Con este estudio se pretende demostrar la confiabilidad de la utilización de nuevas tecnologías en separadores de prueba y de las ventajas que prestan los mismos en las operaciones de campo, donde se requiere conocer la capacidad de producción de un pozo, en el caudal de gas, de petróleo, de agua y la medición de las mismas en forma inmediata a las pruebas de producción.

## **1. 6. MARCO DE REFERENCIA**

### **1.6.1 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.

### **1.7. Variables**

Dependiente.

Separador convencional de prueba y separador ciclónico GLCC

Independiente

Comparación de las pruebas de pozo en cada uno de los equipos.

### **1.8. Metodología**

Este proyecto está empleando los métodos deductivos, sintéticos y analíticos, con el cual se ha llevado adelante el mismo para su buen desarrollo.

**Con el método deductivo** se realiza las consultas y las generalidades de todos los dos equipos a compararse.

**Con el método sintético** se da el resultado del resumen del método deductivo.

**Con el método analítico** se logra el análisis de todo el proyecto que busca dar a conocer la veracidad y confiabilidad de datos (prueba de pozos) que ofrece la utilización de este separador portátil. Incluyendo el análisis del uso de este equipo para así determinar la rentabilidad de la incursión en el mismo.

### **1.8.1. Técnica de investigación**

La técnica de observación, es la que nos permite concluir nuestro trabajo, mediante las visitas realizadas a la planta de proceso donde se encuentran los dos equipos, las entrevistas de los operadores de planta y la revisión de los datos, permitirán obtener información, además folletos, manuales, normas y demás documentos de internet.

# **CAPÍTULO II**

## **2. Generalidades**

### **2.1. Separación de fases gaseosa y líquida del hidrocarburo**

El proceso de separación de distintas fases, es una de las operaciones básicas en la producción, el procesamiento, el tratamiento del gas natural y el petróleo, esta operación, permite separar los diversos componentes de una mezcla de gas natural, hidrocarburos y agua, de forma tal de optimizar el procesamiento y la comercialización del crudo y el gas. Este proceso se lleva a cabo en un recipiente conocido generalmente como separador.

#### **2.1.1. Etapas de separación**

El fluido es una mezcla de gas, petróleo, agua y algunas ocasiones sólidos, los fluidos producidos en cabeza de pozo están constituidos por una mezcla compleja de compuestos de hidrógeno y carbono, todos con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. A medida que el caudal de pozo fluye desde el yacimiento donde se encuentra a altas presiones y temperaturas, este caudal experimenta reducciones en la presión y la temperatura, por lo que el gas que está asociado al líquido se va liberando y separando.

En estas condiciones, la velocidad del gas arrastra las gotas de líquido y éste por su parte arrastra las burbujas de gas.

Cuando los fluidos producidos por el pozo fluyen a través de más de un separador; es decir, a través de separadores puestos en serie, los separadores son referidos como etapas de separación, las cuales dependerán de la presión

con la cual el crudo proveniente de cada pozo, haga su entrada a la estación de flujo.

El caudal de producción llega al separador primario, es sometido a una caída de presión y allí es donde se completa la separación de las dos fases líquido – gas. La separación física de estas dos fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento de petróleo y gas.

Las etapas de separación de petróleo y gas (comúnmente denominadas trenes de separación) están definidas como una serie de separadores operando a presiones que son reducidas secuencialmente.

El líquido es descargado de un separador de alta presión al próximo separador de más baja presión. El propósito de esta separación por etapa es obtener el máximo recobro de líquidos hidrocarburos proveniente de los fluidos de los pozos y proveer la máxima estabilización de líquido y gas. En una instalación de separadores multietapas ocurren dos procesos de liberación de gas.

Estos son la separación instantánea o flash y la separación diferencial. La separación instantánea se lleva a cabo cuando se reduce la presión en el sistema permaneciendo en contacto el líquido y el gas durante tal disminución, a través de este proceso se obtiene el máximo de gas y el mínimo de líquido, y se presenta cuando los fluidos del pozo fluyen a través de la formación, tuberías, choques, reguladores de presión y líneas de superficie.

La liberación diferencial se origina cuando el gas que se encontraba en solución en el crudo y el que permanece libre con él, es removido del contacto con el líquido durante la reducción de presión en el sistema, a través de este proceso se obtiene el máximo de líquido y el mínimo de gas, y se presenta cuando el fluido pasa a través de un separador, donde el petróleo y el gas son separados y descargados por separados.

Por razones de la naturaleza de los múltiples componentes del fluido producido, se puede demostrar que a mayor número de etapas de separación, mayor será la cantidad de componentes livianos que permanecen en equilibrio en la fase líquida. Cuando cambian las condiciones de presión y temperatura a la cual se produce la separación, también cambiara la cantidad de gas y/o de líquido que se separa de la corriente.

El caudal de líquido y el caudal de gas separado en cada una de las etapas pueden ser calculados, a partir de la composición de los hidrocarburos en procesamiento, a la temperatura y presión de operación determinadas para cada una de las etapas. Este cálculo puede ser realizado mediante los cálculos de separación instantánea o Flash Calculations ó cálculo de fases. Hasta hace algunos años estos cálculos eran sumamente fastidiosos y se requerían de varias horas para conocer la cantidad de líquido y la composición resultante mediante cálculos manuales. En la actualidad, los cálculos se efectúan por medio de software llamados simuladores de procesos.

### **2.1.2. Separación por gravedad**

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple, cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como separador por gravedad.

La separación se produce debido a la diferencia de densidades entre los fluidos y al tiempo de residencia. Para que se pueda aprovechar estas dos acciones de mejor manera se debe reducir la velocidad de flujo.

Por ejemplo, si se tiene flujo vertical hacia arriba, las partículas del líquido de mayor peso que se van a separar caen a contra flujo. Cuando se tienen dos fluidos inmiscibles en reposo las partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional.



Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento.

El tiempo de reposo que se necesite va a depender en gran proporción del tipo de mezcla agua – petróleo que se tenga y del tipo de emulsiones. La velocidad de ascenso de las gotas en un medio continuo calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad recomendable promedio que debería tener cada gota para tener una mejor separación agua – petróleo.

### **2.1.3. Separación por fuerza centrífuga**

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de flujo, pueden ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas.

Las partículas de líquido conectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un cierto valor crítico.

### **2.1.4. Separación por choque**

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas. La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo malla de alambre.

### **2.1.5. Limitación en el número de etapas de separación**

La selección del número de etapas requeridas en un proceso de separación gas/líquido partiendo de alta presión de llegada al separador, se obtiene teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

A más etapas agregadas al proceso, se obtiene menor incremento de producción en cada etapa adicional. Este factor trae como consecuencia una limitación en el número de etapas de separación, ya que entra en juego el factor económico, debido al costo del separador adicional, así como de su instalación, operación y mantenimiento del mismo, frente a la disminución progresiva de las ganancias de producción líquida por la instalación de un separador adicional.

### **2.1.6. Determinación del número óptimo de etapas.**

De acuerdo a lo anterior, se hace necesario determinar un número óptimo de etapas que se corresponda con los requerimientos técnicos, operacionales y económicos. A continuación se describen algunos de los parámetros que deben ser considerados para esta determinación.

- Cálculos de separación instantánea para determinar el caudal de líquido y de gas separados en cada una de las etapas.
- Balance económico, basado en la ganancia obtenida por la adición de un nuevo separador vs. el valor del equipo a instalar; su instalación y los costos adicionales de operación y mantenimiento.
- Potencial del yacimiento
- Declinación de la presión original del yacimiento

- Análisis del efecto de contrapresión a la formación, el cual puede originar pérdidas de producción mayores a las ganancias obtenidas por la implementación de etapas de separación adicionales.
- El número de etapas de separación depende principalmente de la cantidad de gas asociado al aceite, esto es el RGP (relación gas- petróleo).

## 2.2. Flujo multifásico

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar. Las características de fase individuales comunes tales como el perfil de velocidad, turbulencia y el lindero de la capa, son tan inapropiados para describir la naturaleza de tales flujos.

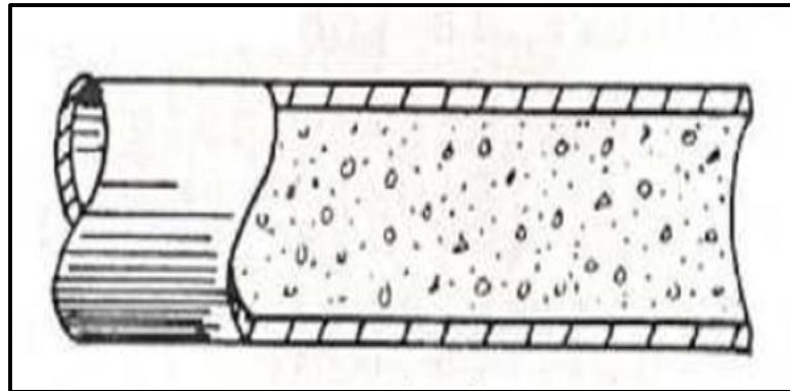
Las estructuras del flujo son clasificadas en regímenes de flujo, que de las características precisas depende el número de parámetros. La distribución de la fase de fluido en espacio y tiempo difiere por los variados regímenes de flujo, y usualmente no están bajo el control del diseñador u operador.

Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades del fluido, ratas de flujo, orientación, geometría y<sup>2</sup> tubería por la que el flujo de fluido atraviesa. La transición entre diferentes regímenes de flujo puede ser de un proceso gradual. La determinación de regímenes de flujo en tuberías y operación no son fáciles. El análisis de fluctuación de la presión local y / o la densidad por medio de un densitómetro de rayos Gama ha sido usada en experimentos. Sin embargo todos los regímenes de flujo, pueden ser agrupados dentro del flujo disperso, flujo estratificado, flujo intermitente o una transición entre estos.

---

<sup>2</sup> Handbook Multiphase, Schlumberger

Flujo disperso está caracterizado por una fase uniforme de distribución en ambas direcciones, la radial y la axial. Ejemplos de tales flujos son el flujo de burbuja.

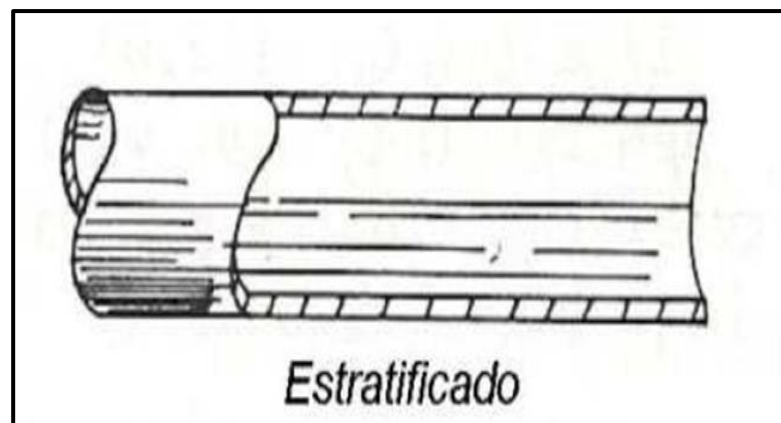


**Figura1.** Flujo burbuja dispersa

**Fuente:** Apariencia de los regímenes de flujo (Campbell, 1979)

**Elaborado por:** Javier Salazar

Flujo estratificado está caracterizado por una fase de distribución no continua en la dirección radial y una fase de distribución continua en la dirección axial. Ejemplos de esos flujos son: estratificado y anular (con pocas gotitas de fracción entrenada).

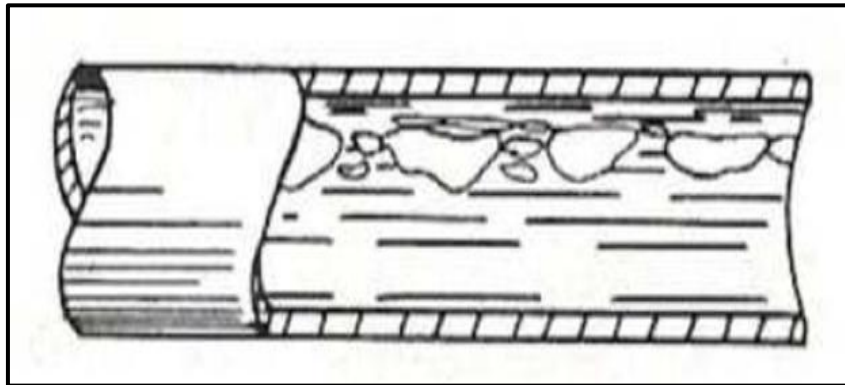


**Figura 2.** Flujo estratificado gas líquido

**Fuente:** Apariencia de los regímenes de flujo (Campbell, 1979)

**Elaborado por:** Javier Salazar

El flujo intermitente está caracterizado por ser no-continuo en la dirección axial, y por eso exhibe un comportamiento local inestable. Ejemplos de flujos son las burbujas alargadas, flujos tapón (slug).



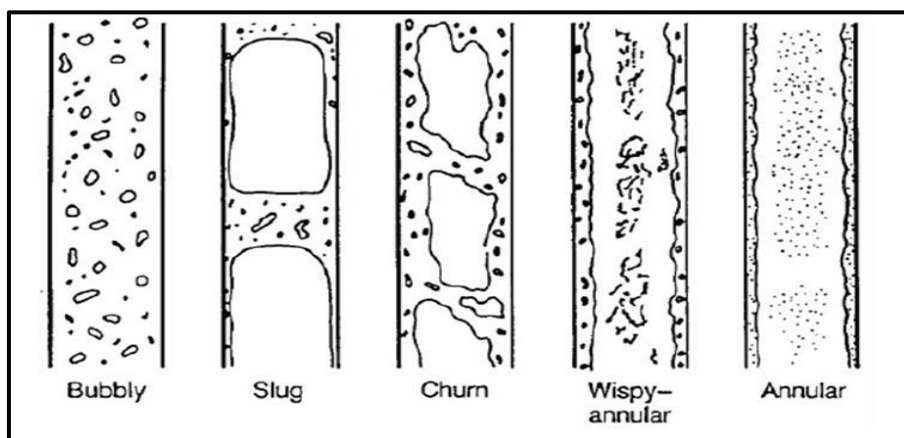
**Figura 3.** Flujo intermitente slug y burbuja elongada

**Fuente:** Apariencia de los regímenes de flujo (Campbell, 1979)  
**Elaborado por:** Javier Salazar

### 2.2.3. Regímenes de flujo en flujo vertical

El flujo multifásico en tuberías verticales se da en la tubería de producción cuando la presión al fondo del pozo excede a la presión del punto de burbuja, existiendo una pérdida gradual de la presión mientras el petróleo fluye del fondo del pozo a la superficie lleva una creciente cantidad de gas que se libera del petróleo al disminuir la presión.

En la figura se presentan posibles patrones de flujo bajo la condición de flujo bifásico en una tubería horizontal, estos patrones pueden ser agrupados en tres categorías entre ellos flujo estratificado donde las fases están separadas comprendiendo como ocurre en el patrón de flujo estratificado liso y ondulado; flujo disperso donde una de las fases está dispersa en la otra como lo son los patrones de flujo anular y de burbuja dispersa.



**Figura 4.** Regímenes de flujo en flujo vertical

**Fuente:** Apariencia de los regímenes de flujo (Campbell, 1979)

**Elaborado por:** Javier Salazar

### 2.2.3.1. Flujo tapón

Bajo el esquema de flujo vertical, el patrón de flujo tapón es simétrico con respecto al eje de la tubería. La fase gaseosa está ubicada en una burbuja de gas en forma de bala denominada burbuja de Taylor, con un diámetro aproximadamente igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste en un flujo alternado de burbujas de Taylor y tapones de líquido que cubren la sección transversal de la tubería. Una película de líquido fluye hacia abajo entre la burbuja de Taylor y la pared de la tubería.

La película penetra en el tapón de líquido y forma una zona de mezclado aireadas por pequeñas burbujas de gas.

### 2.2.3.2. Patrón de Flujo agitado

Este patrón de flujo está caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo tapón, pero luce más caótico con contornos no claros entre las fases. Ocurre a altas tasa de gas donde los puentes de los tapones de líquido en la tubería son cortos. Los tapones son arrastrados por la fase de gas, roto y cae de regreso, y emergen con el siguiente tapón. Como resultado de esto la burbuja de Taylor es distorsionada y ocurre la agitación de las fases.

### **2.2.3.3. Flujo anular**

En flujo vertical como consecuencia de la simetría del flujo el espesor de la película de líquido alrededor de la tubería es uniforme. Al igual que en caso de una tubería horizontal el flujo se caracteriza por una alta velocidad de la fase gaseosa. La fase líquida se mueve a menor velocidad formando un anillo alrededor de la tubería y con arrastres de gotas de líquido en la fase gaseosa. La interface es altamente ondulada originando elevados esfuerzos interfaciales.

Para flujo vertical descendente, el flujo anular existe a bajas velocidades, en forma de una película de líquido descendiendo. En flujo tapón, el comportamiento hidrodinámico es similar al existente en flujo ascendente, excepto que la burbuja de Taylor es inestable y excéntricamente ubicada respecto al eje de la tubería. La burbuja de Taylor puede ascender o descender dependiendo de la tasa de flujo relativo de las fases líquido y gas.

### **2.2.4. Regímenes de flujo en flujo horizontal**

La mayoría de los pozos tienen flujo multifásico en parte de sus tuberías. En flujos horizontales también las transiciones son funciones de factores tales como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y densidad de las fases.

Los posibles patrones de flujo bajo la condición de flujo bifásico en una tubería horizontal o ligeramente inclinada pueden ser agrupado en tres categorías entre ellos flujo estratificado donde las fases están separadas comprendiendo los patrones de flujo estratificado liso y ondulado, flujo disperso donde una de las fases está dispersa en la otra como lo son el patrón de flujo anular y burbuja disperso y por último los patrones de flujo intermitente, donde una sección fija en la tubería en un instante está ocupada por una distribución

mientras que un instante posterior tiene otra configuración de fases, entre estos tenemos flujo tapón (slug) y burbujas elongadas.

#### **2.2.4.1. Patrón de flujo estratificado**

Este patrón de flujo ocurre a tasas de flujo de gas y líquido relativamente bajas, las dos fases están bien separadas por el efecto de la gravedad, donde la fase líquida fluye en la parte inferior de la tubería, mientras que la fase gaseosa lo hace en el tope de la tubería. El flujo estratificado es dividido en dos, flujo estratificado liso donde la interface es lisa y flujo estratificado ondulado donde la interface presenta ciertas ondulaciones estables.

#### **2.2.4.2. Patrón de flujo intermitente**

Este patrón de flujo se caracteriza por presentar flujo alternado de gas y líquido. Tapones de líquido y gas, los cuales llenan la sección transversal de la tubería y separados por una burbujas de gas en contacto con una capa de líquido fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de este flujo consiste en un tapón de líquido fluyendo sobre una película de líquido lenta que se mueve frente de este. El líquido en el cuerpo del tapón puede ser aireado por pequeñas burbujas de gas, las burbujas se concentran en el frente del tapón y en el tope de la tubería.

Este patrón de flujo comprende los patrones flujo tapón (slug) y burbuja elongadas. El comportamiento del flujo tapón y burbuja elongadas son similares en lo referente al mecanismo de flujo y en muchas ocasiones no se realizan distinciones entre ellos. El patrón burbuja elongadas se considera un caso extremo del flujo tapón, cuando el tapón de líquido esté libre de burbujas atrapadas. Esto ocurre a tasas de gas relativamente pequeñas.



### **2.2.4.3. Patrón de flujo anular**

Flujo anular existe a muy alta tasa de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en el centro de la tubería, mientras que la fase líquida forma una película alrededor de la tubería. La película en el fondo de la tubería es más delgada que en el tope, dependiendo de la magnitud relativa de las tasas de flujo de gas y líquido.

A bajas tasas de flujo el líquido fluye en el fondo de la tubería, mientras ondas aireadas están distribuidas alrededor de la periferia de la tubería y tocan la parte superior de la tubería, este patrón de flujo ocurre en la zona de transición entre los patrones de flujo estratificado ondulado, flujo tapón y flujo anular.

No es flujo estratificado por que el líquido es barrido alrededor de la periferia de la tubería y eventualmente tocan el tope de la misma.

Tampoco en flujo tapón debido a que ninguna película de líquido es formada.

### **2.2.4.4. Patrón de flujo burbujas dispersas**

A muy altas tasas de flujo de líquido esta fase representa la fase continua, mientras que la fase gaseosa representaría la fase dispersa en forma discretas burbujas. En general, las burbujas se distribuyen en el seno de la fase líquida y viajan a la misma velocidad de esta última fase, por lo tanto el flujo es considerado como flujo homogéneo.

### **2.2.5. Sistemas multifásicos**

Los sistemas multifásicos se clasifican convenientemente en función del número total de componentes, no de fases. Como se expone en esta introducción a los equilibrios de fases, la descripción que hace la

termodinámica de estos equilibrios depende fundamentalmente del número de componentes.

Los sistemas de interés son:

- a. Flujo en una sola fase: Petróleo, agua, gas.
- b. Flujo en dos fases: Gas-petróleo; agua-petróleo; gas-agua.
- c. Flujo en tres fases: Gas-petróleo-agua.

Cuando muchos componentes están presentes en un sistema multifásico, la descripción termodinámica se complica. Una disolución de sal en agua, y el vapor de agua sobre ella, es un caso típico de un sistema de dos componentes, donde uno de ellos se encuentra en las dos fases.

Los sistemas multifásicos, de muchos componentes, presentan como variables además de la presión, la temperatura y el volumen, los números de moles de los componentes individuales. La composición de las fases individuales se expresa normalmente con ayuda de las fracciones molares. Si sólo tenemos dos componentes, podemos expresar la fracción molar del segundo componente a partir de la fracción molar del primero.

# **CAPÍTULO III**

### **3. Descripción del separador convencional**

El separador convencional de prueba es un recipiente en el cual una mezcla de fluidos que no son solubles entre sí, se separan el uno con el otro.

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 segregarse o separarse es usualmente de dos o tres fases; de acuerdo a 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.

#### **3.1. Objetivos del separador**

##### **3.1.1 Deshidratación del gas**

La separación de los líquidos del gas empieza a medida que el reservorio se pone en comunicación con la superficie a través del pozo, debido básicamente a la liberación instantánea de las moléculas de gas en atención a la disminución de la presión; esta separación aumenta progresivamente a través

de la tubería vertical dentro del pozo y horizontal desde la cabeza del pozo hasta la estación de recolección y tratamiento de los hidrocarburos.

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<sup>3</sup>.

### **3.1.2 Eliminación de gas del líquido**

La mayoría de los petróleos crudos están saturados con gas natural a presiones y temperaturas de yacimientos. Las características físico – químicas del petróleo y sus condiciones de presión y temperatura a que este se halle, por consiguiente, el volumen de gas que un separador podrá remover al crudo depende igualmente de las propiedades físico-químicas del aceite, de la presión y temperatura de operación, del caudal que se encuentra manejando, del tamaño y configuración del separador, etc. El caudal y la profundidad del líquido, determinan el tiempo de retención del fluido, el cual es fundamental para lograr una buena separación. Los métodos usados en separadores para

---

<sup>3</sup> Curso Básico Para Operadores de Facilidades De Superficie

remover gas del petróleo crudo son: asentamiento (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.)

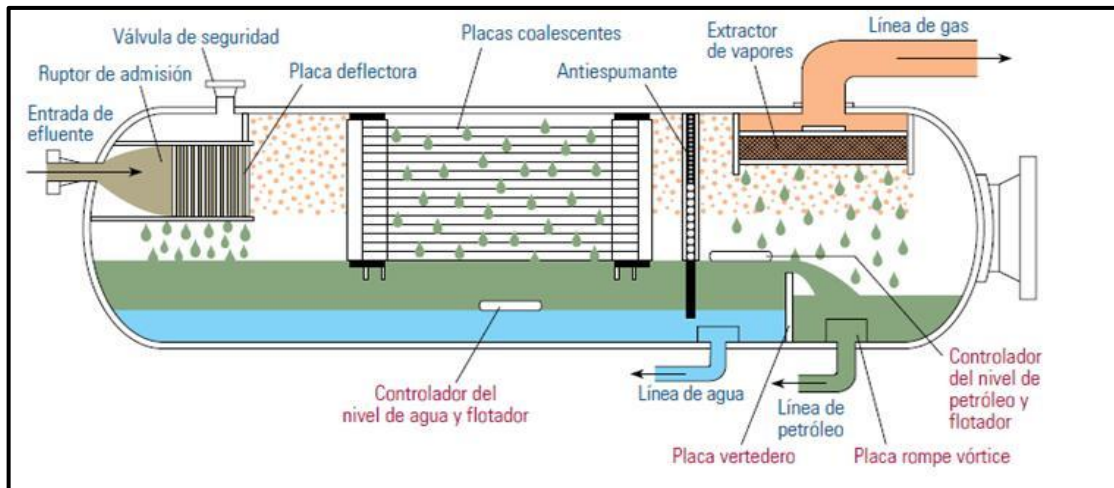
### **3.1.3 Separación de agua del petróleo**

La cual se puede lograr 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.

## **3.2. Principio de Funcionamiento**

El separador es un recipiente horizontal o vertical al cuál ingresa el fluido proveniente de los pozos. Este fluido está compuesto por gas, petróleo y agua, que se separan en el equipo por gravedad.

El fluido entra en el separador (Fig. 5) y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y gas. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección.



**Figura 5.** Separador convencional

**Fuente:** Oilfield Review, Schlumberger  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado se separe del petróleo y suba al espacio de gas. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel detecta cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfase de gas - líquido.

Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que

el gas salga del recipiente, pasa por una sección de acumulación, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para acumular y remover las gotas muy pequeñas.

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

Pasos de la separación:

1. El agua es la fase más pesada, y es la que primero se retira, por el fondo del recipiente.
2. El petróleo es más liviano que el agua y una vez separados rebosa por encima del bafle, y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido.
3. El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar en este caso, se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, haciéndolo pasar previamente por la caja de extracción de niebla donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa.

Para que la separación de las fases líquidas tenga lugar, las gotas deben:

- Formarse.
- Crecer en tamaño.
- Desplazarse verticalmente.

Las gotas de agua que se formen en el seno de la fase de petróleo descenden, y las de petróleo que se forman en la fase acuosa, ascienden.



Para que la separación de las fases se realice depende de diversos factores que se detallan de una manera general a continuación:

- Tiempo de residencia en el equipo.
- Densidad y viscosidad de los fluidos.
- Temperatura de operación.
- Distribución de los tamaños de gotas de agua y petróleo en la entrada del equipo.
- Velocidad del gas en el equipo.
- Presión de operación.

### **3.3. Secciones de un separador**

Aún cuando los separadores pueden tener distintas configuraciones, generalmente poseen una sección primaria o de entrada, una sección secundaria donde las fases fluyen libremente y una sección de recolección del líquido separado.

#### **3.3.1 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. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

### **3.3.2. 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. En algunos diseños se utiliza veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas del líquido.

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.

### **3.3.3. 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.

El dispositivo usado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambres entrelazados, o por tubos ciclónicos.

#### **3.3.4. 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.

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

A parte de las cuatro secciones descritas el separador debe tener un sistema de seguridad que permita operar el equipo dentro de los parámetros de seguridad industrial que estos equipos deben tener como: sistemas de alivio y bloqueo.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches del líquido en pozos de bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo siempre es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su operación y mantenimiento.

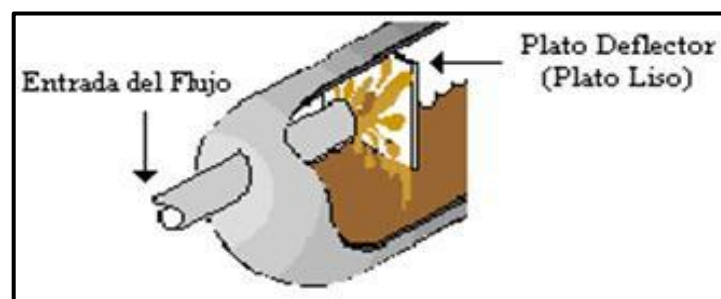
### 3.4. Componentes del separador

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.

En el interior de un separador existen varios componentes, de los cuales analizaremos los básicos:

#### 3.4.1. Componentes Internos

Plato deflector: Usado en frente de la boquilla de entrada. Puede ser plana o cóncava. Cuando la mezcla la golpea, el líquido, trata de adherirse y cae al fondo y el gas fluye alrededor de la platina. El diseño del deflector depende principalmente de los soportes estructurales requeridos para resistir la carga de impulso impacto. La ventaja de los dispositivos como la media esfera o el cono es que crean menos disturbio que los platos o el hierro angular, reduciendo la posibilidad que los gases se vuelvan a arrastrar y también problemas de emulsionamiento.

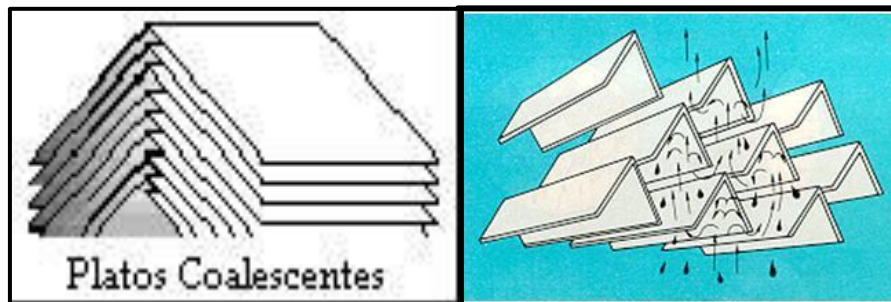


**Figura 6.** Deflector

**Fuente:** Surface Testing, Schlumberger  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Platos coalescentes: Los platos que muestra la figura están arreglados en forma de una V invertida, de tal forma que las gotas líquidas se peguen en los platos y se separen del gas.

Estas gotas de líquido se agrupan y forman gotas más grandes y caen al fondo del separador. La espuma en la interfase puede ocurrir cuando las burbujas de gas se rompen en la superficie del líquido. La espuma puede ser estabilizada con la adición de químicos en el ingreso. Frecuentemente una solución más efectiva es forzar a la espuma a pasar por una serie de placas paralelas inclinadas o tubos que ayudan acumular las burbujas.



**Figura 7.** Platos coalescentes

**Fuente:** Surface Testing, Schlumberger

**Elaborado por:** Javier Salazar

Extractores de niebla: Esta parte del equipo está compuesto de una masa de red de alambre que consiste en una almohadilla tejida que impide el paso de partículas de cierto tamaño hacia la parte superior del separador, las cuales quedan aglomeradas en las fibras del dispositivo hasta adquirir el tamaño suficiente, de tal manera, que el peso de la partícula supere la fuerza de arrastre producida por el vapor (que fluye a través de la malla) y la tensión superficial de la partícula, permitiendo que ésta pueda caer a la sección de recolección del líquido.

Antes de salir del separador, el gas pasa a través del extractor, causando que el petróleo restante en el gas se precipite en forma de gotas pequeñas. Existen de tipo mallado o enrejado.



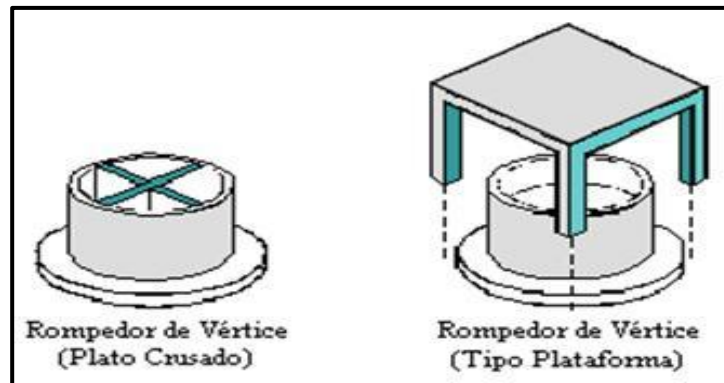
**Figura 8.** Extractor de niebla

**Fuente:** Amistco Separation Products, Inc.

**Elaborado por:** Javier Salazar

Rompedor de espuma: Esta elaborado de una malla de alambre, similar a la del extractor de niebla. Los rompedores de espuma son mayormente utilizados en separadores de gas líquido para remover la llovizna líquida del gas. Evita que las partículas de petróleo que vienen en la espuma atraviesen el separador y no puedan ser llevadas fuera del mismo con el gas.

Rompedores de vértice: Un vértice es un remolino, en el cual los fluidos adquieren un movimiento rotacional creando un embudo en el fondo del recipiente, por el cual puede escapar el vapor cuando se abre la válvula de control del líquido. Estos rompedores están localizados en las salidas del crudo y del agua. Su función es romper la formación de remolinos que puede ocurrir cuando el crudo y el agua salen del separador por sus respectivas salidas. Los rompedores de vértice previenen en la salida del líquido, remolinos que atraparían gas dentro de la masa líquida.



**Figura 9.** Rompedores de vértice

**Fuente:** Surface Testing, Schlumberger  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Vertederos: El petróleo y el agua se asientan en el fondo y llenan cierto porcentaje del separador. Debido a la diferencia de densidades, el petróleo flota encima del agua, por lo que rebasa el controlador de nivel y cae a la cámara de petróleo.

Elementos de filtro: Estos remueven los sólidos de los gases y líquidos. Separan el petróleo del agua y rompen la emulsión líquida. Los filtros también removerán la llovizna del gas. En general ellos no pueden ser usados cuando están presente parafinas así como parafina adherida a los filtros.

Baffles horizontales: Estos son usados algunas veces en separadores donde probablemente ocurran las olas sobre todo si el flujo en la entrada del separador es flujo intermitente.

Escudo flotador: Aunque esto no ha sido mencionado aun el nivel en el separador es usualmente controlado automáticamente con la ayuda de un flotador que actúa entre la interfase gas líquida. Si el flujo en el separador es turbulento el flotador se movería libre como el flujo determine, esto podría ocasionar que el separador se comporte de una forma inestable e indeseable. Un escudo flotador reduce estos efectos.

Desarenador (Sand Jet): Una preocupación en los separadores es la acumulación de arenas y sólidos en el fondo del recipiente. Para remover estos sólidos, los drenajes de arena son abiertos de una manera controlada. Entonces agua a alta presión es bombeada a través de los eyectores agitando los sólidos que son expulsados por el drenaje.

### **3.4.2. Componentes externos**

Línea de gas: Es la tubería por donde sale el gas hacia los compresores y lo que no es utilizado se dirige hacia los mecheros.

Línea de agua: Es la tubería por donde se drena el agua del separador a las piscinas de almacenamiento o tanques de almacenamiento y luego a ser reinyectados en los pozos para no contaminar el ambiente.

Línea de crudo: Es la tubería que conduce el crudo hacia la bota de gas, o en ocasiones directamente hacia el tanque de lavado.

Válvula de seguridad: Permite desfogar la presión en el interior del separador, cuando exista exceso de la misma y lograr un trabajo óptimo en la separación.

Disco de ruptura: Sirve para proteger al separador evitando que la presión excesiva destruya el separador, esta válvula se encuentra en la parte superior.

Puerta de Entrada: Es una compuerta que permite el acceso al interior del separador, para su reparación o limpieza.

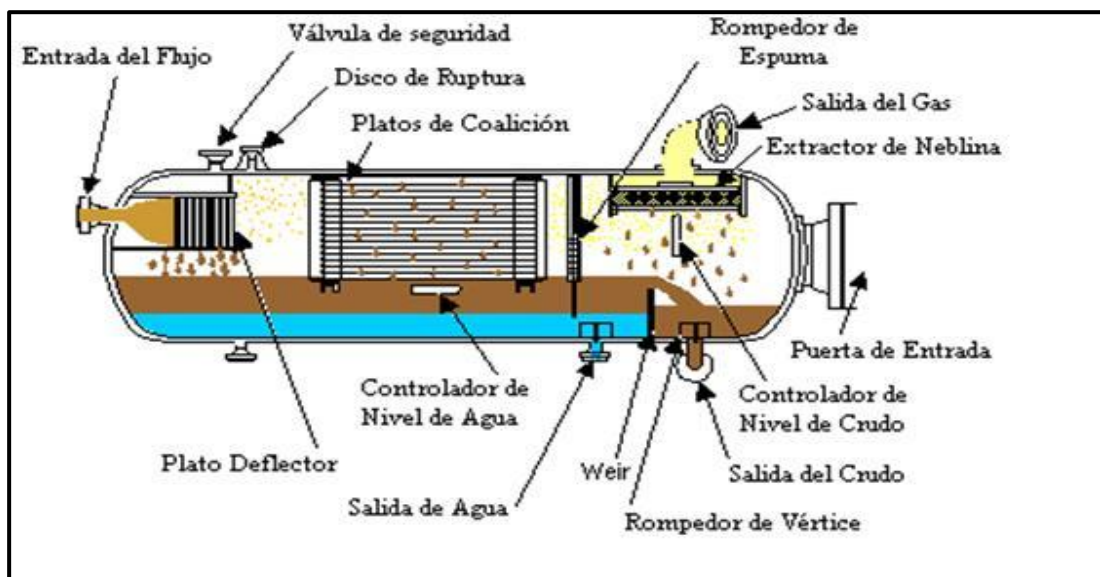
Contadores de caudal: Estos elementos son los encargados de contabilizar los volúmenes de petróleo y agua que produce el pozo que se encuentra en prueba. Esta medición se la lleva a cabo en medidores de flujo tipo turbina, colocados en la línea de salida del petróleo y el agua.



Válvula controladora de nivel: Es el elemento final de control, posee una válvula para el agua y otra para el petróleo, para este caso se utiliza la válvula normalmente cerrada y únicamente permite la salida del fluido al recibir la señal neumática que envía el elemento primario de control.

Controlador de nivel: Su objetivo es por medio de un flotador en el desplazador, dar la señal al interruptor; y este con un brazo de torque da la señal al posicionador que envía la señal neumática final a la válvula controladora de nivel ya sea de crudo o de agua.

Medidor de gas: Este elemento es el que realiza la medición del gas para determinar cuántos pies cúbicos por día existe de producción. Se lo realiza por medio de un medidor de placa de orificio y un registro continuo en las cartas Barton, situados en la línea de salida del gas.



**Figura 10.** Separador Trifásico

**Fuente:** Manual del Curso Básico de Operadores de Superficie P.T.S.

**Elaborado por:** Javier Salazar

## **3.5. Tipos de separadores**

### **3.5.1. Por su función**

Separador de Prueba: Este separador nos ayuda a determinar o cuantificar la producción de fluidos que trae el pozo que está a prueba, el cual es extraído de un pozo establecido y de esta forma saber las propiedades de ese yacimiento.

Separador de Producción: Este separador sirve para separar el petróleo del gas y del agua de toda la producción de los pozos que fluyen hacia la estación.

### **3.5.2. Por el Fluido que Separa**

Separador Bifásico: Los separadores de dos fases separan el fluido del pozo en líquido y gas, y descarga el gas por la parte superior del recipiente y el líquido por el fondo.

Separador Trifásico: Los separadores de tres fases, además de separar las fases líquida y gaseosa (petróleo, gas y agua), separan el líquido en petróleo y agua no emulsionada por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

### **3.5.3. Por su forma**

Hay tres tipos principales de separadores, cada uno con sus ventajas específicas. Estos son:

- Verticales,
- Horizontales,
- Esféricos

A continuación se hace una descripción de cada uno:

### **3.5.3.1. Verticales**

El separador vertical es el tipo más común de separador, y normalmente se lo utiliza para la separación de gas, de relativamente grandes volúmenes de líquido. Estos recipientes están normalmente instalados cerca de los pozos petroleros.

#### **Ventajas:**

- Fácil mantenimiento de limpieza.
- El control de nivel no es crítico.
- Menor tendencia de revaporización de líquidos.

#### **Desventajas:**

- Su costo es muy alto.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Requiere de un mayor diámetro que el de los horizontales para una misma cantidad de gas.

### **3.5.3.2. Horizontales**

El separador horizontal es utilizado con más frecuencia para la separación de grandes volúmenes de gas y pequeños volúmenes de líquido. Este tipo de unidad se utiliza comúnmente en los pozos de gas, pozos de gas - condensado y como dispositivo de separación de entrada en las plantas procesadoras de gas.

El separador horizontal tiene un área interfacial gas - líquido mucho mayor, consistiendo de una sección de separación de gas grande, larga y con deflectores, la cual permite velocidades del gas mucho mayores.

**Ventajas:**

- Mayor estabilidad de los fluidos.
- Mayor capacidad para manejar gas que en un vertical del mismo diámetro.
- Son muy adecuados para manejar petróleo con alto contenido de espuma.
- Los residuos del líquido caliente minimizan el congelamiento y las deposiciones de parafina.

**Desventajas:**

- El control del nivel de líquido es más crítico que en los verticales.
- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos ya que es muy difícil limpiar este tipo de separadores.

**3.5.3.3. Esféricos**

Este tipo de separador tiene una forma esférica, montado sobre un faldón convencional. Los separadores esféricos varían en su tamaño y capacidad de gas. Estos son más comúnmente utilizados para la separación de grandes volúmenes de gas de volúmenes sumamente pequeños de líquido.

**Ventajas:**

- Más económicos en su construcción que los horizontales o verticales
- Más compactos que los horizontales o verticales que se utilizan en plataformas costa afuera.
- Más fáciles de limpiar que los separadores verticales.

**Desventajas:**

- Tienen un espacio de separación limitado y una capacidad limitada para elevaciones repentinas del nivel de fluidos.
- Además, el control de nivel de líquido es sumamente crítico.

**3.6. Tiempo de Residencia**

El líquido deberá ser retenido en el separador por un cierto tiempo hasta que el gas y el líquido lleguen a equilibrarse en condiciones de presión de operación. Se define el tiempo de retención como el tiempo promedio que una molécula de líquido es retenida en el recipiente debajo del flujo de tapa. Por lo tanto, el tiempo de retención es el volumen de almacenamiento de líquido dividido por la tasa de flujo de líquido.

Se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del petróleo en el separador para asegurar que el petróleo logre el equilibrio y el gas que todavía está asociado al aceite, pueda liberarse. Además, requiere un tiempo de reposo para que las gotas de agua que están en el petróleo puedan coalescer y precipitarse de acuerdo con la ley de Stokes. Es común usar un tiempo de residencia entre 3 y 30 minutos dependiendo de la calidad o gravedad API del crudo.

Similarmente se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento del agua removida y precipitada al fondo del recipiente para asegurar que la mayor parte de las gotas de petróleo presentes en el agua residual, se unan (coalescan) y emerjan a la fase de petróleo. Estos tiempos de residencia deberán ser determinados en los máximos caudales de agua y de petróleo que van a ser manejados en el separador, así como también en función de las características del crudo, el parámetro más importante.

Cuando existe petróleo crudo con espuma, tiempos de retención hasta cuatro veces más largos pueden ser necesarios.

### **3.7. Medición de flujo**

Existen muchos métodos básicos para la medida del flujo. Algunos están bastante generalizados, otros se aplican en casos restringidos. Las medidas de flujo son muy importantes en todos los procesos industriales.

La manera en la que la razón de flujo se cuantifica depende de si la cantidad de fluido es un líquido o gas. En el caso de sólidos, es apropiado medir la razón de flujo de la masa, mientras que en el caso de líquidos y gases, se mide el flujo normalmente en cuanto a razón de volumen. Para efectos de clasificación, se pueden agrupar los elementos primarios de medida del flujo en los siguientes grupos principales:

- medidor de presión diferencial
- medidor de área variable
- medidor de desplazamiento positivo
- medidor de flujo de turbina
- medidor de flujo electromagnético
- medidor de emisión de torbellinos
- medidor de ultrasonido

En este trabajo sólo se hará referencia a los tipos de medidores de flujo más utilizados en la industria.

### **3.7.1. Medidores de presión diferencial**

Los elementos de medida de flujo por presión diferencial, universalmente utilizados en la medida del flujo de los fluidos, se basan en el teorema universal de la hidrodinámica. Los elementos de presión diferencial son restricciones o constricciones de diversos tipos insertados en la tubería donde circula el fluido que se quiere medir. La caída de presión que ocurre en la restricción es una medida del caudal.

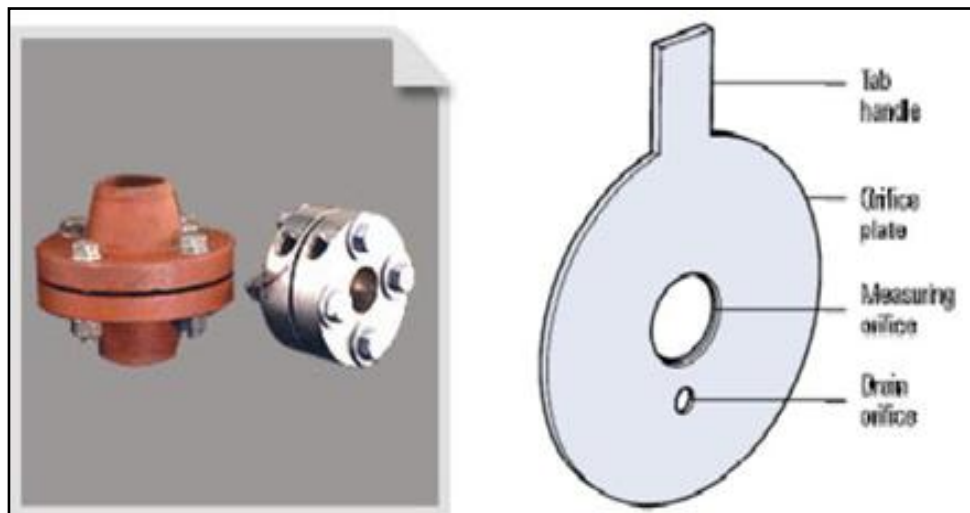
De los diversos tipos de restricciones, las más usadas son:

- Orificios
- Tubos Venturi
- Tubos Dall

#### **3.7.1.1. Medidor de orificio**

Consiste en una platina metálica delgada y plana, montada perpendicularmente al sentido del flujo dentro de la tubería e instalada utilizando bridas especiales; a la platina se le abre un orificio afilado que actuará como una restricción al flujo para crear una caída de presión, el gas al entrar por el orificio incrementa su velocidad creando una disminución de presión en ese punto, al salir el gas del orificio o restricción este disminuye su velocidad incrementando la presión, sin embargo hay cierta pérdida de presión por fricción; dos tomas de presión colocadas antes y después de la placa, captan la presión diferencial producida por la placa de orificio.

Las placas de orificio pueden ser de dos tipos: tipo paleta y universal; ambos tipos son instrumentos muy delicados y de gran precisión y deben ser completamente planas. El orificio debe tener cierto espesor y el borde del orificio en la cara aguas arriba o de entrada debe ser muy afilado.



**Figura 11.** Placa orificio

**Fuente:** Manual del Curso Básico de Operadores P.T.S.  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Generalmente se construye de acero inoxidable con un espesor que oscila entre 1/8 y 1/2 de pulgada. Otros tipos de materiales como monel y níquel se utilizan cuando se necesita prevenir la corrosión o contaminación.

Las placas de orificio se sujetan en sitio con la ayuda de una porta – placa que puede ser un par de bridas o un dispositivo para facilitar su inserción o remoción de la tubería. Las bridas acondicionadas para colocar placas entre ellas se les denominan “bridas de orificio”. Las tomas de presión (flange taps) se perforan en estas bridas de forma que queden exactamente a 1 pulgada de cada cara del plato; este tipo de sujetadores o bridas de orificio se utiliza cuando el plato no va a ser cambiado con frecuencia. Cuando el plato va a ser



cambiado con cierta frecuencia se utilizan platos porta – placa de una cámara o la porta – placa de dos cámaras.

Para medir las presiones se instala en la tubería un medidor. Los componentes esenciales del medidor son un mecanismo de reloj que hace girar una carta circular o disco de cartulina delgada, debidamente graduado para girar una revolución completa durante tiempo determinado. Las dos plumillas, que conectadas al mecanismo articulado interno del medidor, se mueven radialmente, según los cambios de presión, e inscriben sobre la carta un registro permanente de la presión diferencial y de la presión estática durante todo el tiempo del flujo.

#### **3.7.1.1.1 Tipos de Placa de Orificios**

Este es el tipo de restricción más usado. Tiene la forma de una placa circular, insertada en la tubería entre dos bridas, en la cual se hace un orificio con las dimensiones que indique el cálculo. El material del orificio debe resistir la corrosión química y mecánica del fluido. Se usan mucho los diversos tipos de acero inoxidable. El orificio de la placa puede ser de tres tipos: Concéntrico, excéntrico y segmental.

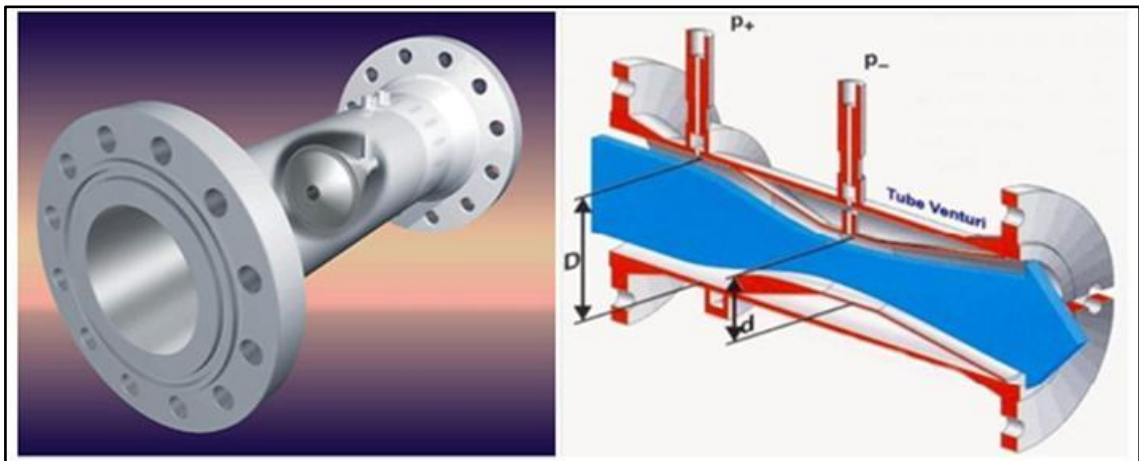
Las placas de orificio de tipo excéntrico y segmental se utilizan principalmente en aplicaciones de fluidos que contienen materiales en suspensión. Las placas de orificio tipo concéntrico se recomiendan para aplicaciones de líquidos limpios, de baja viscosidad; para la mayoría de los gases; y vapor a baja velocidad.

#### **3.7.1. 2. Tubo Venturi**

El tubo Venturi es similar a la placa de orificio, pero está diseñado para eliminar la separación de capas próximas a los bordes y por lo tanto producir arrastre.

El cambio en la sección transversal produce un cambio de presión entre la sección convergente y la garganta, permitiendo conocer el caudal a partir de esta caída de presión. Aunque es más caro que una placa de orificio, el tubo Venturi tiene una caída de presión no recuperable mucho menor.

La forma interna lisa que posee hace que no sea afectada por partículas sólidas o burbujas del fluido, y de hecho puede incluso hacer frente a disolución de sedimentos. Apenas necesita mantenimiento y tiene una vida muy larga.



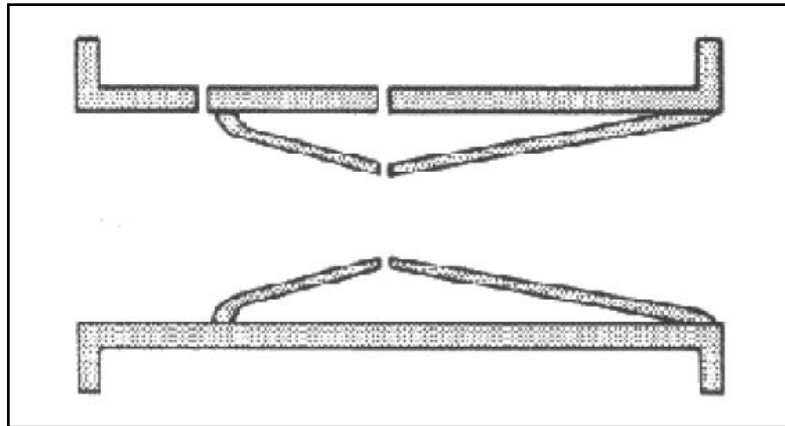
**Figura 12.** Tubo Venturi

**Fuente:** Industrial Flow Measurement  
**Elaborado por:** Javier Salazar

### 3.7.1.3. Tubo Dall

El tubo Dall consiste en dos reductores cónicos insertados en la tubería que porta el líquido. Tiene una forma interna muy similar al tubo de Venturi, excepto porque falta una garganta. Esta construcción es mucho más fácil que la de Venturi (que requiere complejos mecanismos) y esto da al tubo Dall una ventaja en coste, aunque la exactitud de la medida no sea tan buena. Otra ventaja del tubo Dall es su pequeña longitud, lo que hace más fácil introducirlo

en la línea del fluido. El tubo Dall tiene además otra ventaja operacional, la pérdida permanente de presión es del 5%, y así es sólo la mitad que la debida al Venturi. En los otros aspectos, los dos instrumentos son muy similares con su escaso mantenimiento y larga vida



**Figura 13.** Tubo Dall

**Fuente:** Manual del Curso Básico de Operadores P.T.S  
**Elaborado por:** Javier Salazar

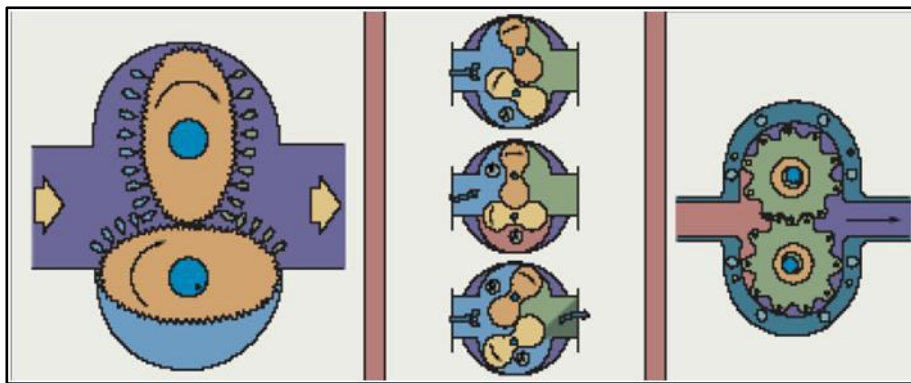
### **3.7.2. Medidores área variable**

En esta clase de medidores de flujo, la diferencia de presión por una apertura variable es usada para ajustar el área de la apertura. El área de apertura es entonces una medida del flujo de volumen. Este tipo de instrumentos sólo da una indicación visual del flujo y no es utilizada en esquemas de control automático. Sin embargo, es fiable y barato y por ello se utiliza bastante en toda industria. De hecho, los medidores de área variable justifican el 20% de los medidores vendidos.

### **3.7.3 Medidor de desplazamiento positivo**

Todos los medidores de desplazamiento positivo operan mediante el uso de divisiones mecánicas para cambiar de sitio volúmenes discretos de fluido

sucesivamente. Todas las versiones de los medidores de desplazamiento positivo son dispositivos de bajo rozamiento, bajo mantenimiento y larga vida, aunque provocan una pequeña pérdida de presión en el fluido. Las bajas fricciones son especialmente importantes para medir flujo de gases, y los medidores han sido diseñados con arreglos especiales para satisfacer este requerimiento. El medidor de pistón rotatorio es el más común de los de este tipo de medidores, y está ilustrado en la figura 14. Éste usa un pistón cilíndrico el cual es desplazado en una cámara también cilíndrica por el fluido. La rotación del pistón se transmite a un eje de salida. Éste puede ser usado con una escala de indicación para dar una salida visual o puede ser convertido en una señal eléctrica de salida.



**Figura 14.** Medidor De Desplazamiento Positivo

**Fuente:** Industrial Flow Measurement  
**Elaborado por:** Javier Salazar

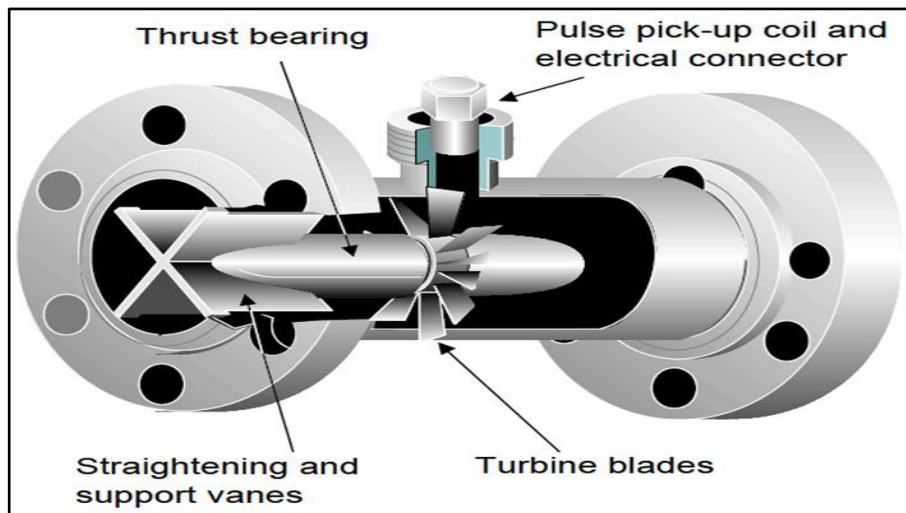
El instrumento más barato de este tipo tiene una exactitud de 1.5%, pero en los más costosos puede ser incluso de 0.2%. Estos mejores instrumentos se usan dentro de la industria de refinerías, ya que tales aplicaciones justifican su elevado coste.

### **3.7.4. Medidor de flujo tipo turbina**

Estos son del tipo volumétrico cuyo sistema de medición es la velocidad a diferencia de presión diferencial en platinas de orificio. Estos medidores consisten en un rotor que gira al paso de fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. La velocidad de flujo ejerce una fuerza de arrastre en el rotor. La diferencia de presiones debido al cambio de área entre el rotor y el cono posterior ejerce una fuerza igual y opuesta, lo que origina un equilibrio hidrodinámico del rotor, evitando la necesidad de usar rodamientos axiales y por lo tanto rozamientos. Estos medidores usan dos tipos de convertidores para evaluar la velocidad de la turbina: el de reluctancia y el de tipo inductivo.

En el de reluctancia, la velocidad es determinada por el paso de cada aspa o paleta de la turbina a través de un campo magnético, el cual es creado por un imán montado en una bobina captadora exterior. Al pasar cada paleta, varía la reluctancia del circuito magnético. Esta variación cambia el flujo induciendo en la bobina captadora una corriente alterna, la cual es proporcional al giro de la turbina.

En el de tipo inductivo, el rotor lleva incorporado un imán y su campo magnético (generado), induce una corriente alterna en una bobina captadora exterior. En los dos casos anteriores, la frecuencia generada por el rotor de la turbina es proporcional al caudal, estando entre valores de 250 a 1200 ciclos por segundo.



**Figura 15.** Medidor de flujo con turbina

**Fuente:** Industrial Flow Measurement

**Elaborado por:** Javier Salazar

La utilización de turbinas está limitada por la viscosidad del fluido, por lo tanto su aplicación requiere fluidos con viscosidades superiores a 3-5 centistokes. La precisión es muy buena  $\pm 0.3\%$ . Su máxima precisión se alcanza con un régimen laminar, instalando el instrumento sobre tuberías rectas con distancias de 15 diámetros aguas arriba y 6 diámetros aguas abajo. Puede medir fluidos de líquidos limpios o filtrados.

Se debe evitar que se vacíe la tubería que lo contiene, pues este instrumento es sensible al choque de fluidos a alta velocidad contra el medidor vacío; también es sensible a la sobre velocidad.

El campo de medida llega hasta una relación de 15:1 y su escala es lineal. La frecuencia generada es transmitida a un convertidor indicador o a un totalizador.

# **CAPÍTULO IV**

## **4. 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.

Los separadores compactos han tenido un gran potencial de aplicaciones, va desde la separación parcial hasta la separación completa de fases. El uso de estos separadores es de gran relevancia a nivel económico debido a que ofrece menor tiempo en la separación, mayor calidad en el procesamiento del crudo extraído y menos gastos en la implementación de equipos para el bombeo, traslado y almacenamiento del mismo.

### **4.1. Separadores Compactos**

Se denominan así por su reducido tamaño en comparación a los convencionales. La separación de las fases principalmente ocurre debido a la fuerza centrífuga que se origina a la entrada del separador, ya que a esta entrada se le hace una reducción del área, obligando al fluido que entre al separador de forma tangencial. El flujo bifásico entra al separador generando un vórtice, desplazando de esta manera la fase pesada a las paredes del separador para ser llevado posteriormente a la salida inferior por medio de la tubería de salida del líquido, mientras que la fase liviana va al centro del separador debido a una diferencia de presión y es llevado a la parte superior



del mismo por la tubería de salida, haciendo de esta manera la separación de la mezcla bifásica.

El desarrollo de alternativas tecnológicas en materia de separadores ha demostrado que los separadores convencionales han llegado al límite de su desarrollo y es por esto que la industria petrolera requiere separadores más económicos, más eficientes y más compactos.

La implementación de separadores GLCC para separar la fase líquida de la gaseosa es relativamente nueva y significa un gran avance tecnológico. Los separadores GLCC se presentan como una excelente alternativa para suplantar los separadores convencionales por ser menos pesados, de construcción simple y tener menos costo de mantenimiento. Estos separadores han causado gran expectativa en la industria petrolera debido a su forma compacta y a su eficiencia siendo estos factores cruciales en plataformas sobre el mar.

## **4.2. Diseño del separador GLCC**

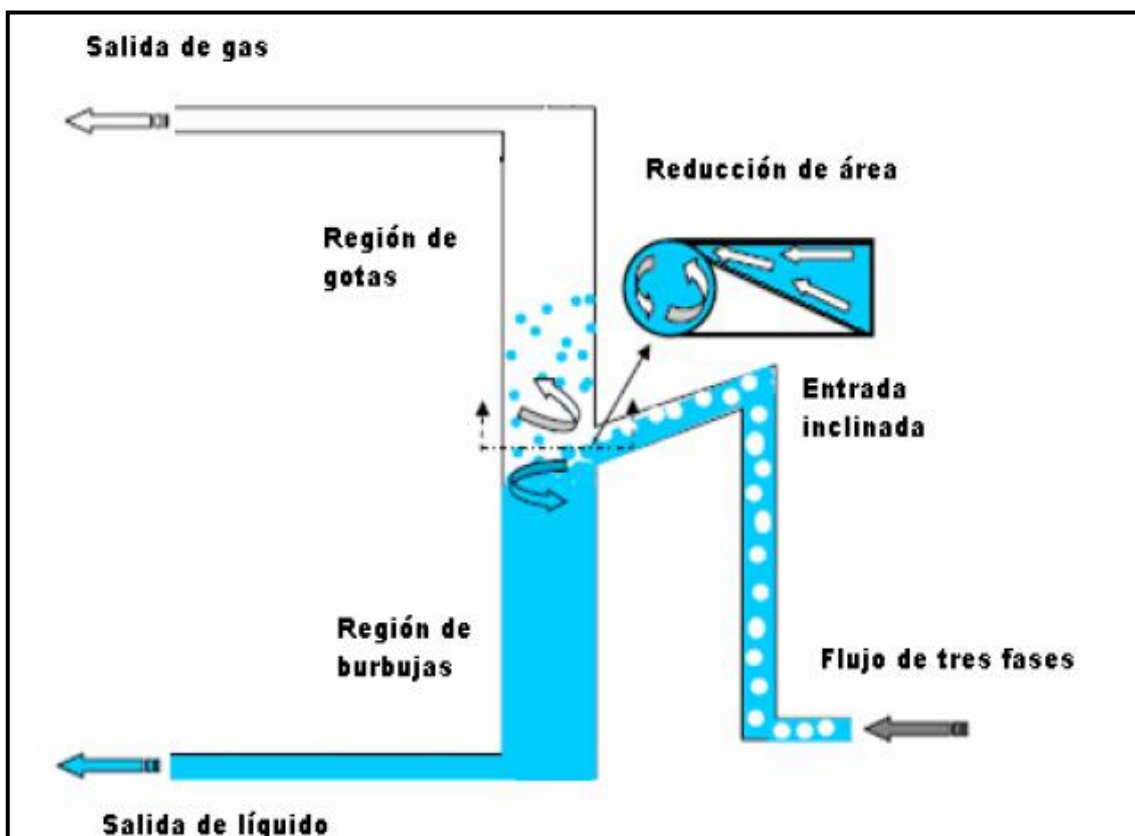
### **4.2.1 Introducción**

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 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 (droplets), la parte baja del GLCC, donde se ubica la región de burbujas (Bubbles), y la región donde se forma el vórtice de líquido.

La separación de las fases líquida y gaseosa en el separador GLCC se produce debido a la fuerza centrífuga que genera el vórtice y por diferencia de densidades de los fluidos que ingresa por la entrada tangencial. El control del flujo y de las velocidades del líquido y del gas entrante, determina el nivel de equilibrio de las fases en el separador GLCC. El entendimiento de la conducta del flujo (hidrodinamismo) y del fenómeno físico de la separación de las fases, es la clave para un óptimo desarrollo operacional del separador GLCC.

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

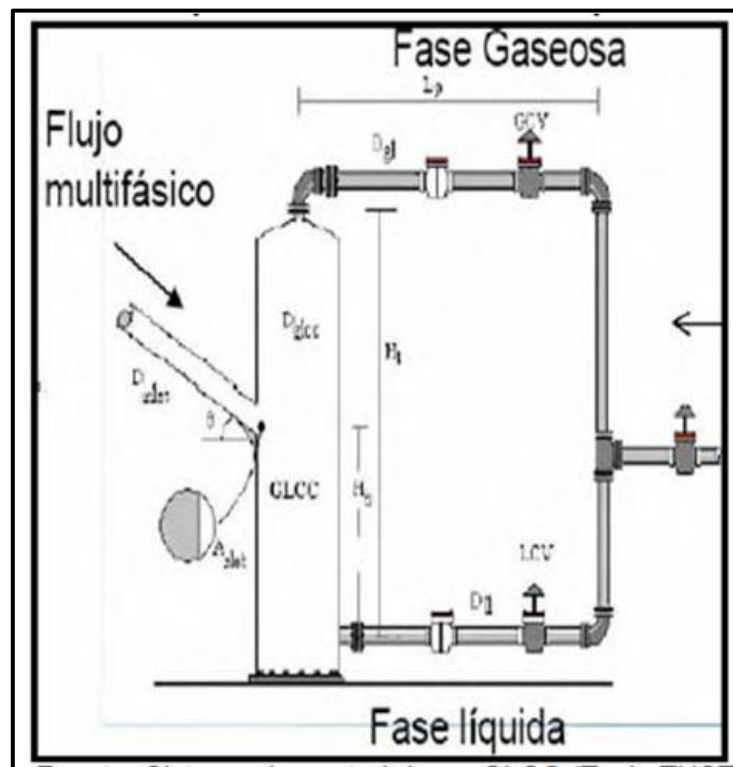


**Figura 16.** Esquema de las secciones del separador GLCC.

**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

### 4.2.1.1 Cuerpo del separador

El separador ciclónico o GLCC es un dispositivo relativamente sencillo, que no involucra partes móviles ni otros dispositivos internos. 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.



**Figura 17.** Esquema general del separador GLCC

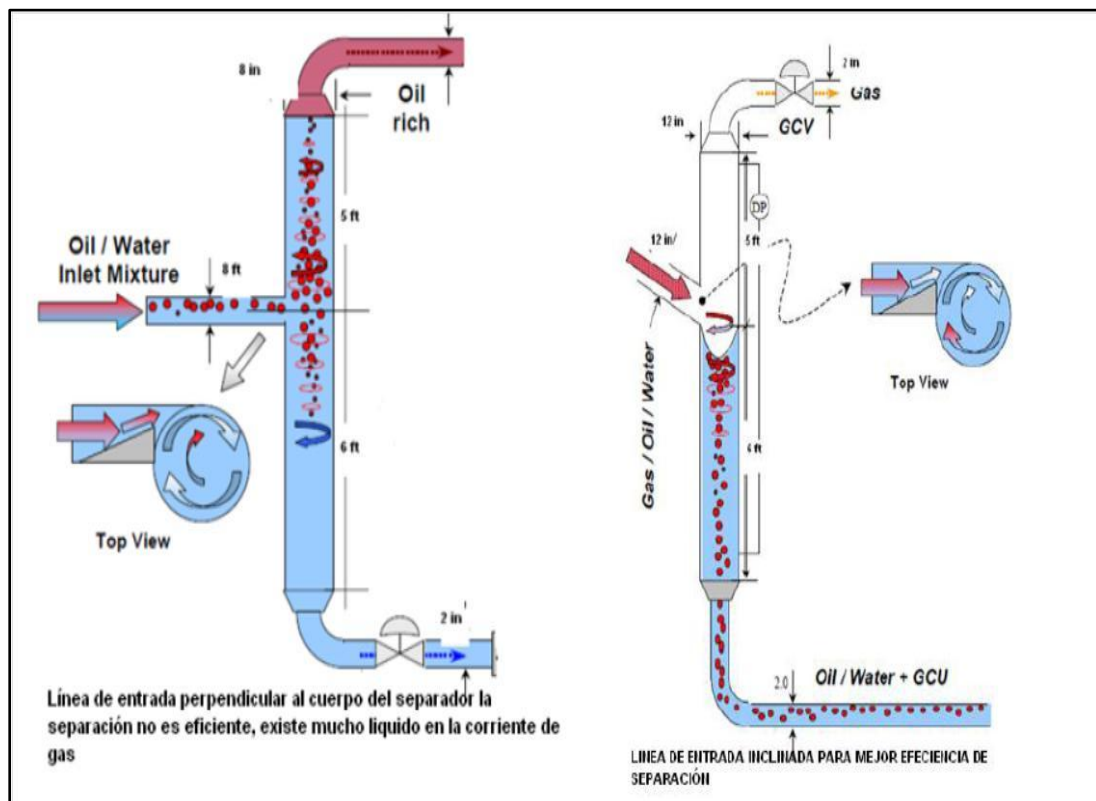
**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

### 4.3. 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 del mismo.

Para cualquier diámetro del cuerpo:

- 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 de líquido.
- La longitud por abajo de la entrada determina el tiempo de residencia para separar las burbujas de gas del líquido.



**Figura 18.** Consideraciones del separador GLCC

**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Durante el recorrido del flujo, las fuerzas de flotación, arrastre y centrífugas, actúan sobre cada partícula de fluido para lograr la separación de las fases:

- Las fuerzas centrífugas son inversamente proporcionales al diámetro ( $d$ ).
- La disminución en la velocidad tangencial del fluido es directamente proporcional a la longitud ( $L$ ).

Para tener el diámetro óptimo se debe considerar dos parámetros, las velocidades críticas del gas y el líquido.

- La velocidad crítica del gas en función de la presión y las propiedades del fluido, por lo que es definida como la velocidad mínima requerida para que las gotas de líquido puedan ser arrastradas hacia la línea de salida de gas. La velocidad crítica del líquido es la velocidad mínima requerida para mantener una relación de la velocidad tangencial a la velocidad axial y mantener una alta eficiencia en la separación.
- El diámetro mínimo del GLCC debe ser mayor que los diámetros calculados para las velocidades críticas del gas y el líquido.
- El diámetro óptimo debe ser lo suficientemente grande para que la velocidad del gas sea menor que la velocidad crítica requerida para levantar las gotas de líquido más pequeñas fuera del GLCC.

Consideración de la longitud del separador GLCC:

- Longitud sobre la tubería de entrada, si fuese menor a la requerida, provocaría un exceso de líquido en la parte superior del separador como resultado de la formación del vórtice de flujo en las inmediaciones de la salida de gas, esta situación daría lugar al arrastre de líquido en la línea de gas.

- Longitud por abajo de la entrada del GLCC, debe mantener una columna constante de líquido por abajo del vórtice de flujo para diferentes condiciones del proceso, de esta forma, se proporciona el tiempo necesario para la separación de las fases y evitar el arrastre de burbujas en la columna de líquido.

#### Nivel de líquido

- Debido a las altas velocidades tangenciales de la mezcla, algunas burbujas de gas penetran en el vórtice de líquido por abajo de la interfase gas-líquido, este fenómeno conlleva al arrastre de burbujas de gas en la línea de líquido, lo cual tiene lugar para bajos flujos de líquido cuando el vórtice se forma en la parte baja del GLCC.
- Bajo condiciones de altos flujos de gas y líquido puede presentarse el fenómeno contrario, es decir; que partículas de líquido puedan ser arrastradas en la fase de gas, fenómeno conocido como arrastre de líquido.
- El nivel de líquido debe ser lo suficientemente alto para mantener la presión en la medición del flujo, manteniendo la liberación del gas de la fase líquida y para prevenir que el gas salga por la fase líquida. También el nivel de líquido debe estar lo suficientemente debajo de la entrada, para evitar que el líquido salga por la salida del gas.

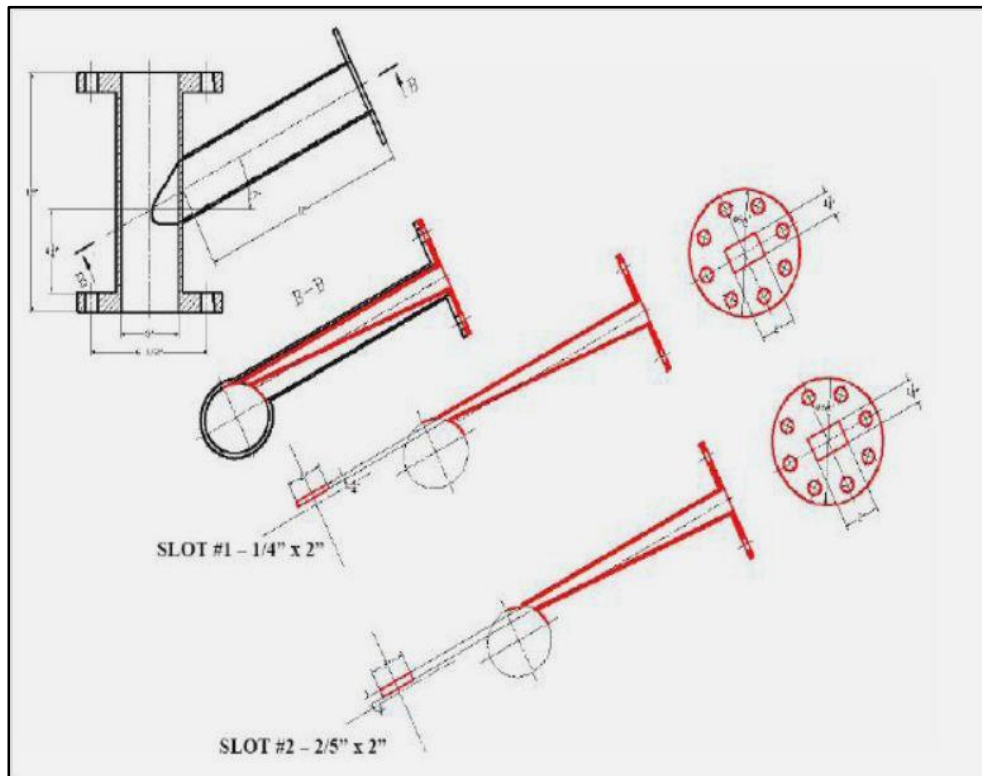
#### Diámetro de la entrada inclinada.

- El diámetro de la entrada inclinada debe ser suficientemente largo para asegurar la estratificación.

#### Área de abertura de la entrada.

- Se debe asegurar que la velocidad tangencial en la entrada este en el rango de 5 a 15 ft/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 19.** Entrada inclinada del separador GLCC

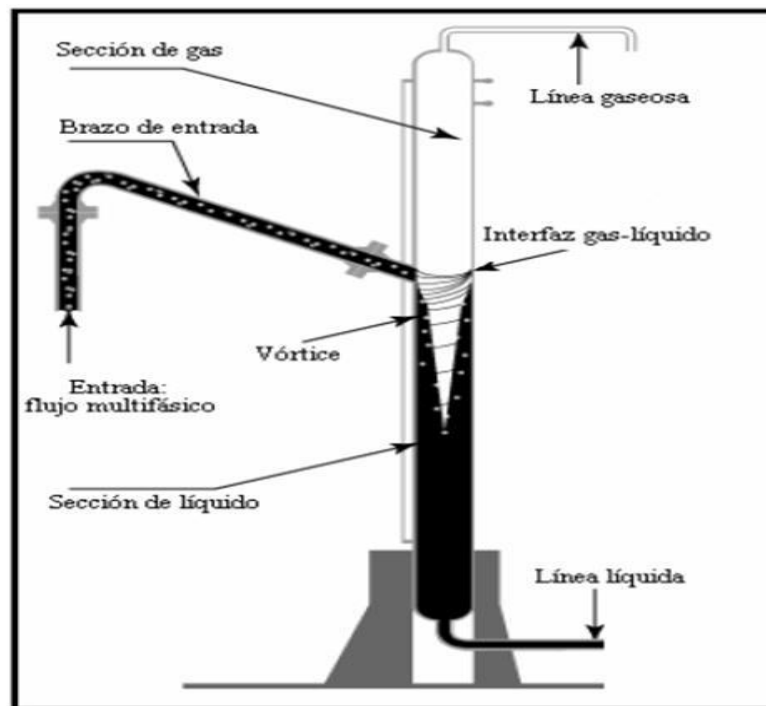
**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

#### 4.4. 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.

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 fase 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 del mismo. En la Fig. 20 se muestra el proceso de separación dentro del separador ciclónico de forma esquemática.



**Figura 20.** Esquema del proceso de separación dentro del separador GLCC

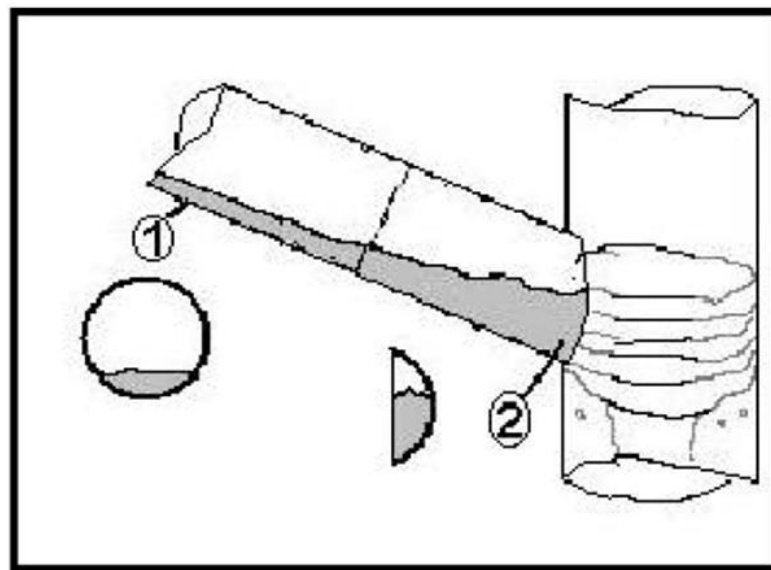
**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

#### 4.5. Análisis de la entrada inclinada

*Srinivas, K. (2007)*, los patrones de flujo complejos que se tienen a la entrada del separador GLCC, hacen difícil desarrollar un modelo exacto de predicción de flujo. Existen en la parte superior del separador GLCC patrones de flujo tipo



niebla mientras que en la parte baja del separador GLCC, generalmente consiste de vórtice líquido con un filamento de gas en el centro. La sección de la entrada determina la distribución de gas líquido entrante y las velocidades tangenciales iniciales de las dos fases en el separador GLCC. Los patrones de flujo a la entrada del separador GLCC son principalmente estratigráfico, burbujas dispersas o flujo anular siendo el flujo estratificado en la entrada del separador. La Fig.21 muestra el comportamiento ideal del fluido dentro de la entrada inclinada.



**Figura 21.** Comportamiento ideal del flujo dentro de la entrada inclinada del separador GLCC (flujo estratificado).

**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

Investigaciones dirigidas por Kouba (1995) han demostrado que una entrada inclinada mejora el funcionamiento del separador GLCC, promoviendo la estratificación y proporcionando una separación preliminar de gas a la entrada del separador vertical convencional que tradicionalmente usa una entrada horizontal. También la inclinación descendente causa que el líquido se mueva en forma espiral debajo de la entrada del separador GLCC, permitiendo que el gas ocupe la parte superior del separador GLCC.

La entrada del separador GLCC es mostrada en la figura 21. La forma de la entrada es aproximadamente un rectángulo para simplificar el área.

El área de la parte 2 está dada por:

$$A_{slot} = \frac{A_{in} \times (\%Reduccion)}{100} = W_{eqv} L_h \dots \dots (L_h < d) \quad [4.1]$$

Donde:

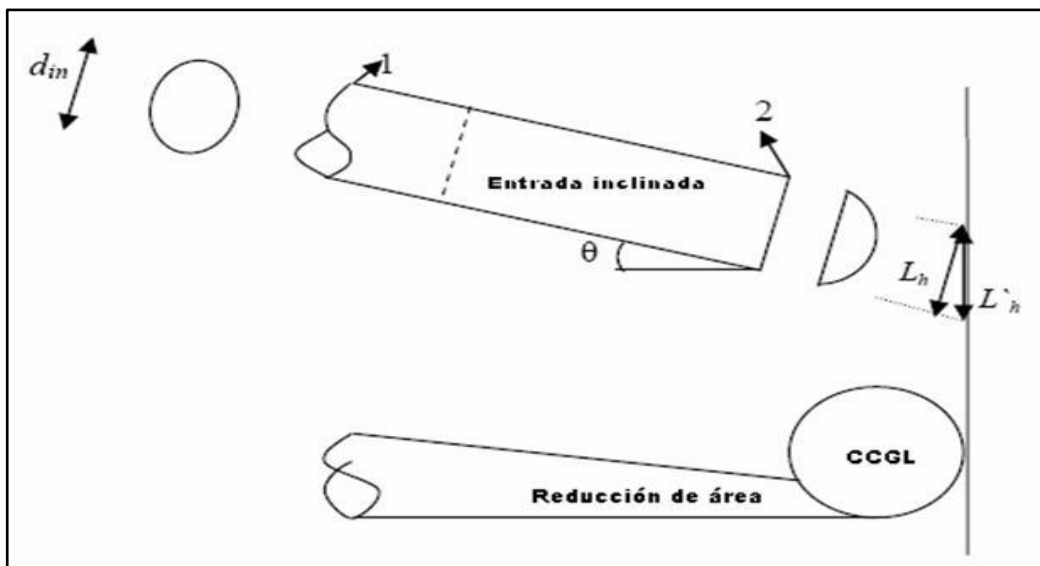
**$A_{in}$ :** Es la sección transversal del área de la región de entrada en la parte 1 (figura 21.)

**$W_{eqv}$ :** Es el equivalente al ancho de la entrada rectangular

**$L_h$ :** Es la altura del sector de entrada perpendicular al eje de la entrada.

Puede notarse que la altura de la entrada en el cuerpo de GLCC es

$$L_h' = \frac{L_h}{\cos \theta}$$



**Figura 22.** Vista esquemática de la entrada inclinada del separador GLCC.

**Fuente:** GLCC – copyright, The University of Tulsa, USA  
**Elaborado por:** Javier Salazar

#### **4.5.1. Componentes del separador GLCC**

Los separadores GLCC tienen varias secciones:

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 centrifuga.

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

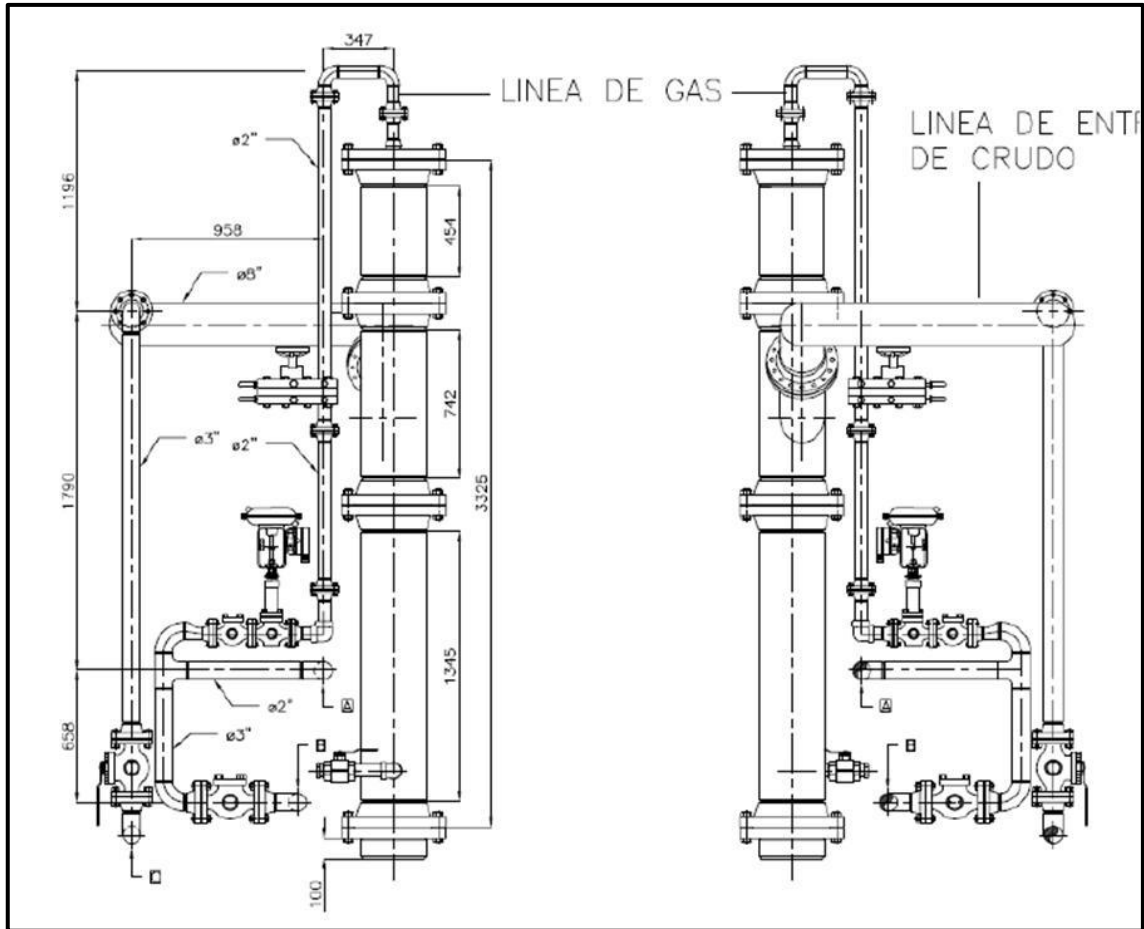
1. Parte alta del GLCC en donde los estudios realizados por investigadores han observado la región de gotas (droplets).
2. Parte baja del GLCC, donde se ubica la región de burbujas (Bubbles).
3. Región donde se forma el vórtice de líquido.

#### **4.6. Descripción del separador GLCC en el campo de exploración**

El separador ciclónico que se encuentra en el campo de exploración con nomenclatura V-178 está diseñado para manejar una gravedad API de 21°, un volumen de fluido total 6000 BPD y 150 MPCs.

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 23.** Planos As- Built

**Fuente:** Andes Petroleum

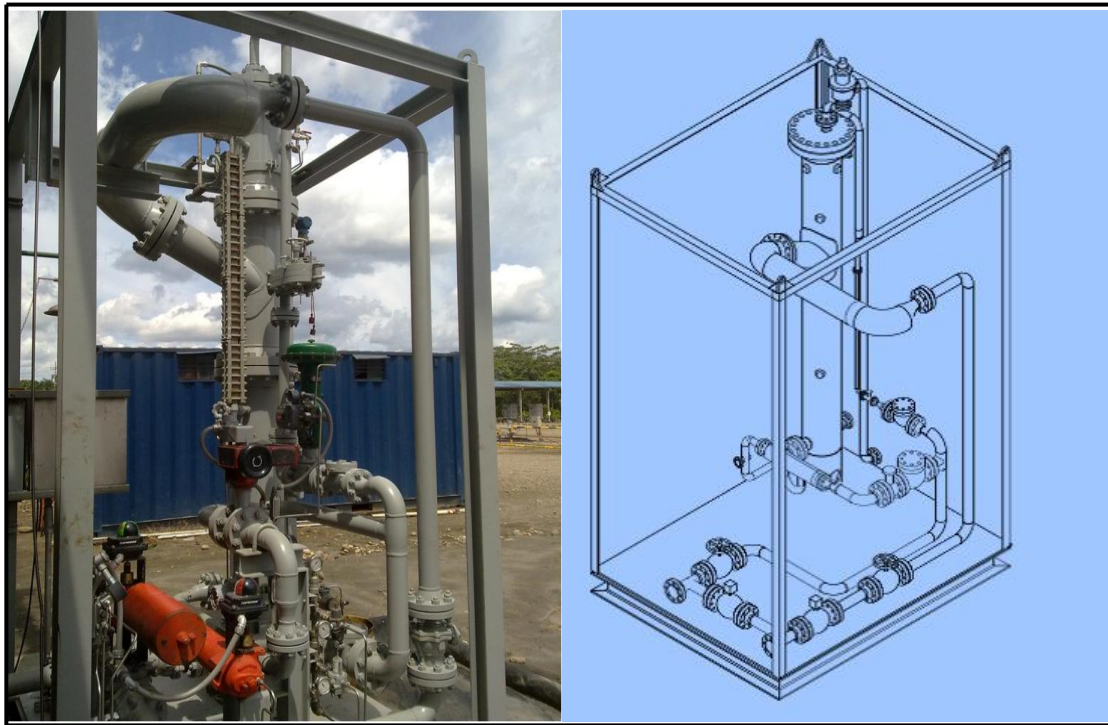
**Elaborado por:** Javier Salazar

#### 4.6.1 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.

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.



**Figura 24.** Separador ciclónico

**Fuente:** Andes Petroleum  
**Elaborado por:** Javier Salazar

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.

Lazo de control fase gas: El control de presión de gas se lo realiza con una válvula de control de presión con características de apertura para flujo lineal, para cuantificar el flujo de gas se utiliza un porta- orificios para colocar placas orificios, dependiendo del volumen de gas que tengan los pozos en prueba.

El sistema incorpora dos transmisores de presión diferencial DPT: el primero se utiliza para control de nivel el cual mide la columna del líquido y define la

altura de control, está colocado en la parte inferior de separador, el segundo se utiliza para medir la presión diferencial del gas creado en el porta-orificio.

El sistema consta también de un transmisor de presión (PT) el cual nos indica la presión de trabajo del separador.

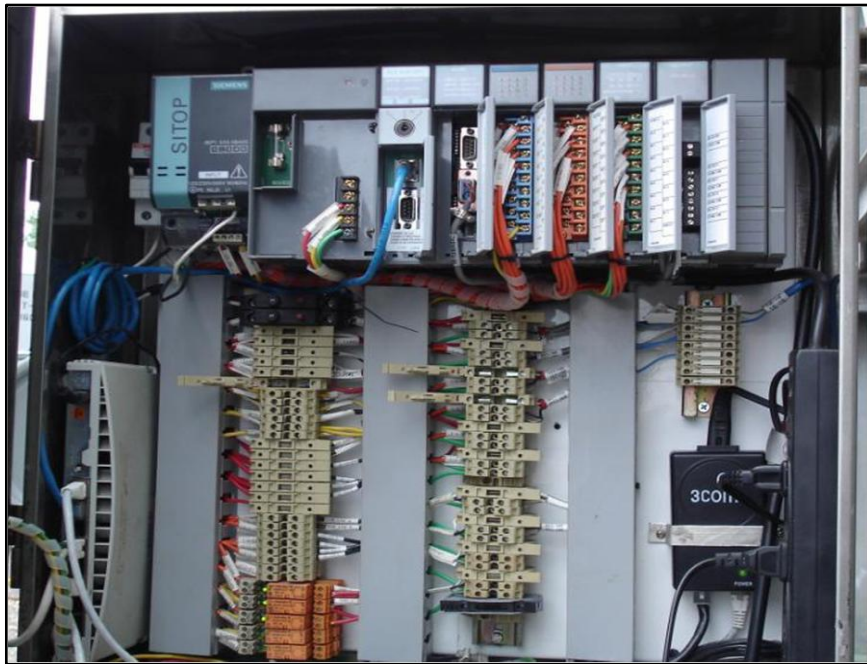
Tenemos en el separador un switch de nivel el cual nos protege de un alto nivel, cuando actúa el mismo envía a by-pass al equipo.

Hay un elemento de protección para sobre presión que es una válvula de alivio la cual esta calibrada a una presión de 675 psi, si sobrepasa esta presión se abre y deja pasar el flujo dando como resultado una baja de presión.

El separador tiene instalado un by-pass, el cual funciona con dos válvulas automáticas que las cuales se abrirán para protección del equipo, cuando se tenga un alto nivel o una sobrepresión.

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

La interfase 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 25.



**Figura 25.** PLC Allen Bradley

**Fuente:** Andes Petroleum

**Elaborado por:** Javier Salazar

### **4.5.3 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.

La utilizada es la Estrategia Integrada.

Estrategia Integrada. Es utilizada cuando el sistema no está dominado por ninguna de las fases y el flujo se comporta de forma aleatoria, la estrategia mantiene control sobre el nivel del líquido y también control de presión del gas en el separador.

El control de presión se logra mediante la señal que envía el transmisor de presión (PT) al PLC en el cual está desarrollado un control PID de presión el cual envía una señal para la apertura y cierre de la válvula de control de presión.

El control de nivel de líquido se lo realiza mediante la señal que envía el transmisor de presión diferencial ( DPT) el cual determina el nivel de líquido en el separador con esta señal se realiza un control PID de nivel en el PLC para obtener una señal salida que llegara a la válvula de control de nivel de líquido.

Para evitar presencia de la fase liquida en la línea de gas existe un switch de nivel el cual detecta nivel alto en el separador y envía una señal al PLC con esta instrucción el programa del PLC envía una señal para que actúen las válvulas de Bypass. Las mismas válvulas de Bypass actúan cuando existe sobre presión en el separador que detecta un switch de presión.



# **CAPÍTULO V**

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

### **5.1 Generalidades**

Para el análisis y validación de las mediciones de los fluidos en los pozos es necesario que las personas que realizan estas pruebas tengan suficientes conocimientos de los procesos involucrados en el recorrido de los fluidos (petróleo, gas y agua) desde el cabezal del pozo hasta los separadores y tanque de almacenamiento tomando en cuenta el método de producción de cada pozo evaluado. El buen comportamiento de los procesos de recolección, separación y la calidad de las mediciones de los fluidos producidos da un aval positivo a los datos recogidos en las pruebas de los pozos, los cuales son de suma importancia para el control y seguimiento del comportamiento de dichos pozos, y tomar las acciones correctivas oportuna en caso de observarse alguna variación en el mismo.

Dichos resultados se usan adicionalmente para la evaluación y estudios del comportamiento del yacimiento a corto, mediano y largo plazo, así como también para la revisión del diseño de las facilidades de producción asociadas a los mismos y para la cuantificación de las reservas remanentes de cada yacimiento.

La realización del análisis comparativo llevada a cabo entre el separador convencional de prueba y el GLCC se lo realizó en el campo de exploración para efectuar las pruebas de evaluación de los pozos con completación inicial, los pozos con trabajos de reacondicionamiento y pozos con operación normal.

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.

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.

## **5.2. Análisis de la prueba de pozo**

Las pruebas de pozos son una herramienta técnica clave en la industria hidrocarburífera y es un procedimiento que se utiliza para evaluar parámetros fundamentales de comportamiento del pozo; dicha información se cuantifica y se utiliza para tener un control diario y exacto de la producción del campo, por lo que es necesario controlar el funcionamiento individual de cada pozo continuamente.

Las pruebas de pozo incluyen solamente la medición cuidadosa y controlada de los fluidos producidos durante un periodo de tiempo determinado (que puede ser 12 o 24 horas). En estos casos, el pozo en cuestión fluye a través de sistemas de separadores. En este tipo de pruebas, el volumen producido de cualquier fase (gas, petróleo y/o agua) se convierte en la tasa del pozo por la simple división de los volúmenes producidos entre el lapso de tiempo al cual corresponde la medición.

El reporte de la prueba de pozo tratará en lo posible de tener toda la información necesaria como son: Dato de presión y temperatura, fluido total producido en el día, cantidad de crudo, cantidad de agua y cantidad de gas; para de esta manera verificar el comportamiento del pozo.

Después de la prueba, el análisis y los datos marcados están matemáticamente combinados para calcular aproximadamente la contribución del pozo a la salida. Estas ratas de flujo son los principales datos que se obtiene de la prueba de un pozo.

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

Los separadores reciben el efluente producido de los pozos individuales y segregan las diferentes fases de fluidos a través de un proceso basado en la fuerza de gravedad, estos sistemas cuantifican las fases de fluidos independientes de forma individual cuando salen del recipiente.

Los separadores de prueba no están diseñados para pozos específicos, sino que por el contrario, deben manejar una amplia variedad de flujos.

Para el análisis de prueba de pozo en un sistema convencional, incluye usar un separador instalado en el campo de exploración, 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. De esta manera se podrá conocer los resultados de producción del pozo, si el mismo permanece estable o si está disminuyendo.

El fluido procedente del pozo que ha a ser probado, es separado en dos o tres fases que son: petróleo, gas y agua.

El procedimiento a seguir para poner un pozo en prueba es:

- Chequear en el separador de prueba: Válvula de entrada al separador abierta, válvulas de salida de gas abiertas, válvulas de salida de crudo abiertas, válvulas de salida de agua abiertas.
- Tomamos los datos del separador que son: Presión, temperatura, nivel de crudo y nivel de interfase.
- En el manifold del pozo que se va a probar tomamos la lectura de presión cuando el pozo está alineado a la línea general
- Abrir despacio la válvula del pozo que va a la línea de prueba.
- Cerrar la válvula del pozo que va a la línea general
- Chequear la presión del pozo en el manifold cuando está alineado a la línea de prueba. Este valor debe subir un poco con relación al valor de presión del pozo alineado al manifold.
- Colocamos nueva carta en el registrador de presión, anotando datos como el nombre del pozo, diámetro del orificio, hora y fecha de inicio de la prueba, el número de vessel y la ubicación del mismo.
- Enceramos contadores de agua y crudo; y registramos la hora de enceramiento como la hora de inicio de la prueba.
- Se pone a inyectar químico demulsificante y antiespumante en dosificaciones que varían en cada pozo.
- Registrar valores de presión, totalizadores de agua y crudo cada hora.
- Realizar muestreos de API, salinidad, BSW de entrada y salida; del pozo mientras está corriendo la prueba.
- Finalizada la prueba. Abrimos despacio la válvula del pozo alineada a la línea de producción y cerramos la válvula alineada a la línea de prueba. Chequear los valores de presión los mismos que deben ser similares a la presión tomada al inicio de la prueba.
- Suspender la dosificación de químicos sino se va a realizar otra prueba.

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 26.** Separador de prueba convencional

**Fuente:** Andes Petroleum  
**Elaborado por:** Javier Salazar

La contribución de cada fase al realizar la prueba de un pozo es cuantificado, además de la contribución de la producción de agua, crudo y gas cada fase es medida y muestreada, al mismo tiempo parámetros como temperatura, presión del separador, presión de cabeza de pozo, las cuales son registradas en lo que dura la prueba, esta información es correlacionada matemáticamente para calcular la contribución de producción de cada pozo, estos valores servirán como referencia para la siguiente prueba y de esta manera tener valores reales que sirven para ver el comportamiento del pozo.

### **5.2.2. 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 27.** Separador de prueba GLCC

**Fuente:** Andes Petroleum  
**Elaborado por:** Javier Salazar

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/líquida, 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:

- Chequear en el separador GLCC: Válvula de entrada al separador abierta, válvula de salida de gas abiertas, válvula de salida de flujo (crudo + agua) abierta.
- Tomamos los datos del separador que son: Presión, temperatura, nivel de interfase.
- En el manifold del pozo que se va a probar tomamos la lectura de presión cuando el pozo está alineado a la línea general
- Abrir despacio la válvula del pozo que va a la línea de prueba.
- Cerrar la válvula del pozo que va a la línea general
- Chequear la presión del pozo en el manifold cuando está alineado a la línea de prueba. Este valor debe subir un poco con relación al valor de presión del pozo alineado al manifold. Colocamos nueva carta en el registrador de presión, anotando datos como el nombre del pozo, diámetro del orificio, hora y fecha de inicio de la prueba, el número de vessel y la ubicación del mismo.
- Enceramos contadores de agua y crudo; y registramos la hora de enceramiento como la hora de inicio de la prueba.
- Se pone a inyectar químico demulsificante y antiespumante en dosificaciones que varían en cada pozo.
- Registrar valores de presión, totalizadores de agua y crudo cada hora.
- Realizar muestreos de API, salinidad, BSW de entrada y salida; del pozo mientras está corriendo la prueba.
- Finalizada la prueba. Abrimos despacio la válvula del pozo alineada a la línea de producción y cerramos la válvula alineada a la línea de prueba.



Chequear los valores de presión los mismos que deben ser similares a la presión tomada al inicio de la prueba.

- Suspender la dosificación de químicos sino se va a realizar otra prueba.

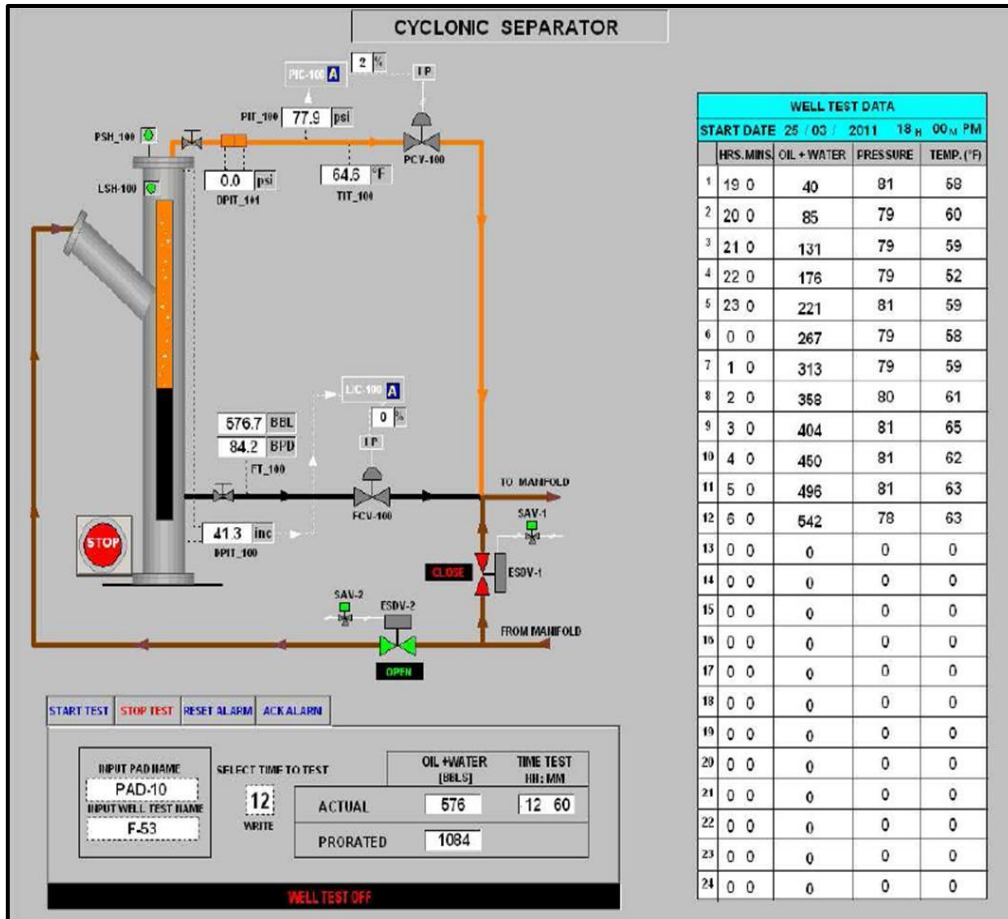


Figura 28. Prueba de pozo separador GLCC

Fuente: Andes Petroleum  
Elaborado por: Javier Salazar

### 5.3. Criterio técnico del estudio

Para comprobar la posibilidad de estudio de un separador GLCC y un separador de prueba convencional tenemos que esquematizar los datos de prueba de los equipos que hemos mencionado en esta exposición, las necesidades operativas van de la par con la implementación de nuevas tecnologías. La importancia de tener datos confiables radica en que la cuantificación de los volúmenes de fluido de los pozos que nos va a dar como

resultado la cantidad de producción del pozo, la cual va a ser comparada en ambos equipos.

El separador GLCC recibe los fluidos directamente desde una línea de flujo y realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos al proceso, estos separadores GLCC expresan los resultados de las mediciones del pozo que se está probando a los pocos minutos de ser puestos en operación.

El desempeño del separador GLCC se compara con las mediciones de los separadores de prueba en un campo en este caso de los pozos provenientes del campo de exploración en el que la composición del fluido, la presión de la línea de flujo y las tasas de flujo se aproximan significativamente a los de una presunta aplicación. La realización de pruebas en condiciones de campo reales a menudo establece un mayor nivel de aceptación con respecto al desempeño de los medidores de flujo multifásico.

Por otra parte es esencial que los operadores presten especial atención a la operación de los separadores de prueba para garantizar la obtención de datos de referencia de alta calidad. Estos sistemas no poseen partes móviles y básicamente no necesitan mantenimiento.

### **5.3.1. Medición de la producción con separador de prueba**

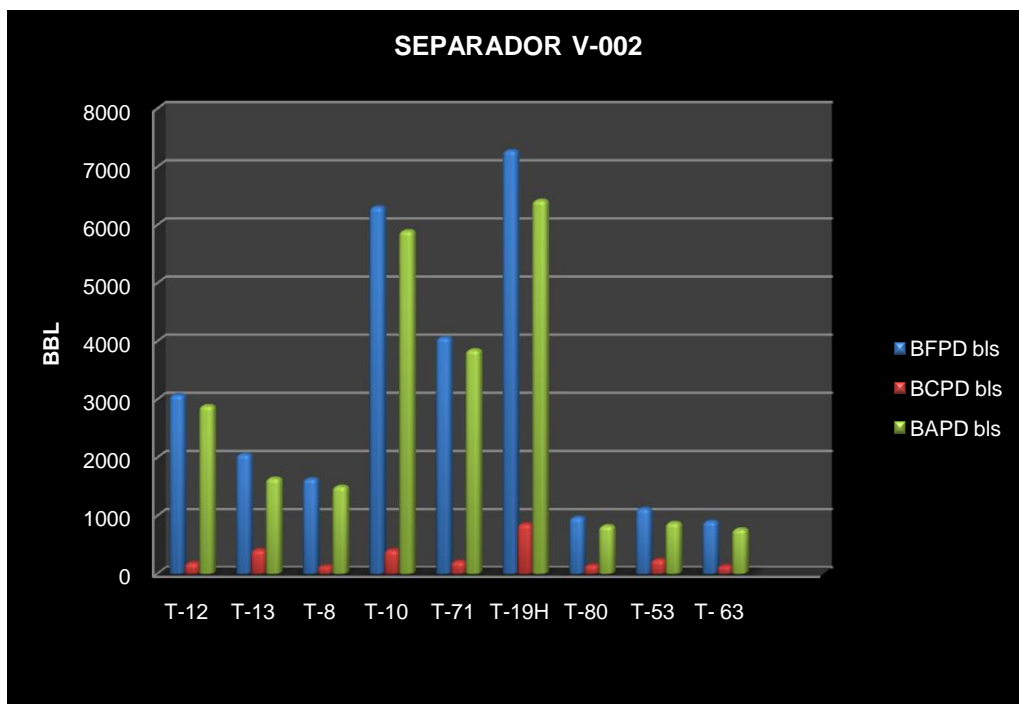
En condiciones de operación la cuantificación de la producción de un pozo es realizada a través del separador de prueba convencional el esquema de producción es medido en una corriente de fase individual al desalojo de la planta procesadora. La producción individual puede ser calculada como la suma de las ratas 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>BCPD</b>	<b>BAPD</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

**Elaborado por:** Javier Salazar

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.



**Figura 29.** Datos de flujo obtenidos del separador–V002

Elaborado por: Javier Salazar

### 5.3.2. Medición de la producción con el separador GLCC

Para tener una medición de producción del campo como prueba de pozo se determina mediante el separador compacto GLCC.

En el sistema convencional para medir el flujo multifásico se lo hace mediante la cuantificación de cada una de las fases, separadas previamente por separadores de prueba.

Al igual que el separador convencional la producción puede ser calculada en estos equipos, que se ha venido desarrollando para la separación de fases de una mezcla multifásica, la cual se fundamenta en la separación de las fases mediante un efecto ciclónico, esta tecnología ayuda a la medición de flujo multifásico de pozos productores.

A medida que las condiciones de operación del proceso se alejan de las condiciones de diseño, el nivel en la eficiencia de la separación disminuye, este hecho obliga a mantener ciertos parámetros del proceso, como el nivel de líquido y la presión en el separador, dentro de ciertos valores para promover una separación exitosa.

La parte principal en el funcionamiento adecuado de estos sistemas, radica en el desarrollo de una metodología de control automático, orientada a mantener la estabilidad de los parámetros antes citados.

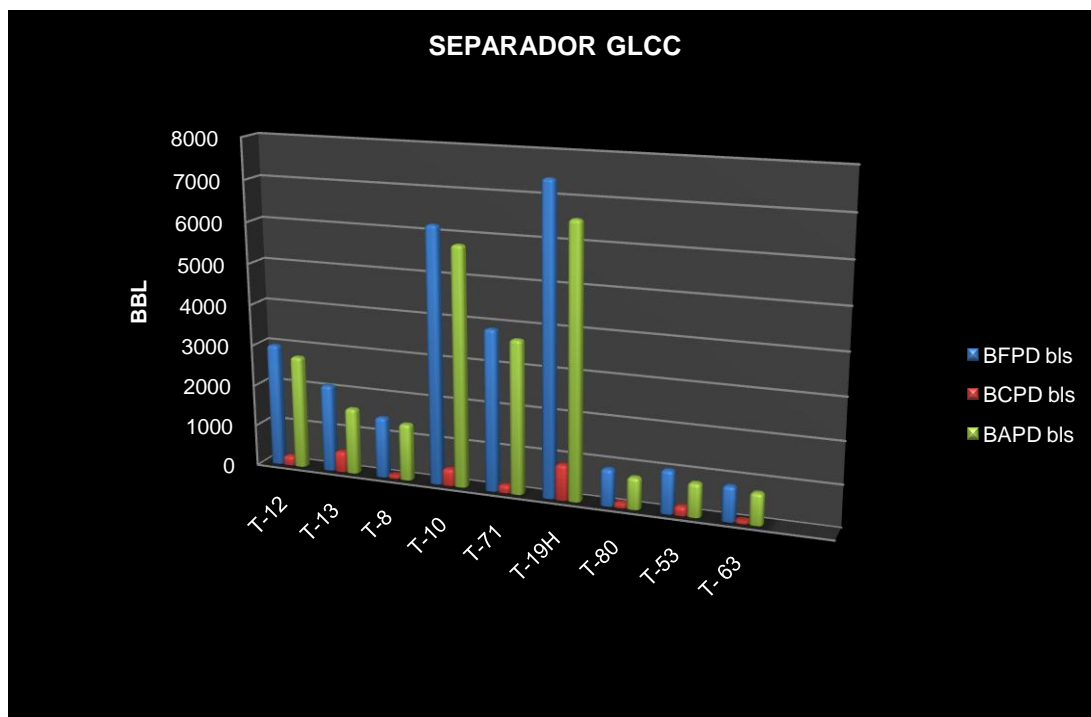
La medición de la producción con el separador de prueba GLCC se lo realizó a 10 pozos con los siguientes resultados:

**Tabla 2.** Datos de pozos en el separador GLCC

<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>BCPD</b>	<b>BAPD</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	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

**Elaborado por:** Javier Salazar

En la Tabla 2 se observa los valores obtenidos en la corrida de prueba de pozos en el separador GLCC los cuales se están probando con este nuevo equipo.



**Figura 30.** Datos de flujo obtenidos del separador GLCC

Elaborado por: Javier Salazar

#### 5.4. 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 del análisis técnico se considera evaluar y cuantificar la producción líquida: Barriles de flujo por día, barriles de crudo, barriles de agua obtenidos en cada caso, con la finalidad de definir si existe alguna variación drástica al momento de realizar la comparación.

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.

Cabe indicar que en gran medida los resultados obtenidos de cada equipo dependerán de las condiciones y funcionalidad de los equipos y de la eficiencia que estos recipientes tengan en su operación.

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.** Separador V-002 vs Separador GLCC

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

Elaborado por: Javier Salazar

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.

Los resultados de las pruebas se han presentado en los Anexos (anexo de pruebas de pozos) tomando en cuenta que los separadores se utilizaron bajo una variedad de condiciones de operación. Los siguientes gráficos muestran:

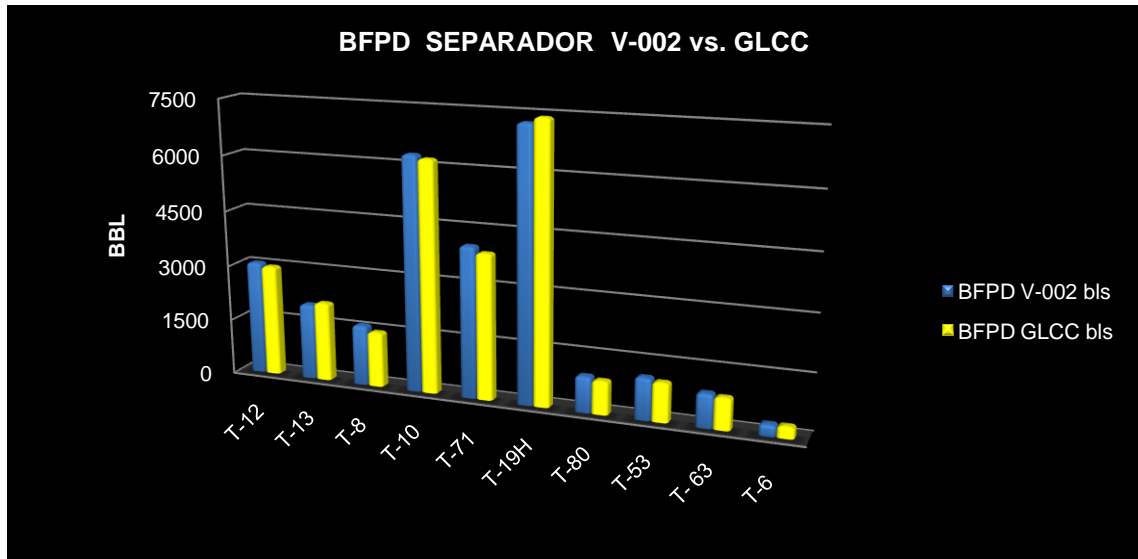
- a) Información de prueba de los barriles de flujo por día en el separador de prueba V-002 y en el separador de prueba GLCC.

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

POZO EN PRUEBA	BFPD V-002	BFPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
	BBL	BBL	BBL	%
T-12	3074	2998	76	0,02
T-13	2053	2131	-77	-0,04
T-8	1632	1486	146	0,09
T-10	6306	6212	94	0,01
T-71	4062	3906	156	0,04
T-19H	7276	7426	-150	-0,02
T-80	968	892	76	0,08
T-53	1120	1038	82	0,07
T- 63	901	843	58	0,06
T-6	306	306	0	0,00
T- 9	3460	3225	235	0,07

Elaborado por: Javier Salazar





**Figura 31.** Barriles de flujo por día (BFPD) Separador V-002 vs GLCC

**Elaborado por:** Javier Salazar

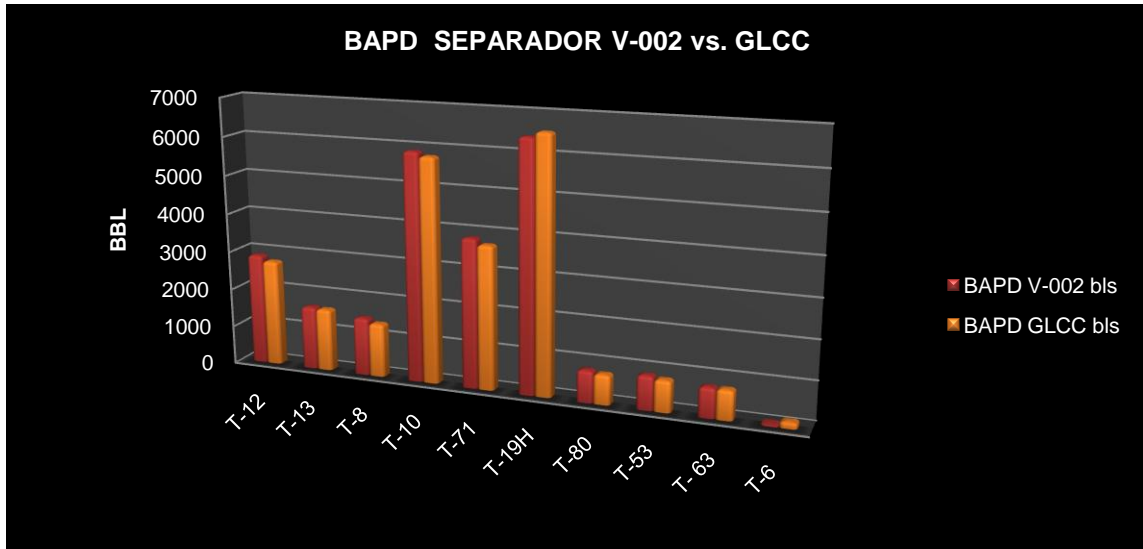
Como ejemplo de la existencia de la concordancia se toma los resultados de tres pozos como son los pozos T-12, T-10, T-53, los cuales nos demuestran lo siguiente:

En el gráfico 31 de barriles de flujo por día (BFPD) y en la Tabla #4 podemos observar que en el pozo T-12 en el separador V-002 se obtiene 3074 BFPD y con el separador GLCC una cantidad de 2998 BFPD, obteniendo una diferencia de 76 barriles, que es una cantidad confiable comparado con el patrón de comparación (V-002), tomando en cuenta que los pozos nunca demuestran una continuidad en el fluido cuantificado siempre hay una variación por las presiones en el fondo del yacimiento.

En el T-10 se puede observar que se obtiene una diferencia de 94 BFPD, con respecto al separador V-002.

En el T-53 se puede observar que se obtiene una diferencia de 82 BFPD con respecto al separador V-002.

b) Información de prueba de los barriles de agua por día en el separador de prueba V-002 y en el separador de prueba GLCC.



**Figura 32.** Barriles de agua por día (BAPD) Separador V-002 vs GLCC

Elaborado por: Javier Salazar

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

POZO EN PRUEBA	BAPD V-002	BAPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
	BBL	BBL	BBL	%
T-12	2888	2761	127	0,04
T-13	1641	1619	21	0,01
T-8	1501	1392	109	0,07
T-10	5896	5793	103	0,02
T-71	3850	3711	139	0,04
T-19H	6421	6559	-138	-0,02
T-80	823	767	56	0,07
T-53	876	812	65	0,07
T- 63	767	761	6	0,01
T-6	41	161	-120	-2,95
T- 9	3309	3140	169	0,05

Elaborado por: Javier Salazar

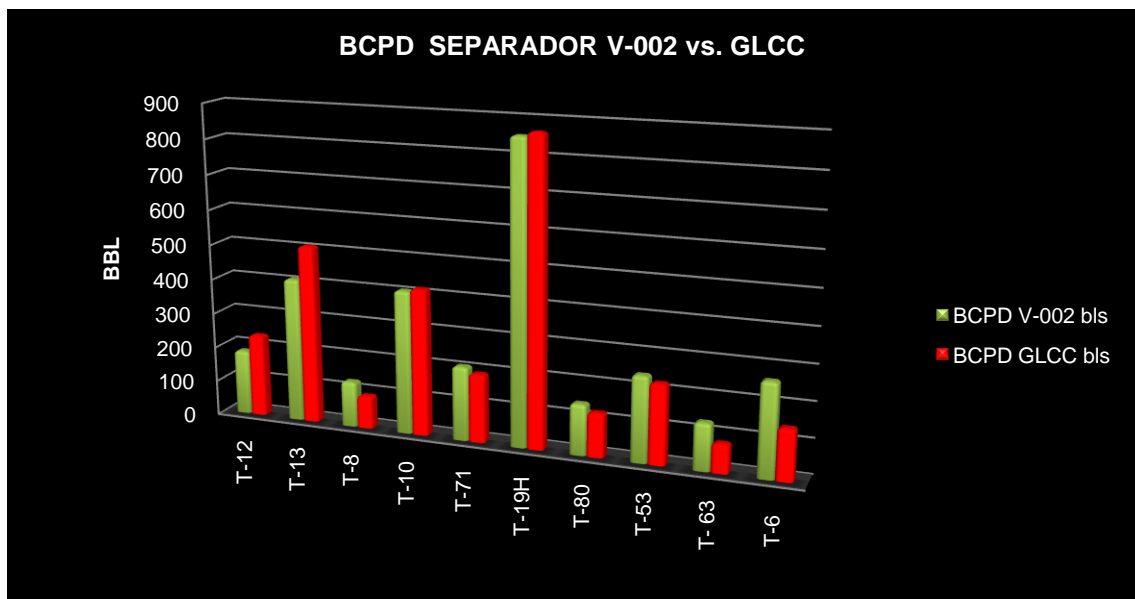
Se observa en el grafico 32 de barriles de agua por día (BAPD) y en la Tabla #5 que en el pozo T-12 en el separador V-002 se obtuvo una cantidad de 2888

BAPD y en el separador GLCC 2761 BAPD, teniendo una diferencia de 127 barriles.

En el T-10 se obtiene una diferencia de 103 BAPD, con respecto al separador V-002.

En el T-53 se observa que se obtiene una diferencia de 65 BAPD, con respecto al separador V-002.

c) Información de prueba de los barriles de crudo por día en el separador de prueba V-002 y en el separador de prueba GLCC.



**Figura 33.** Barriles de crudo por día (BCPD) Separador V-002 vs GLCC

**Elaborado por:** Javier Salazar

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

POZO EN PRUEBA	BCPD V-002	BCPD GLCC	DIFERENCIA	DIFERENCIA
	BBL	BBL	BBL	%
T-12	186	237	-51	-0,27
T-13	413	511	-99	-0,24
T-8	131	94	37	0,28
T-10	410	419	-9	-0,02
T-71	212	195	17	0,08
T-19H	855	867	-12	-0,01
T-80	145	125	20	0,14
T-53	244	226	17	0,07
T- 63	134	82	52	0,39
T-6	266	145	121	0,45
T- 9	151	85	66	0,43

**Elaborado por:** Javier Salazar

Se observa en el grafico 33 de barriles de crudo por día (BCPD) y en la tabla #6 que en el pozo T-12 con el separador V-002 se obtiene 186 BCPD y en el separador GLCC obtenemos una cantidad de 237 BCPD teniendo una diferencia de 51 barriles.

En el Fanny 10 se puede observar que se obtiene una diferencia de 9 BCPD, con respecto al separador V-002.

En el Fanny 53 se puede observar que se obtiene una diferencia de 65 BCPD, con respecto al separador V-002.

#### **5.4.1. Ventajas del GLCC**

Las ventajas que presenta la utilización de este equipo dentro de las operaciones diarias de pruebas de pozos son que tendremos datos en tiempo real para el monitoreo en modo continuo.

El diseño compacto del GLCC ocupa poco espacio y es liviano, lo que la hace ideal para el uso en sistemas portátiles, plataformas costa afuera, unidades móviles de producción costa afuera, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga o en cualquier sitio donde existan restricciones de espacio o peso.

Gracias a su bajo costo y diseño simple, el sistema de ensayo de pozos puede utilizarse con la mejor relación costo-beneficio para realizar el monitoreo en tiempo real de pozos individuales o una corriente de producción.

Controles convencionales, puede ser completamente automatizado.

Reducción de costos de infraestructura, reducción de costos operativos, bajo mantenimiento.

# **CAPÍTULO VI**

## 6.1 Conclusiones

Basándonos en el análisis técnico desarrollado se concluye que las pruebas efectuadas con el separador ciclónico han tenido resultados satisfactorios en las operaciones del campo de exploración. Las pruebas reflejan que las diferencias de caudal medidas en el ciclónico y el separador de prueba trifásico son equivalentes como se pueden ver en la tabla 3.

Se puede concluir que el equipo GLCC es un sistema de medición de flujo multifásico que puede operar a diferentes caudales, con una buena exactitud, de fácil manejo y configuración, con instrumentación estándar de la industria petrolera, lo cual marca la diferencia ante otros sistemas de medición, siendo flexible y altamente confiable.

El separador GLCC elimina la necesidad de utilizar el separador de prueba con sus sistemas de medición, ya que es posible transportarlo de un lugar a otro y operar en espacios considerablemente reducidos, el peso y requisitos de mantenimiento son mucho más manejables que del separador.

El separador GLCC puede reemplazar los separadores de prueba de dos y tres fases por un sistema automatizado que incorpora una mayor capacidad y eficiencia en cuanto al peso y espacio ocupado. Gracias al tiempo de residencia breve en el separador GLCC, puede reducirse el tiempo de ensayo del pozo, lo que permite que el operador tenga los últimos datos de desempeño del pozo.

Se observó que el ciclónico funcionó adecuadamente con crudos de API de 18° a 22° sin dar problemas operativos y de cuantificación en el equipo.

## 6.2 Recomendaciones

Como en el campo de exploración existen varias plataformas de considerable distancia a la estación de proceso, se requiere instalar en boca de pozo un separador ciclónico debido a la longitud de sus líneas y las diferentes densidades y caudales de que existe, con la finalidad de obtener pruebas más representativas.

Económicamente es recomendable tener separadores GLCC, ya que ahorra espacio y evitan los altos costos, en comparación a un separador de prueba convencional.

Con la implementación del separador GLCC en las empresas de producción o de operación es más conveniente ya que al ser compacto se facilita su transporte, instalación, uso de personal y consumo de energía a viceversa que ocurre con el separador de prueba convencional.

Se debe cumplir con los procedimientos de operación, seguridad y mantenimiento de los equipos de medición, pero se debe poner énfasis en la revisión de la instrumentación del separador GLCC, para tener un excelente funcionamiento (frecuencia de mantenimiento), es importante capacitar al personal que está a cargo de operar el separador GLCC.



## Bibliografía

- Alabuela Toapanta, Luis Alberto, Estudio de la Factibilidad de Implementar el Separador Cilindro Ciclónico Gas-Líquido (CCGL) y Deshidratador Electrostático en la Estación Central Lago Agrio, Tesis, Universidad Central del Ecuador, Quito, 2008.
- Arpandi, A. (1995). A Mechanistic Model for two-phase flow in Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators. A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in the discipline of petroleum Engineering. Tesis no publicada, Universidad de Tulsa, Tulsa.
- Brenno, R. (1997). Rotational two-phase flow in gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators. A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in the discipline of petroleum Engineering. Tesis no publicada, Universidad de Tulsa, Tulsa.
- Campbell, J., 1977, "Gas and Liquid Sweetening", 2da. edición, Campbell Petroleum Series, Oklahoma, USA.
- Campbell, J., 1979, "Gas Conditioning and Processing", Campbell Petroleum Series, Norman, Oklahoma, USA.
- Guzmán, N. (2005). Foam Flow in Gas-Liquid Cylindrical Cyclone (GLCC) Compact Separator. A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in the discipline of petroleum Engineering. Tesis no publicada, Universidad de Tulsa, Tulsa.
- Marin, J.C.; Reyes, M.; Colmenares, J.; Rojas, L.; Melendez, A.. "Eulerian – Eulerian Modelling of Disperse Two-Phase Flow in a Gas-Liquid Cylindrical Cyclone". En memorias del 2004 ASME Heat Transfer/Fluid Engineering Summer Conference. Charlotte, Estados Unidos de América. Julio 2004.

- L. E. Gomez, R. S. Mohan, Ovadia Shoham, U. of Tulsa; G. E. Kouba, Chevron Petroleum Technology Co. Enhanced Mechanistic Model and Field-Application Design of Gas/Liquid Cylindrical Cyclone Separators.
- Oropeza- Vazquez, C. (2001). Multiphase Flow Separation in Liquid-Liquid Cylindrical Cyclone and Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Compact Separators. A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in the discipline of petroleum Engineering. Tesis no publicada, Universidad de Tulsa, Tulsa.
- Production Testing Services(P.T.S.), Curso Básico de Operadores de facilidades de Superficie.
- SCHLUMBERGER, Handbook of Multiphase Metering, The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement.
- [http://www.tustp.org/about\\_the\\_glcc.html](http://www.tustp.org/about_the_glcc.html)

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

**AFORO:** Es la operación de medición del volumen de flujo en un tiempo determinado.

**BARTON:** Registrador de Flujo, Presión y Temperatura

**BARRIL:** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite.

**BARRILES POR DÍA (BPD):** En términos de producción es el número de barriles que se produce en 24 horas.

**BOCA DE POZO:** Equipamiento que se coloca sobre un pozo productivo y que está destinado a regular la salida del flujo de los hidrocarburos.

**CABEZAL DE POZO:** Cabezal de recolección en donde se integran las líneas de producción de los pozos productores del campo.

**CENTISTOKES:** Submúltiplo de stokes, es decir, la unidad de medida de la viscosidad cinemática de un fluido en el sistema cegesimal. Equivale a la centésima parte de un stokes y se emplea mucho en el caso de aceites lubricantes.

**DENSIDAD:** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

**EFEECTO CICLÓNICO:** Movimiento que remolina una fuerza centrífuga.

**EMULSIÓN:** La mezcla coloidal de dos fluidos que no se pueden mezclar, uno será dispersado en el otro en forma de finas burbujas.

**FLUJO:** Movimiento del petróleo en la roca reservorio.

**FLUJO MULTIFÁSICO:** El flujo multifásico puede tener las tres fases, agua, petróleo y gas, es una situación muy típica en la industria petrolera, la cual ocurre desde el momento que se produce el petróleo hasta la separación efectiva de las fases, es decir el flujo multifásico tenemos en el pozo, Línea de flujo y tuberías de transporte e inyección de vapor.

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar. Las características comunes de cada fase individual tales como el perfil de velocidad, turbulencia y el lindero de la capa, son insuficientes para describir la naturaleza de tales flujos.

**FUERZA CENTRÍFUGA:** Es una fuerza ficticia que aparece cuando se describe el movimiento de un cuerpo en un sistema de referencia en rotación.

**GAS:** Es la sustancia que en condiciones normales (una atmosfera y 60°c) se encuentra en estado gaseoso.

**GLCC:** Gas Liquid Cylindrical Cyclone.

**GRAVEDAD:** Manifestación de la fuerza de gravitación en las proximidades de un objeto; especialmente la atracción que ejerce la Tierra sobre los cuerpos que están sobre ella o próximos a ella.

**GRAVEDAD API:** La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica del aceite.

**INSTRUMENTACIÓN:** Son dispositivos utilizados para el monitoreo y control de las variables de un proceso; a su vez, un proceso es una serie de pasos secuenciales que deben realizarse para obtener un producto.

**MANIFOLD:** Sistema que recibe el flujo de cada uno de los pozos productores asignados a una estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como

también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos.

**MEDIDORES DE FLUJO:** Son equipos que permiten la medición de las propiedades intrínsecas del fluido.

**PETROLEO:** Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas más o menos elevadas.

**POZO:** Denominación dada a la abertura producida por una perforación.

**PRESIÓN:** es una magnitud física que mide la fuerza por unidad de superficie, y sirve para caracterizar como se aplica una determinada fuerza resultante sobre una superficie.

**PRUEBA DE POZO:** Evaluación que sirve para determinar la cantidad de gas crudo y agua de un pozo en producción.

**RÉGIMEN DE FLUJO:** La geometría física presentada por un fluido multifásico en un conducto.

**RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (RGP):** La Rata de flujo del volumen del gas, relativo al volumen del petróleo de la Rata de flujo, ambos convertidos a volúmenes de igual presión y temperaturas.

**SALINIDAD:** Es el contenido de sales minerales disueltas en un cuerpo de agua.

**SEPARADOR:** Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.

**SWITCH:** Es un dispositivo utilizado para desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica. En el mundo moderno las aplicaciones son innumerables, van desde un simple interruptor que apaga o enciende un bombillo, hasta un complicado selector de transferencia automático de múltiples capas controlado por computadora.

**VENTURI:** Consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor.

**WELL PAD:** Plataforma de pozos o isla de producción.

**YACIMINETO:** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes.

## NOMENCLATURA

**A<sub>in</sub>:** Es la sección transversal del área de la región de entrada.

**API:** Instituto Americano del Petróleo.

**BAPD:** Barriles de agua por día.

**BBL:** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

**BCPD:** Barriles de crudo por día.

**BFPD:** Barriles de flujo por día.

**BSW:** Se denomina así a las impurezas (sólidos y agua) que se asientan en el fondo de los tanques que contienen al petróleo.

**DPT:** Transmisor de presión diferencial.

**HMI:** Interfaz hombre máquina.

**L<sub>n</sub>:** Es la altura del sector de entrada perpendicular al eje de la entrada.

**MPCS:** Miles de pies cúbicos estándar.

**PID:** Proporcional, integral y derivativo.

**PLC:** Control lógico programable.

**PT:** Transmisor de presión

**W<sub>eqv</sub>:** Es el equivalente al ancho de la entrada rectangular.

# **ANEXOS**



# ANEXO I

## Prueba de pozo T-12 en el separador V-002

OPERADOR																		WELL : T-12																	
DATE	HOURS	OIL		WATER		D.V		PROY/24 HRS		BSV		SALINIDAD		TEMP		VESSEL		API		FREC		I		INTAKE		MOTOR		VHP		CASING					
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(X)	OUT(X)	CINa	F	Psi	deg	Psi	Hz	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi								
28-nov-10	14:00	0		0																															
	15:00	9	9	117	117	3024								148	70																				
	16:00	17	8	234	117	3000	88.5	16.0	13200					147	70																				
	17:00	26	9	356	122	3144								145	69																				
	18:00	36	10	478	122	3168								140	69																				
	19:00	44	8	594	116	2976								137	9																				
	20:00	53	9	721	127	3264								142	69																				
	21:00	62	9	830	109	2832								142	70																				
	22:00	72	10	951	121	3144								141	69																				
	23:00	80	8	1068	117	3000								142	70																				
29-nov-10	0:00	91	11	1189	121	3168	93.4	12.0						141	69																				
	1:00	99	8	1309	120	3072								140	69																				
	2:00	108	9	1429	120	3096								140	69																				
PLACA OMF*	PSI DIF.	108	9	1429	119	3074	91.0	14.0	13200	142	64	21.55	59	65	1907	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR			
0.500	8.0																																		
DATE	HOURS	BFPD		BOPD		BVPD		BSV		PROY.		GAS		GOR		SALINID		Temp		VESSEL		API		FREC		I		INTAKE		MOTOR		VHP		CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	X	24 HRS.	mpsc	mpsc/H	CINa	F	Psi	deg	Hz	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi							
29-nov-10	12	3074	186	2888	94.0	3074.0	25	133	13200	142	64	21.55	59	65	1907	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
Anterior	17-mar-10	3040	103	2937	96.6	3040.0	17	162	13180	149	39	21.55	59	66	1732	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR		

Elaborado por: Javier Salazar

# ANEXO II

## Prueba de pozo T-10 en el separador V-002

WELL TEST																		WELL : T-10																	
Responsabi																		WELL : T-10																	
DATE	HOURS	OIL		WATER		D.V		PROY/24 HRS		BSV		SALINIDAD		TEMP		VESSEL		API		FREC		I		INTAKE		MOTOR		VHP		CASING					
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(X)	OUT(X)	CINa	F	Psi	deg	Psi	Hz	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi								
29-nov-10	4:00	0		0																															
	5:00	12	12	253	253	6360								136	69																				
	6:00	32	20	490	237	6168								140	69																				
	7:00	51	19	736	246	6360								132	69																				
	8:00	62	11	995	259	6480	93.0	14	13695					144	69																				
	9:00	80	18	1235	240	6192								148	69																				
	10:00	99	19	1476	241	6240								152	69																				
	11:00	118	19	1717	241	6240								157	69																				
	12:00	135	17	1963	246	6312								160	69																				
	13:00	152	17	2209	246	6312								160	69																				
	14:00	170	18	2455	246	6336								164	69																				
	15:00	189	19	2700	245	6336								157	69																				
	16:00	208	19	2945	245	6336								151	69																				
PLACA OMF*	PSI DIF.	208	17	2945	245	6306	93.0	1.4	13695	150	69	22.19	53.0	72	1720	200	213	90	80																
0.500	37																																		
DATE	HOURS	BFPD		BOPD		BVPD		BSV		PROY.		GAS		GOR		SALINID		Temp		VESSEL		API		FREC		I		INTAKE		MOTOR		VHP		CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	X	24 HRS.	mpsc	mpsc/H	CINa	F	Psi	deg	Hz	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi	F	F	Psi	Psi							
29-nov-10	12	6306	410	5896	93.5	6306	56	136	13695	150	69	22.19	53.0	72	1720	200	213	90	80																
Anterior	31-Oct-10	6508	431	6077	93.4	6508	57	133	14898	159	60	22.29	53.0	72	1761	200	213	80	65																

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO III

### Prueba de pozo T-9 en el separador V-002

WELL TEST																				
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Historico</span> <span style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-left: 20px;">Completacion</span>																				
WELL : <u>T-9</u>																				
RESPONSABLE:																				
DATE	HOURS	OIL	D.O	WATER	D.V	PROY/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(%)	OUT(%)	CINs	F	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	
29-nov-10	22:00	0		0								GRAB - 23,4								
	23:00	7	7	139	139	3504				114	69	TEMP - 82								
30-nov-10	0:00	13	6	279	140	3504				115	69	BSW - 3,2								
	1:00	20	7	418	139	3504				116	69	APIF - 22,0								
	2:00	26	6	545	127	3192	95,8	3,2	14025	117	69	seco - 22,43	54	80	1862	200	232	85	85	
	3:00	33	7	684	139	3504				104	69									
	4:00	39	6	826	142	3552				114	69									
	5:00	45	6	968	142	3552				113	69									
	6:00	52	7	1100	132	3336				113	69									
	7:00	58	6	1238	138	3456				111	69									
	8:00	64	6	1374	136	3408				117	69									
	9:00	71	7	1515	141	3552				87	69									
	10:00	78	7	1652	137	3456				78	69									
PLACA GRU*	PSI DR*	78	7	1652	138	3460	95,8	3,2	14025	108	69		54	80	1862	200	232	85	85	
0,500	7,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROYC.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	%	24 HRS.	mpsc	mpsc/bl	CINs	F	PSI	deg	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	
29-nov-10	12	3460	151	3309	95,6	3460,0	24	157	14025	108	69	22,43	54	80	1862	200	232	85	85	
Anterior	20-jun-10	3482	102	3380	97,1	3482,0	16	158	14520	133	40	22,14	54	81	NR	NR	NR	50	48	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO IV

### Prueba de pozo T-8 en el separador V-002

WELL TEST																				
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Cueva de Encuentro</span>																				
WELL : <u>T-8</u>																				
Responsable:																				
DATE	HOURS	OIL	D.O	WATER	D.V	PROY/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(%)	OUT(%)	CINs	F	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	
07-nov-10	8:00	0		0								GRAB - 23,6								
	9:00	5	5	61	61	1584				132	60	TEMP - 90								
	10:00	11	6	123	62	1632				132	60	BSW - 1,0								
	11:00	17	6	185	62	1632				133	60	APIF - 21,7								
	12:00	22	5	246	61	1584				133	60	seco - 21,83								
	13:00	29	7	309	63	1680	92,0	1,0	13695	133	60									
	14:00	34	5	373	64	1656				136	60		60	103	NR	NR	NR	50	50	
	15:00	39	5	438	65	1680				136	60									
	16:00	44	5	501	63	1632				135	60									
	17:00	50	6	563	62	1632				136	60									
	18:00	55	5	625	62	1608				133	60									
PLACA GRU*	PSI DR*	55	6	625	63	1632	92,0	1,0	13695	134	60	21,83	60	103	NR	NR	NR	50	50	
0,500	8,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROYC.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	%	24 HRS.	mpsc	mpsc/bl	CINs	F	PSI	deg	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	
07-nov-10	10	1632	131	1501	92,0	1632,0	22	168	13695	134	60	21,83	60	103	NR	NR	NR	50	50	
Anterior	20-oct-10	1992	134	1858	93,3	1992,0	18	132	15015	130	40	21,93	60	103	NR	NR	NR	50	50	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO V

### Prueba de pozo T-71 en el separador V-002

WELL TEST																				
WELL: <u>T-71</u>																				
Responsable:																				
DATE	HOURS	OB	D.O	WATER	D.V	PROD/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	bs	IN(1)	OUT(1)	CIN <sub>2</sub>	F	PSI	dry	HZ	Amp	PSI	F	F	PSI	PSI	
24-nov-10	2:00	0		0								GRAT - 19,8								
	3:00	9	9	160	160	4056				151	69	TEMP - 83								
	4:00	18	9	320	160	4056				150	69	BSV - 1,0								
	5:00	28	10	480	160	4080				152	69	GRAT - 18,1								
	6:00	37	9	641	161	4080				157	69	seco - 18,19								
	7:00	46	9	801	160	4056				157	69									
	8:00	56	10	962	161	4104	95,0	1,0	9529	160	69		42	62	1594	212	228	110	95	
	9:00	63	7	1122	160	4008				166	69									
	10:00	71	8	1282	160	4032				164	69									
	11:00	80	9	1443	161	4080				162	69									
	12:00	90	10	1603	160	4080				163	69									
	13:00	99	9	1763	160	4056				163	69									
	14:00	108	9	1923	160	4056				153	69		42	62	1593	212	228	110	95	
	15:00	116	8	2084	161	4056				152	69									
PLACA GRIF*	PSI BIF.	116	9	2084	160	4062	95,0	1,0	9529	158	69	18,19	42	62	1594	212	228	110	95	
0,500	13,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	Prog.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	X	24 hrs.	mpsc	mpsc/bl	CIN <sub>2</sub>	F	PSI	dry	HZ	Amp	PSI	F	F	PSI	PSI	
24-nov-10	13	4062	212	3850	94,8	4061,5	20	96	9529	158	69	18,19	42	62	1594	212	228	110	95	
Anterior	18-sep-10	4048	219	3829	94,6	4048,0	18	84	9817	172	59	18,14	42	62	1595	212	228	100	60	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO VI

### Prueba de pozo T-53 en el separador V-002

WELL TEST																				
WELL: <u>T-53</u>																				
OPERATOR:																				
DATE	HOURS	OB	D.O	WATER	D.V	PROD/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	bs	IN(1)	OUT(1)	CIN <sub>2</sub>	F	PSI	dry	HZ	Amp	PSI	F	F	PSI	PSI	
12-sep-10	1:00	0		0								GRAT - 23,6								
	2:00	8	8	36	36	1056				118	59	TEMP - 84								
	3:00	17	9	71	35	1056				114	59	BSV - 2,0								
	4:00	28	11	111	40	1224				109	59	GRAT - 22,1								
	5:00	38	10	148	37	1128	79,4	3,0		107	59	seco - 22,36	50	33	1285	201	215	92	68	
	6:00	48	10	184	36	1104				106	59									
	7:00	59	11	220	36	1128				114	59									
	8:00	71	12	256	36	1152				114	59									
	9:00	82	11	293	37	1152	79,6	2,0	13695	116	59		50	33	1286	201	215	90	68	
	10:00	93	11	329	36	1128				118	59									
	11:00	104	11	364	35	1104				123	60									
	12:00	114	10	399	35	1080				124	60									
	13:00	125	11	435	36	1128				124	60									
PLACA GRIF*	PSI BIF.	125	10	435	36	1120	79,5	2,5	13695	116	59	22,36	50,0	33	1286	201	215	91	68	
0,500	5,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	Prog.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	X	24 hrs.	mpsc	mpsc/bl	CIN <sub>2</sub>	F	PSI	dry	HZ	Amp	PSI	F	F	PSI	PSI	
12-sep-10	12	1120	244	876	78,2	1120,0	22	91	13695	116	59	22,36	50,0	33	1286	201	215	91	68	
Anterior	08-sep-10	786	173	613	78,0	786,0	22	128	13530	104	70	22,38	50,0	33	1288	201	215	100	65	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO VII

WELL TEST																					
															Historico	Completado	WELL <u>T-80</u>				
RESPONSABLE: <u>Marcelo Pintado</u>																					
DATE	HOURS	OIL	D.O	WATER	D.V	PROD/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	WHP	CASING		
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(X)	OUT(X)	CINa	F	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi		
12-sep-10	20:00	0	0									GRAY = 23,4									
	21:00	6	6	31	31	888				88	59	TEMP = 82									
	22:00	13	7	65	34	984				87	59	BSV = 0,5									
	23:00	20	7	100	35	1008				93	59	TEMP = 22,0									
13-sep-10	0:00	26	6	132	32	912	87,3	8,0	22110	90	60	SECO = 22,06	51	39	831	NR	NR	95	84		
	1:00	32	6	164	32	912				86	60										
	2:00	38	6	199	35	984				86	60										
	3:00	44	6	234	35	984				86	60										
	4:00	51	7	268	34	984				84	60										
	5:00	57	6	303	35	984				83	60										
	6:00	64	7	337	34	984				90	60										
	7:00	71	7	372	35	1008				84	60										
	8:00	78	7	406	34	984	88,0	6,0	22275	86	60		51	40	839	NR	NR	95	84		
PLAGA GRP*	PSI DIV.	78	7	406	34	968	87,7	7,0	22193	87	60	22,06	51	40	835	NR	NR	95	84		
1,000	0,4																				
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROY.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	WHP	CASING		
		Ms	Ms	Ms	%	24 hrs	mpsc	mpsc/bl	CINa	F	Psi	deg	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi		
12-sep-10	12	968	145	823	85,0	968	22	151	22193	87	60	22,06	51	40	835	NR	NR	95	84		
Anterior	17-ago-10	954	136	818	85,8	954	25	181	22027	82	74	22,03	51	41	NR	NR	NR	105	105		

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO VIII

### Prueba de pozo T-12 en el separador GLCC

WELL TEST																				
															Carga de Frecuencia	WELL: <u>T-12</u>				
OPERADOR																				
DATE	HOURS	Total	D.O	WATER	D.V	PROD/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	DPT	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	WHP	CASING
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(X)	OUT(X)	CINa	IN	IN(X)	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi
03-ene-11	18:00	0											GRAY = 23,2							
	19:00	125	125			3000				38	28,4	85	TEMP = 84							
	20:00	252	127			3048				38	25,2	84	BSV = 0,6							
	21:00	378	126			3024	32,0	32,0	12950	40	34,7	92	TEMP = 21,7	59	64	2025	NR	NR	90	70
	22:00	501	123			2952				49	32,8	94	SECO = 21,78							
	23:00	630	129			3096				49	26,7	84								
04-ene-11	0:00	753	123			2952				38	42	84								
	1:00	879	126			3024				34	28	92								
	2:00	1004	125			3000	32,2	32,2	12622	36	29,2	90		59	64	2026	NR	NR	95	70
	3:00	1128	124			2976				35	32,7	85								
	4:00	1248	120			2880				40	32,7	86								
	5:00	1374	126			3024				51	35,2	84								
	6:00	1493	125			3000				48	33,2	82								
PLAGA GRP*	PSI DIV.	1499	125	0	#####	2998	92,1	92,1	12786		32	87	21,78	59	64	2026	NR	NR	93	70
0,500	2,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	Prog.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	WHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	%	24 hrs.	mpsc	mpsc/bl	CINa	F	Psi	deg	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi	
03-ene-11	12	2998	237	2761	92,1	2998,0	31	131	12786		32	87	21,78	59	64	2026	NR	NR	93	70
Anterior																				

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO IX

### Prueba de pozo T-8 en el separador GLCC

WELL TEST																					
Cuenca de Francisco																					
WELL : T-8																					
OPERADOR:																					
DATE	HOURS	Total	D.O	WATER	D.V	press/psia	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	DPT	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	WRP	CASING	
		Mr	Mr	Mr	Mr	psia	IN(L)	OUT(L)	CMa	IN	IN(L)	Psi		KZ	App	Psi	Y	Y	Psi	Psi	
07-ene-11	18:00	0																			
	19:00	61	61			1464				41	35	85	GRAY = 22								
	20:00	123	62			1488				41	34	86	TEMP = 78								
	21:00	185	62			1488				41	34	84	BSV = 1,0								
	22:00	248	63			1512				42	34	80	@60Y = 21,4								
	23:00	310	62			1488	93,7	93,7	14355	42	34	84	SECO = #####	60	103	NR	NR	NR	NR	50	50
08-ene-11	0:00	371	61			1464				42	34	84									
	1:00	432	61			1464				42	34	84									
	2:00	495	63			1512				42	34	84									
	3:00	556	61			1464				42	334	84									
	4:00	617	61			1464				42	334	84									
	5:00	681	64			1536				42	334	84									
PLACA RESP.	PSI RR.	681	62	0		1486	93,7	93,7	14355		116	84	21,52	60	103	NR	NR	NR	NR	50	50
1,000	2,0																				
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	Prep.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	WRP	CASING		
		Mr	Mr	Mr	%	24 hrs.	mpsc	pscfbl	CMa	Y	PSI	dry	KZ	App	Psi	Y	Y	Psi	Psi		
07-ene-11	11	1486	94	1392	93,7	1485,8	17	183	14355	116	84	21,52	60	103	NR	NR	NR	50	50		
Anterior	03-ene-11	1632	131	1501	92,1	1632,0	22	168	13695	134	87	21,47	60	103	NR	NR	NR	50	50		

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO X

### Prueba de pozo T-10 en el separador GLCC

WELL TEST																					
Cuenca de Francisco																					
WELL : T-10																					
OPERADOR:																					
DATE	HOURS	Total	D.O	WATER	D.V	press/psia	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	DPT	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	WRP	CASING	
		Mr	Mr	Mr	Mr	psia	IN(L)	OUT(L)	CMa	IN	IN(L)	Psi		KZ	App	Psi	Y	Y	Psi	Psi	
08-ene-11	7:00	0																			
	8:00	262	262			6288				54	39	76	GRAY = 23,8								
	9:00	519	257			6168				54	37	76	TEMP = 86								
	10:00	776	257			6168				52	37	76	BSV = 1,0								
	11:00	1034	258			6192				50	37	76	@60Y = 21,4								
	12:00	1293	253			6216	93,0	93,0	13282	50	38	76	SECO = #####	53	73	1686	200	217	95	70	
	13:00	1553	260			6240				50	38	78									
	14:00	1812	259			6216				51	36	78									
	15:00	2072	260			6240				51	35	78									
	16:00	2332	260			6240				51	38	78									
	17:00	2591	259			6216				51	36	78									
	18:00	2852	261			6264	93,5	93,5		50	34	78		53	73	1685	200	217	95	70	
	19:00	3106	254			6036				50	35	78									
PLACA RESP.	PSI RR.	3106	259	0		6212	93,3	93,3	13282		37	77	21,52	53	73	1686	NR	NR	95	70	
1,000	2,0																				
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	Prep.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	WRP	CASING		
		Mr	Mr	Mr	%	24 hrs.	mpsc	pscfbl	CMa	Y	PSI	dry	KZ	App	Psi	Y	Y	Psi	Psi		
08-ene-11	12	6212	419	5793	93,3	6212,0	58	139	13282	37	77	21,52	53	73	1686	NR	NR	95	70		
Anterior	23-nov-11	6306	410	5896	93,5	6306	56	136	13695	150	150	69,00	22,19	72	1720	200	213	90	80		

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XI

### Prueba de pozo T-71 en el separador GLCC

WELL TEST																				
Completado																				
WELL <u>T-71</u>																				
Responsable																				
DATE	HOURS	F-TOTAL	D.O	VATER	D.V	PROT/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VRP	CASING	
		bls	bls	bls	bls	bls	IN(%)	OUT(%)	CINs	PULG	Psi		HZ	Amp	Psi	T	T	Psi	Psi	
08-ene-11	21:00	0		0								GRAT - 19,8								
	22:00	172	172	0	0	4128				45	86	TEMP - 89								
	23:00	330	158	0	0	3792				46	90	BSV - 1,0								
09-ene-11	0:00	490	160	0	0	3840				46	90	φ4FF - 18,1								
	1:00	650	160	0	0	3840				47	90	seco - 18,19								
	2:00	810	160	0	0	3840				48	90									
	3:00	968	158	0	0	3792	95,0	95,0	9735	47	90		42	62	1631	213	227	125	60	
	4:00	1130	162	0	0	3888				49	90									
	5:00	1294	164	0	0	3936				50	90									
	6:00	1458	164	0	0	3936				50	90									
	7:00	1623	165	0	0	3960				52	90									
	8:00	1789	166	0	0	3984				54	90									
	9:00	1953	164	0	0	3936				52	90		42	62	1615	213	227	120	70	
PLACA ORIF*	PSI DIF.	1953	163	0	0	3906	95,0	95,0	9735	49	90	18,19	42	62	1623	213	227	123	65	
0,500	13,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROY.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VRP	CASING	
		bls	bls	bls	%	24 hrs.	mpsc	psc/bl	CINs	T	Psi	dry	HZ	Amp	Psi	T	T	Psi	Psi	
08-ene-11	12	3906	195	3711	95,0	3906,0	25	127	9735	49	90	18,19	42	62	1623	213	227	123	65	
Anterior	24-nov-10	4062	212	3850	94,8	4061,5	20	96	9529	158	69	18,19	42	62	1594	212	228	110	95	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XII

### Prueba de pozo T-19 en el separador GLCC

WELL TEST																			
Completado																			
WELL <u>T-19</u>																			
Responsable																			
DATE	HOURS	FLUIDO T	D.O	NIVEL	DPT	PROT/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	TEMP	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VRP	CASING	
		bls	bls	IN	%	bls	IN(%)	OUT(%)	CINs	T		HZ	Amp	Psi	T	T	Psi	Psi	
09-ene-11	23:00	0									GRAT - 23,0								
10-ene-11	0:00	310	310	58	30	7440				156	TEMP - 74								
	1:00	626	316	58	34	7584				158	BSV - 3,0								
	2:00	942	316	58	35	7584				160	φ4FF - 22,1								
	3:00	1254	312	54	27	7488				161	seco - 22,47								
	4:00	1552	298	53	22	7152				161									
	5:00	1864	312	58	25	7488				158									
	6:00	2162	298	58	22	7152				158									
	7:00	2483	321	62	26	7704				158									
	8:00	2786	303	58	22	7272				161									
	9:00	3092	306	58	24	7344	88,3	88,3	15345	158		48	71	1536	200	223	200	35	
	10:00	3399	307	57	23	7368				159									
	11:00	3704	305	57	24	7320				163									
PLACA ORIF*	PSI DIF.	3704	309	9	26	7408	88,3	88,3	15345	159	22,47	48	71	1536	200	223	200	NR	
1,000	5,0																		
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROY.	GAS	GOR	SALINID	Temp	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VRP	CASING	
		bls	bls	bls	%	24 HRS.	mpsc	psc/bl	CINs	T	dry	HZ	Amp	Psi	T	T	Psi	Psi	
09-ene-11	12	7426	867	6559	88,3	7408	96	111	15345	159	22,47	48	71	1536	200	223	200	NR	
Anterior	05-dic-10	7276	855	6421	88,3	7276	94	110	15620	162	22,47	47	69	1480	200	221	174	NR	

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XII

### Prueba de pozo T-80 en el separador GLCC

WELL TEST																					
OPERADOR															WELL : <b>T-80</b>						
DATE	HOURS	Total	D.O	WATER	D.V	PROT24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	DPT	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING	
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(%)	OUT(%)	CINs	IN	INL	Psi		NZ	App	Psi	T	T	Psi	Psi	
03-ene-11	10:00	0																			
	11:00	37	37				888			52	34	90	GRAY = 23,4								
	12:00	74	37				888			51	34	84	TEMP = 82								
	13:00	111	37				888			52	34	80	BSV = 0,5								
	14:00	149	38				912			54	35	78	@60F = 22,0								
	15:00	187	38				912	86,0	86,0	22210	54	35	78	SECO = 8888	51	39	885	NR	NR	90	52
	16:00	225	38				912			54	35	72									
	17:00	261	36				864			52	36	78									
	18:00	300	39				936			53	34	88									
	19:00	337	37				888			53	35	85									
	20:00	373	36				864			53	35	85			51	39	885	NR	NR	90	52
	21:00	409	36				864			54	36	70									
	22:00	446	37				888			54	37	70									
PLACA GRIP*	PSI DR.	446	37	0			892	86,0	86,0	22210	53	35	80	22,07	51	39	885	NR	NR	90	52
1,000	2,0																				
DATE	HOURS	BFPD	BOPO	BVPD	BSV	Prey.	GAS	GOR	SALINID	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VHP	CASING		
		Ms	Ms	Ms	%	24 hrs.	mppc	pscfbl	CINs	T	PSI	dry		NZ	App	Psi	T	T	Psi	Psi	
03-ene-11	12	892	125	767	86,0	892,0	23	187	22210	53	35	80	22,07	51	39	885	NR	NR	90	52	
Anterior	12-sep-10	968	145	823	85,0	968	22	151	22193	87	60	22,06		40	835	NR	NR	95	84		

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XIV

### Prueba de pozo T-63 en el separador GLCC

WELL TEST																						
OPERADOR															WELL : <b>T-63</b>							
DATE	HOURS	Total	D.O	WATER	D.V	PROT24 HRS	BSV	BSV	NIVEL	DPT	VESSEL	API	RATE	TOTAL	Dife	INYECCION	SAL INY	SAL RET	PRES INY	PRES RET	PRODUCCION	
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(%)	OUT(%)	IN	INL	Psi		INYECCION	INYECCION	24 HORAS	CINs	CINs	Psi	Psi	Psi	BFPD	
11-ene-11	8:00	0											GRAY = 24,8	0								
	9:00	286	286	0	0	6864			54	20	92	TEMP = 87	5956	250	250	6000				1970	95	864
	10:00	573	287	0	0	6888			54	20	88	BSV = 2,0	5970	502	252	6048						840
	11:00	859	286	0	0	6864			54	21	82	@60F = 23,1	5961	752	250	6000						864
	12:00	1144	285	0	0	6840			53	20	88	SECO = 8888	6070	1003	251	6024						816
	13:00	1430	286	0	0	6864	95,5	95,5	54	22	90		6070	1258	253	6072						792
	14:00	1717	287	0	0	6888			54	23	90		5964	1506	250	6000						888
	15:00	2002	285	0	0	6840			54	23	88		5964	1756	250	6000	1550	1550	2040	100		840
	16:00	2288	286	0	0	6864			54	23	90		6059	2008	252	6048						816
	17:00	2575	287	0	0	6888			54	23	92		6058	2259	251	6024						864
	18:00	2861	286	0	0	6864	94,8	94,8	54	22	92		6054	2509	250	6000						864
	19:00	3148	287	0	0	6888			54	22	92		6056	2760	251	6024						864
	20:00	3434	286	0	0	6864			54	22	92		6058	3011	251	6024						840
PLACA GRIP*	PSI DR.	3434	286	0	0	6868	95,2	95,2	54	22	90	23,39	6010	3011	251	6024	15510	15510	2005	98		843
1,000	0,0																					
DATE	HOURS	BFPD	BOPO	BVPD	BSV	Prey.	GAS	GOR	NIVEL	DPT	VESSEL	API	RATE	TOTAL	Dife	INYECCION	SAL INY	SAL RET	PRES INY	PRES RET	PRODUCCION	
		Ms	Ms	Ms	%	24 hrs.	mppc	pscfbl	IN <td>INL <td>PSI</td> <td>dry</td> <th>INYECCION</th> <th>INYECCION</th> <th>24 HRS</th> <th>CINs</th> <th>CINs</th> <th>Psi</th> <th>Psi</th> <th>Psi</th> <th>BFPD</th> </td>	INL <td>PSI</td> <td>dry</td> <th>INYECCION</th> <th>INYECCION</th> <th>24 HRS</th> <th>CINs</th> <th>CINs</th> <th>Psi</th> <th>Psi</th> <th>Psi</th> <th>BFPD</th>	PSI	dry	INYECCION	INYECCION	24 HRS	CINs	CINs	Psi	Psi	Psi	BFPD	
11-ene-11	12	843	82	761	90,3	6882,0	10	123	54	22	90	23,39	6010	3011	251	6024	15510	15510	2005	98		843
Anterior	11-dic-10	901	134	767	85,2	6881	34	253		99	70	23,39	5972	2741	249	5980	15675	15675	1935	83		901

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XV

### Prueba de pozo T-9 en el separador GLCC

WELL TEST																				
															Completacion		WELL: <u>T-9</u>			
RESPONSABLE:																				
DATE	HOURS	TOTAL	D.O	WATER	D.V	PROY/24 HRS	BSV	BSV	SALINIDAD	NIVEL	DPT	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING
		Ms	Ms	Ms	Ms	Ms	IN(%)	OUT(%)	CINa	IN %	IN %	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi
29-ene-11	18:00	0											GRAT - 23,4							
	19:00	135	135			3240						70	TEMP - 86							
	20:00	271	136			3264						70	BSW - 2,0	54	79	1811	200	231	80	58
	21:00	406	135			3240	96,8	96,8	14025			70	PHWT - 21,8							
	22:00	539	133			3192						70	SECO - 22,06							
23:00	673	134			3216						70									
30-ene-11	0:00	808	135			3240	97,3	97,3				70		54	79	1812	200	231	80	58
	1:00	941	133			3192						70								
	2:00	1075	134			3216						70								
PLACA GRIP*	PSI GRIP	1075	134	0		3225	97,4	97,4	14025		#DIV/0!	70		54	79	1812	200	231	80	58
0,500	7,0																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROYC.	GAS	GOR	SALINID		Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING
		Ms	Ms	Ms	%	24 HRS.	mpsc	mpsc/bl	CINa		F	PSI	dry	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi
29-ene-11	8	3225	85	3140	97,4	3225,0	23	269	14025			70	22,06	54	79	1812	200	231	80	58
Anterior	#####	3460	94	3026	97,0	3120,0	25	270	13860		24	83	22,48	54	79	NR	NR	NR	91	60

Elaborado por: Javier Salazar

## ANEXO XVI

### Prueba de pozo T-13 en el separador GLCC

WELL TEST																				
															Cura de Fractura		WELL: <u>T-13</u>			
Responsable																				
DATE	HOURS	TOTAL	D.O			PROY/24 HRS	BSV	BSV	NIVEL	DPT	TEMP	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	MOTOR	VHP	CASING
		Ms	Ms			Ms	IN(%)	OUT(%)	IN (%)	IN(%)	F	Psi		HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi
04-ene-11	23:00	0											GRAT - 24,6							
	0:00	91	91			2184			41,0	35	141	83	80	45	38	711	199	214	86	14
	1:00	179	88			2112			42,0	34	138	83	BSW - 3,0							
	2:00	267	88			2112			42,0	34	136	83	PHWT - 23,4							
	3:00	355	88			2112	76,0	76,0	42,0	35	135	84	SECO - 23,9							
	4:00	443	88			2112			42,0	34	132	84								
	5:00	529	86			2064			42,0	34	132	84								
	6:00	615	86			2064			42,0	36	132	85								
	7:00	711	96			2304			42,0	37	135	85								
	8:00	799	88			2112			42,0	37	135	85			45	38	722	199	216	100
PLACA GRIP*	PSI GRIP	799	89	0		2131	76,0	76,0	42	35	135	84	23,86	45,0	38	717	199	215	93	12
1,000	1,8																			
DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BVPD	BSV	PROYC.	GAS	GOR	SALINIDAD	SALINIDAD	Temp	VESSEL	API	FREC	I	INTAKE	INTAKE	INTAKE	VHP	CASING
		Ms	Ms	Ms	%	24 HRS.	mpsc	mpsc/bl	NaeI Inq	CINa Ret	F	PSI	dry	HZ	Amp	Psi	F	F	Psi	Psi
04-ene-11	9	2131	511	1619	76,0	2131	70	137	42	35	135	84	23,86	45,0	38	717	199	215	93	12
Anterior		2053	413	1641	79,3	2053	72	174						45,0	65	1303	202	209	85	82

Elaborado por: Javier Salazar