

**ANALISIS DE DESEMPEÑO DE UN MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO  
PARA EL DESARROLLO DE PRUEBAS DE POZO EN UN CAMPO DE CRUDO  
PESADO DEL MAGDALENA MEDIO.**

**LAURA CRISTINA HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ  
AGUSTÍN JOSÉ RONCALLO CERVANTES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ANALISIS DE DESEMPEÑO DE UN MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO  
PARA EL DESARROLLO DE PRUEBAS DE POZO EN UN CAMPO DE CRUDO  
PESADO DEL MAGDALENA MEDIO.**

**LAURA CRISTINA HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ**

**AGUSTÍN JOSÉ RONCALLO CERVANTES**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
Ingenieros de petróleoos**

**Director**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**

**Ingeniero de Petróleos**

**M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*En primer lugar, a Dios, por bendecirme, darme sabiduría y fortaleza para*

*Nunca rendirme ante los obstáculos que se presentaron en esta trayectoria.*

*Realmente a mi ser más amado, "mi madre" por darme la vida y ser mi mayor apoyo.*

*Igualmente, a mi padre y a mi abuelo,*

*Que me han acompañado en mi vida, no física sino espiritualmente desde la eternidad.*

*Ustedes son el motor para seguir logrando mis sueños.*

*Estarán presentes por siempre en mi corazón.*

*Con amor*  
*Laura Cristina Hernández*

## DEDICATORIA

*Con todo mi corazón quiero dedicar este logro a mi señor Jesucristo, quien merece toda gloria, honra y admiración. Pero también quiero dedicarlo a mi familia que es lo que más amo después de Dios, a mis padres por sus esfuerzos y sacrificios para mi crecimiento personal y profesional, a mis hermanos por su amor y motivación, e igualmente a mi novia por todo su amor y apoyo incondicional. Dios y ellos han sido el soporte de mi vida, la inspiración de mi corazón y la motivación para lograr mis sueños.*

*Con amor  
Agustín Roncallo Cervantes*

## **AGRADECIMIENTOS**

Queremos expresar nuestros agradecimientos a todas las personas que nos colaboraron y apoyaron en el desarrollo de este proyecto.

A los ingenieros Fabián Eduardo Motta Hurtado y Jairo Fernando Cárdenas Quintero por su colaboración y orientación.

Al director del proyecto el M. Sc John Alexander León Pabón, ingeniero de petróleos por su orientación.

A la Universidad Industrial de Santander por garantizarnos un espacio propicio para adquirir conocimientos y permitirnos se parte de esta institución

A la escuela de ingeniería de petróleos UIS por y a todos los profesores que hicieron parte de nuestra formación profesional.

A todos nuestros amigos por ser nuestros compañeros en esta etapa.

## CONTENIDO

	pag.
<u>INTRODUCCIÓN</u> .....	19
<u>1.GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS</u> .....	21
<u>1.1. DEFINICIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS</u> .....	21
<u>1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS</u> .....	22
<u>1.2.1. Densidad</u> .....	23
<u>1.2.2. Viscosidad</u> .....	24
<u>1.2.3. Contaminantes presentes en los crudos pesados</u> .....	25
<u>1.3. EMULSIÓN</u> .....	26
<u>1.3.1. Clasificación de las emulsiones</u> .....	26
<u>1.4. PATRONES DE FLUJO</u> .....	28
<u>1.4.1. Clasificación de régimen de flujo para flujo vertical de dos fases</u> .....	<b>29</b>
1.4.2. Clasificación de régimen de flujo para flujo horizontal de dos fases. ....	29
2. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS .....	32
2.1. MEDICIÓN ESTÁTICA .....	33
2.1.1. La Cinta de medición .....	33
2.1.2. Tanques de almacenamiento .....	35
2.1.3. Medición de Tanque a Fondo. ....	36
2.1.4. Medición de Tanque a Vacío. ....	37
2.1.5. Procedimiento de Medición de Tanque a Fondo .....	38
2.1.6. Determinación del contenido de %BSW. ....	40
2.2. MEDICIÓN DINÁMICA .....	45
2.2.1. Medidores Volumétricos .....	45
2.2.2. Medidores Másicos .....	51
3. MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO (MFM) .....	53

3.1. TECNOLOGÍA DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO .....	53
3.2 PARTES, FUNCIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO.....	55
3.2.1. Partes.....	55
3.2.2. Funcionamiento. ....	55
3.2.3. Mantenimiento.....	63
3.2.4. Ventajas en la medición con el MFM .....	64
3.2.5. Desventajas en la medición con el MFM.....	64
4. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIABLES OPERACIONALES .....	65
4.1. VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.....	65
4.2. CRITERIOS PARA LA OPERACIÓN DE UN MFM.....	67
4.3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	68
5. DESEMPEÑO DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO .....	70
5.1. SISTEMA DE REFERENCIA UTILIZADO PARA LA COMPARACION DE LAS MEDICIONES. ....	70
5.2. SELECCIÓN DE POZOS AY, AX, AW, S, AU .....	72
5.2.1. Envoltente de Operación.....	72
5.2.2. Criterio de Evaluación .....	73
5.3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL MFM CONTRA SISTEMAS CONVENCIONALES DE PRUEBA DE POZOS .....	75
5.3.1. Análisis de las variables que inciden en la exactitud de la medición estática. ....	75
5.3.2. Metodología para evaluar el desempeño del MFM. ....	76
5.3.3. Cálculo de incertidumbre. ....	77
5.3.4. Resultados Análisis estadísticos. ....	80
5.3.5. Comparación de los resultados obtenidos del MFM con el sistema de referencia.....	86
6. METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS ECONÓMICO .....	93
6.1. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO .....	94
6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO MEDIDOR MULTIFÁSICO Vs SEPARADOR DE PRUEBA .....	99

6.3. EVALUACIÓN FINANACIERA.....	101
7. CONCLUSIONES .....	103
8. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXOS.....	110

## LISTA DE FIGURAS

pag.

Figura 1. Categorías de los crudos pesados de acuerdo su densidad. ....	24
Figura 2. Tipos de emulsione de acuerdo a la naturaleza de la fase externa. ....	27
Figura 3. Flujo multifásico en una línea de transporte. ....	28
Figura 4. Clasificación de regímenes de flujo para flujo vertical de dos fases. ....	29
Figura 5. Clasificación de regímenes de flujo para flujo horizontal de dos fases. ...	30
Figura 6. Tipos de medición de hidrocarburos. ....	32
Figura 7. A. Cinta para Medición a Fondo; B. Cinta para Medición a Vacío. ....	35
Figura 8. Tipos de tanques de almacenamiento según su forma. ....	36
Figura 9. Medición de Tanque a Fondo .....	37
Figura 10. Medición de tanque a vacío. ....	38
Figura 11. Intervalo de precisión método la centrifuga. ....	43
Figura 12. Medidor de flujo de desplazamiento positivo .....	46
Figura 13. Medidor tipo turbina. ....	48
Figura 14. Dimensiones constructivas para el tubo medidor Venturi. ....	49
Figura 15. Medidor Vortex. ....	50
Figura 16. Representación de la Fuerza Reactiva, Fuerza Coriolis y Velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor. ....	51
Figura 17. Partes del Medidor Másico Coriolis. ....	52
Figura 18. Medidores de flujo multifásico. ....	54
Figura 19. Partes de la Tecnología de medición de Flujo Multifásico. ....	56
Figura 20. Principio de Funcionamiento Fuente Radioactiva. ....	58
Figura 21. Comportamiento de la Intensidad en contacto con cada fase. ....	59
Figura 22. Dispersión de los rayos Gamma. ....	60

Figura 23. Espectro Electromagnético .....	61
Figura 24. Medición Convencional Vs. Medición Multifásica .....	71
Figura 25. Envolvente de operación del MFM .....	73
Figura 26. Distribución Normal.....	79
Figura 27. Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de líquido medido.....	81
Figura 28. Variación típica de la repetibilidad del medidor de flujo másico tipo Coriolis .....	82
Figura 29. Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de Aceite medido. ....	83
Figura 30. Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de %BSW medido.....	85
Figura 31. Diagrama de caja y bigotes. ....	87
Figura 32. Diagrama de Cajas - Error Relativo de Líquido. ....	88
Figura 33. Diagrama de Cajas - Error Relativo de Aceite. ....	89
Figura 34. Diagrama de Cajas - Error Relativo de %BSW .....	90
Figura 35. Barras de Incertidumbre Absoluta del % BSW. ....	92
Figura 36. Valor futuro a valor presente neto.....	95
Figura 37. Valor presente convertido en función de la tasa de interés. ....	96
Figura 38. Tasa interna de retorno.....	98

## LISTA DE TABLAS

	pag.
Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su °API.....	22
Tabla 2. Características de los fluidos producidos en campos de crudo pesado...	23
Tabla 3. Condiciones de operación del medidor de flujo multifásico.....	54
Tabla 4. Calibración de instrumentación.....	63
Tabla 5. Variables de producción del campo de crudo pesado del Magdalena medio .....	66
Tabla 6. Criterios para la operación de un MFM.....	67
Tabla 7. Propiedades de fluidos producidos a condiciones estándar. ....	68
Tabla 8. Severidad de las variables del medidor Multifásico. ....	68
Tabla 9. Comparación de parámetros para el análisis técnico. ....	69
Tabla 10. Pozos seleccionados. Mediciones obtenidas a partir de pozos probados en tanques aforados. ....	74
Tabla 11. Severidad relativa de las variables de medición estática .....	75
Tabla 12 .Estadística descriptiva para las diferencias de liquido .....	80
Tabla 13. Estadística descriptiva para las diferencias de Aceite.....	82
Tabla 14. Estadística descriptiva para las diferencias de %BSW .....	84
Tabla 15. Datos atípicos para Aceite .....	90
Tabla 16. Datos atípicos de %BSW. Diagrama de caja. ....	91
Tabla 17. Datos atípicos de %BSW.....	92
Tabla 18. Inversión inicial estimada para el Medidor de Flujo Multifásico.....	99
Tabla 19. Inversión inicial estimada para Separador de Prueba convencional ....	100
Tabla 20. Costos de operación para sistema de Medición Multifásica.....	100
Tabla 21. Flujo de caja para el MFM.....	100
Tabla 22. Costos de operación estimados para el uso de separador de prueba.	101

Tabla 23. Estimación de flujo de caja anual con Separador de Prueba .....	101
Tabla 24. Evaluación Financiera de MFM.....	102
Tabla 25. Evaluación financiera Separador de prueba .....	102
Tabla 26. Datos generales de pruebas de pozos con MFM Campo de Magdalena Medio .....	111
Tabla 27. t-Student .....	115

## LISTA DE ANEXOS

	pag.
Anexo A. Análisis Estadístico.....	111
Anexo B. Factor Estadístico (t-Student).....	115

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE UN MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA EL DESARROLLO DE PRUEBAS DE POZO EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO DEL MAGDALENA MEDIO.\*

**AUTORES:** LAURA CRISTINA HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ  
AGUSTÍN JOSÉ RONCALLO CERVANTES \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Análisis de desempeño, incertidumbre, medición de Hidrocarburos, medición de flujo multifásico, pruebas de pozo, crudo pesado, análisis económico.

### DESCRIPCIÓN:

Durante el proceso de explotación y manejo de crudo se necesita contar con información que describa los recursos producidos en función de su cantidad y de su calidad, con el fin de contar con datos confiables para cuantificar el potencial de producción de cada pozo es incluso del campo. Los medidores de flujo multifásico son herramientas que se emplean para la obtención de información directa sobre los volúmenes producidos de cada fase (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa.

El propósito del presente trabajo es realizar el análisis del desempeño de un medidor de flujo multifásico (MFM), para el desarrollo de pruebas de pozo en un campo de crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio, por medio de un análisis estadístico basado en la evaluación tipo A propuesta en la GUM (Guía para la Incertidumbre de Medición) se compara las mediciones realizadas por el MFM con las mediciones del sistema convencional, en el cual se verifica que el MFM cumple parcialmente con los rangos permisivos de incertidumbre estipulados en el catálogo del medidor y con los requisitos de establecidos por el Ministerio de Minas y Energía (MM&E) ya que este fue comparado por medio de la comparación con un método convencional de pruebas de pozo aceptado por el MM&E. Durante la evaluación de los aspectos técnicos se tuvo en cuenta la caracterización de las variables operacionales del fluido de producción frente a los rangos operativos del Medidor Multifásico. Por último, se realiza un análisis de los aspectos financieros para la determinación de los costos mínimos que se presentan durante la instalación de facilidades requeridas para la implementación de cada uno de los sistemas de pruebas de pozo estudiados.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: John Alexander León Pabón. Ingeniera de petróleos.

## SUMMARY

**TITLE:** PERFORMANCE ANALYSIS OF A MULTIPHASE FLOW METER FOR WELL TESTING DEVELOPMENT IN A HEAVY CRUDE OIL FIELD IN THE MIDDLE MAGDALENA.\*

**AUTHORS:** LAURA CRISTINA HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ  
AGUSTÍN JOSÉ RONCALLO CERVANTES \*\*

**KEY WORDS:** Performance analysis, uncertainty, Hydrocarbons measurement, Multiphase flow measurement, Well test, Heavy oil, Economic analysis.

### ABSTRACT:

During the exploitation and handling of crude oil process it is necessary to have data that describes the produced resources depending on their quality and quantity, in order to count with reliable data to quantify the production potential of every well and even of the field. The multiphase flow meters are tools used to obtain direct information about the produced volumes of every phase (water, oil and gas) without using a pre-separation.

The purpose of this work is to make the performance analysis of a (MFM) multiphase flow meter, for well testing development in a heavy crude oil field located in the Middle Magdalena, through a statistic analysis proposed in the GUM (Guide of the uncertainty in measurement ), are compared the measurements made by the MFM with the measurements made by the conventional system, is verified that the MFM meets the permissive minimum uncertainty ranges stipulated in the catalog meter and with the minimum requirements of uncertainty stipulated by the Ministerio de Minas y Energía (MM&E). During the technical aspects evaluation takes into account the production fluid operational variables characterization confronted with multiphase meter operating ranges. By last, is made an analysis of the financial aspects for the determination of the minimum costs presented during installation of facilities required to implement each well test systems compared.

---

\*. Degree work

\*\* PHYSICAL - CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY. PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. DIRECTOR: M.Sc.John Alexander León Pabón.

## INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad por energía y el agotamiento de los recursos de crudo convencional en el mundo, convierten a las reservas de crudo pesado en una gran alternativa, pero a su vez en un desafío para la industria petrolera, debido a que este tipo de crudo tiene una baja gravedad API, altas viscosidades, tiende a formar emulsiones fuertes, tiene gran resistencia a fluir y un alto contenido de algunos componentes, tales como el azufre y algunos metales pesados; por estas características su producción, transporte, medición y cualquier procedimiento representan un reto.

Existe una gran necesidad por medir con exactitud los fluidos de producción para tener un adecuado seguimiento de cada una de las fases (gas, agua y crudo), poder administrar las propiedades del yacimiento, conocer su comportamiento, capacidades de producción, aumentar el potencial y diagnosticar problemas en los pozos con la mayor rapidez.

La medición es un proceso que se lleva a cabo todos los días, por ejemplo, se debe conocer las tasas de producción diarias ya que pueden variar con el tiempo y en cada pozo; para esto existe dos tipos de medición: la medición estática y la medición dinámica.

El uso de separadores de prueba y tanques aforados, representan el método convencional utilizado para realizar las pruebas de producción de pozos. Generalmente se requiere de otras facilidades como: líneas de prueba, tanques, separadores de prueba, bombas de transferencia etc. donde se desvía la producción del pozo a probar hacia una línea de prueba, la cual tiene como función llevar la producción individual del pozo para cuantificar su potencial de producción.

A pesar de que los sistemas convencionales han sido ampliamente usados en pruebas de pozo, su desempeño en algunos casos puede verse afectado por diversos factores como: eficiencia del separador de prueba, presencia de emulsiones de agua y petróleo, problemas para manejar flujo de tipo bache, capacidad limitada para procesar los fluidos producidos y costos adicionales asociados con las instalaciones.

La medición del flujo multifásico es conveniente cuando no se pueden realizar procesos de separación, la corriente se encuentra conformada por dos fases o más y la falta de capacidad del sistema convencional utilizado. Este tipo de medición consiste en determinar la continua relación existente entre las distintas fases del flujo de un pozo (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa y a condiciones de línea.

Debido a lo anterior es importante evaluar los medidores multifásicos como una nueva tecnología en el área de administración de pozos, ya que con estos es posible reducir costos en la instalación de facilidades de superficie requeridas para el proceso de prueba de pozo con los métodos convencionales y tienen la capacidad de manejar fluidos multifásicos sin previa separación.

## 1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

### 1.1. DEFINICIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS

Es importante tener conocimiento de las propiedades de crudo para establecer su valor económico y estimar sus costos de producción y transporte, una de las propiedades que más afecta estas actividades es la viscosidad, es decir, que entre más viscoso sea el aceite más difícil será producirlo.

Los crudos pesados y extrapesados se caracterizan porque sus viscosidades pueden variar entre aproximadamente 20 cP y 1.000.000 cP; Es importante recalcar que la viscosidad de un aceite, será mayor o menor, de acuerdo a la fracción de componentes ligeros presentes.

Por otra parte, la densidad es considerada un parámetro estándar para caracterizar los diferentes crudos, debido a que la viscosidad depende de la temperatura, la densidad se define usualmente en términos de grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la densidad específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API; el crudo pesado abarca un extenso rango a lo largo del espectro que existe entre el crudo extrapesado y el crudo liviano<sup>1</sup>.

En la Tabla 1, se presenta la clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API.

---

<sup>1</sup> CRUZ, Dalia (2010). Estudio teórico-experimental del comportamiento reológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM. México

**Tabla 1.** Clasificación del petróleo de acuerdo a su °API.

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API
Extra-Pesado	<10
Pesado	10 - 22,3
Mediano	22,3 - 31,1
Liviano	31,1 – 39
Condensado	>39

**Fuente:** FLORES CERDIO, Lizbeth. Síntesis y caracterización de catalizadores soportados en alúmina-carbón para hidrotratamiento de crudos pesados. Tesis de grado. México. 2008., Modificada por los autores.

## 1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS

Las características de los crudos se basan generalmente en propiedades físicas-químicas de densidad-gravedad, complementadas con otras propiedades físicas tales como alta viscosidad y un valor elevado de la relación carbono-hidrógeno<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> CAMPOS ÁLVAREZ, Karina Alejandra (2010). Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extrapesado en la empresa mixta petrocedeño. Tesis de grado. Venezuela.

Tienen diferentes propiedades físicas y químicas que se afectan, generalmente estos crudos presentan:

- Alta Viscosidad.
- Baja gravedad API. < 20° API
- Alto punto de fluidez (Pour Point): 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como Níquel y Vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.

Las características generales de los fluidos producidos por un campo de crudo pesado son mostradas en la tabla 2.

**Tabla 2.** Características de los fluidos producidos en campos de crudo pesado.

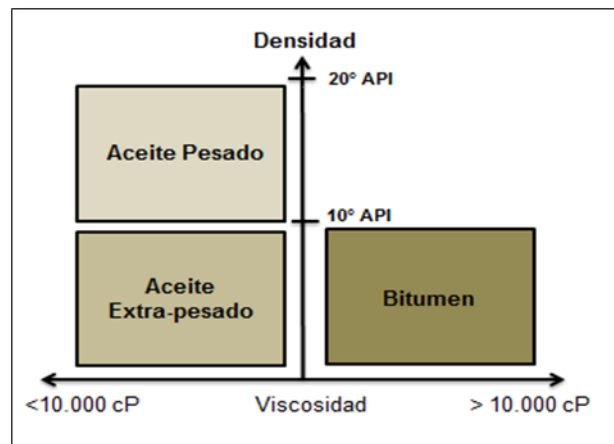
CARACTERÍSTICA	RANGO	UNIDADES
Densidad	0.92 - 1.0	gr/cm <sup>3</sup>
Viscosidad	100 - 100.000	cP
API°	10 - 22.3	-

**1.2.1. Densidad.** Esta propiedad es de su importancia en la industria de hidrocarburos ya que está directamente relacionada con la gravedad API (American Petroleum Institute) debido a que el API es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua, está relacionada con la densidad específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API. Para el caso del crudo extrapesado el valor de la densidad es mayor a 62.43lb/ft<sup>3</sup>.

La densidad en °API se define a partir de la densidad relativa o “specific gravity 60/60°F” mediante la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad (1)$$

**Figura 1.** Categorías de los crudos pesados de acuerdo su densidad.



**Fuente:** SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. “Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge”. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455 - 466.

**1.2.2. Viscosidad.** Es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir, a mayor viscosidad, menor fluidez; se ve afectada por la temperatura, la composición y el gas disuelto.

La viscosidad de los crudos pesados y extrapesados puede variar entre los 20 cP y 1.000.000 cP. Además, la viscosidad es una propiedad importante en el tratamiento y manejo del fluido, desde su producción, transporte y refinación.

Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o adición de solventes líquidos.

**1.2.3. Contaminantes presentes en los crudos pesados.** Los crudos pesados se caracterizan por el alto contenido algunos contaminantes o impurezas como son el contenido de azufre, contenido de metales y la salinidad.

- **Metales:** En el petróleo tiene gran variedad de metales. Algunos en mayor presencia como son sodio, calcio, magnesio, aluminio, hierro, vanadio y níquel. Los metales comúnmente encontrados en los crudos pesados y extrapesados pueden afectar las mediciones de impedancia debido a sus propiedades conductivas.
- **Azufre:** el alto contenido de azufre es uno de los mayores inconvenientes del crudo extrapesado debido a que su concentración en peso excede el 0.5 %, por lo cual puede afectar algunas mediciones de fracciones de agua-aceite y tasas de flujo, además ocasiona envenenamiento de catalizadores, corrosión y gran impacto ambiental.
- **Sal:** Un crudo con alto contenido de sal presenta serios problemas de corrosión durante los procesos transporte y tratamiento. Además, el alto contenido de sal en los crudos es la principal causa de taponamiento en los intercambiadores de calor. El contenido de sal es expresado en miligramos de cloruro de sodio por litro de crudo (o libras/barril) indica la cantidad de sal disuelta en agua<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> GARCÍA, David y VARGAS, José. Metodología Para La Implementación De La Tecnología De Inyección De Solventes Para Mejorar La Productividad De Crudos Extrapesados. Proyecto de Pregrado UIS. 2014.

### 1.3. EMULSIÓN<sup>4</sup>

Uno de los problemas más representativos en la medición de la fracción de agua en la corriente de líquido es la gran estabilidad de la emulsión que se presenta en los crudos pesados. Al lograr definir el tipo de emulsión de este tipo de crudo se pueden identificar métodos a emplear para determinar el contenido de agua en una corriente de mezcla de crudo-agua, así como la merma, gravedad y volumen de hidrocarburo líquido. La medida así obtenida puede usarse para calcular la cantidad neta de hidrocarburo líquido.

Las emulsiones son sistemas coloidales formados por la dispersión de gotas de un líquido o cristal líquido en el seno de otro líquido en el cual el primero es parcial o totalmente inmiscible en el segundo. La primera fase se conoce como fase dispersa o interna y la segunda como fase dispersante, continúa o externa, hay que tener en cuenta que cada una de las fases posee diferente solubilidad, la fase soluble en agua se conoce como fase hidrófila y la otra fase insoluble en agua se la conoce como fase lipófila o hidrófoba.

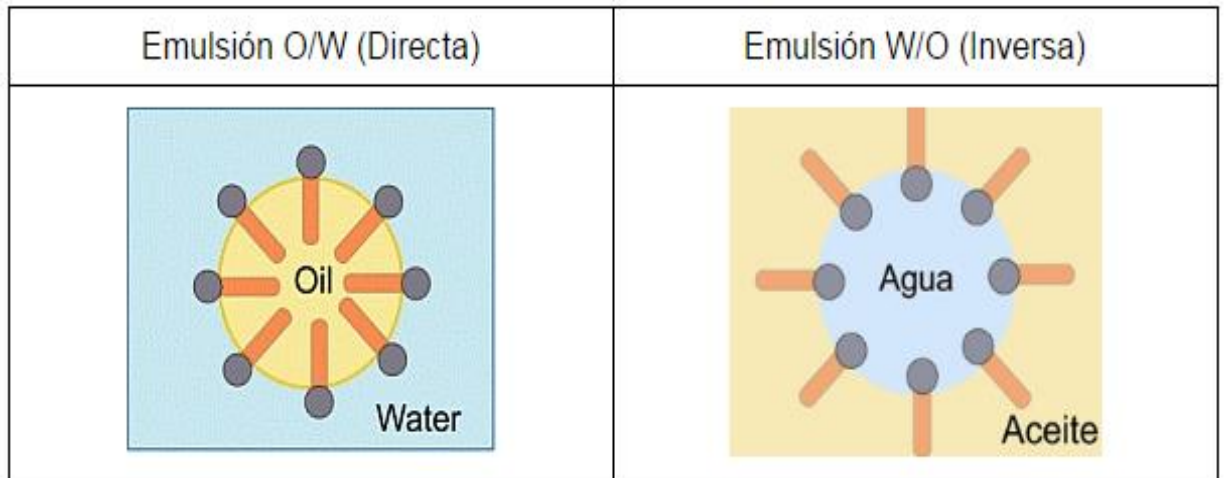
**1.3.1. Clasificación de las emulsiones.** Básicamente las emulsiones se pueden clasificar bajo algunos criterios, entre los cuales los más importantes son los siguientes: la naturaleza de la fase externa y el tamaño de las gotas de la fase dispersa.

- **Naturaleza de la fase externa.** De acuerdo a la naturaleza de la fase externa tenemos dos tipos de emulsiones, las emulsiones directas en las cuales la fase externa es hidrófila y las emulsiones inversas en las cuales la fase externa es lipófila. Véase figura 2.

---

<sup>4</sup> MORALES, Jonnathan. Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. Tesis. Universidad Central Del Ecuador.

**Figura 2.** Tipos de emulsione de acuerdo a la naturaleza de la fase externa.



**Fuente:** Tomado y modificado de *GCSE Science Investigations*

- **Tamaño de las gotas de la fase interna.** Tomando en cuenta este aspecto tenemos dos tipos de emulsiones las macro emulsiones con diámetros de gotas comprendidos entre 1 y 10 $\mu$ m y las Nano o mini emulsiones comprendidas en diámetros de gota de fase interna menores a 1  $\mu$ m.

El tamaño de gota de la fase interna y la distribución media de estas en el seno de la fase externa tiene influencia directa en la estabilidad de la emulsión.

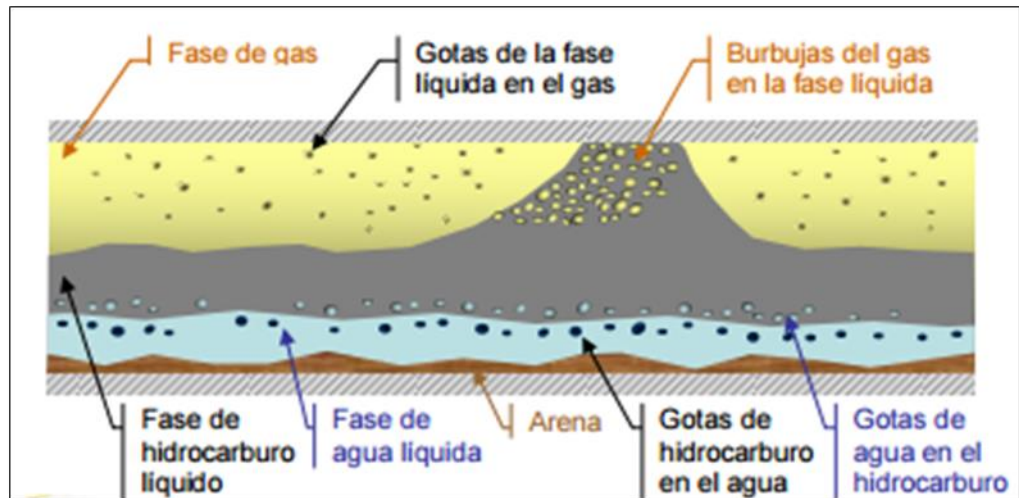
Entre menor sea el tamaño de la gota de la fase interna menor será la viscosidad de la mezcla para la misma concentración de fase interna.

#### 1.4. PATRONES DE FLUJO.

En el estudio del comportamiento del flujo de dos fluidos a través de una tubería, uno de los factores de mayor relevancia son los patrones de flujo, los cuales se refieren a las diversas configuraciones que adquieren las fases dentro de conducto de flujo, cuando ambas viajan simultáneamente<sup>5</sup>.

El problema general de la predicción de la caída de presión para el flujo simultáneo de gas y líquido es complejo, el cual consiste en ser capaz de predecir la variación de la presión con la elevación a lo largo de la longitud de la cadena de flujo para condiciones conocidas de flujo.

**Figura 3.** Flujo multifásico en una línea de transporte.



**Fuente:** ANSELM I Ruth, Alberto J. Baumeister , Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico. Venezuela, 2008.

Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades del fluido, razón de flujo y orientación y geometría del tubo por el cual fluye. La transición entre diferentes regímenes de flujo puede ser un proceso

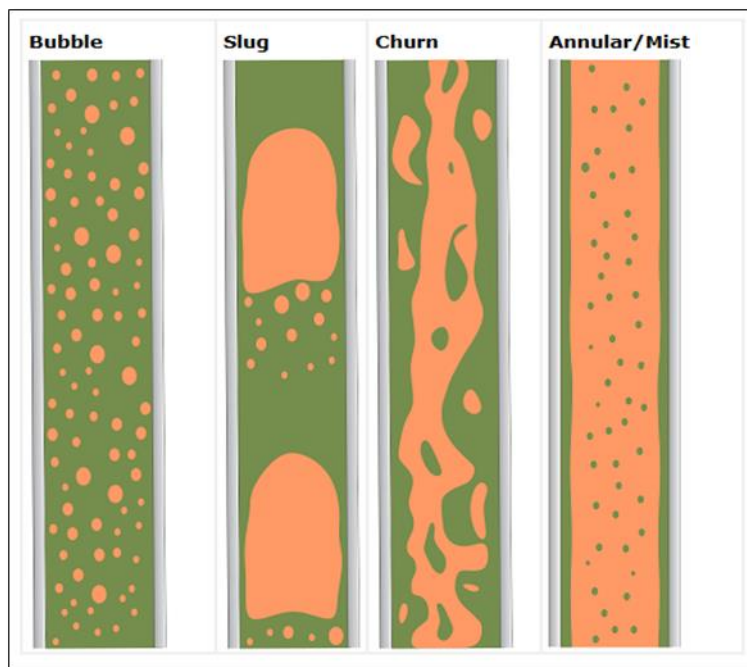
---

<sup>5</sup> Ruth Anselmi, Alberto J. Baumeister, Katuska C. Marque, Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico. XVIII Convención de gas, AVPG, Venezuela, 2008.

gradual o espontáneo y no es fácil de determinar. A continuación, se definen la manera general los patrones de flujo usualmente identificados en la industria.

**1.4.1. Clasificación de régimen de flujo para flujo vertical de dos fases.** Flujo vertical de múltiples fases se pueden clasificar en cuatro configuraciones de flujos o los regímenes de flujo, que consisten en flujo burbuja, flujo Slug (flujo tapón), flujo transitorio y flujo niebla.

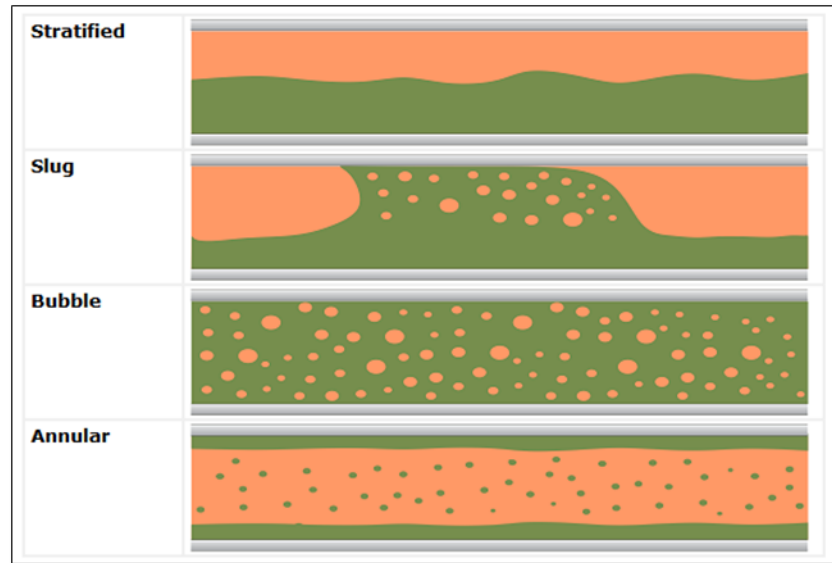
**Figura 4.** Clasificación de regímenes de flujo para flujo vertical de dos fases.



**Fuente:** Tomado de PIPESIM, Online Help, Versión 2015.

**1.4.2. Clasificación de régimen de flujo para flujo horizontal de dos fases.** Como en flujo vertical, el flujo horizontal de dos fases puede ser dividido entre los siguientes regímenes de flujo: flujo estratificado (liso, ondulado), flujo intermitente y flujo distribuido (burbuja y niebla).

**Figura 5.** Clasificación de regímenes de flujo para flujo horizontal de dos fases.



**Fuente:** tomado de PIPESIM, Online Help, Versión 2015.

- **Flujo Burbuja<sup>6</sup>:** Es el flujo que se caracteriza por tener la fase continua líquido y dentro de ella burbujas de gas dispersas. Este tipo de flujo a su vez tiene dos tipos de mecanismos de flujo uno es el burbujeante que presenta un deslizamiento entre fases a bajas tasas y el flujo de burbujas dispersas donde estas se mueven en la parte superior de la tubería a tasas altas de flujo.
- **Flujo tapón de gas (Slug):** El flujo tapón se caracteriza por que exhibe una serie de unidades de tapón, cada uno es compuesto de un depósito de gas llamado burbujas de Taylor y una cubierta de líquido alrededor de la burbuja. Los tapones van incrementando su tamaño hasta cubrir toda la sección transversal de la tubería.

---

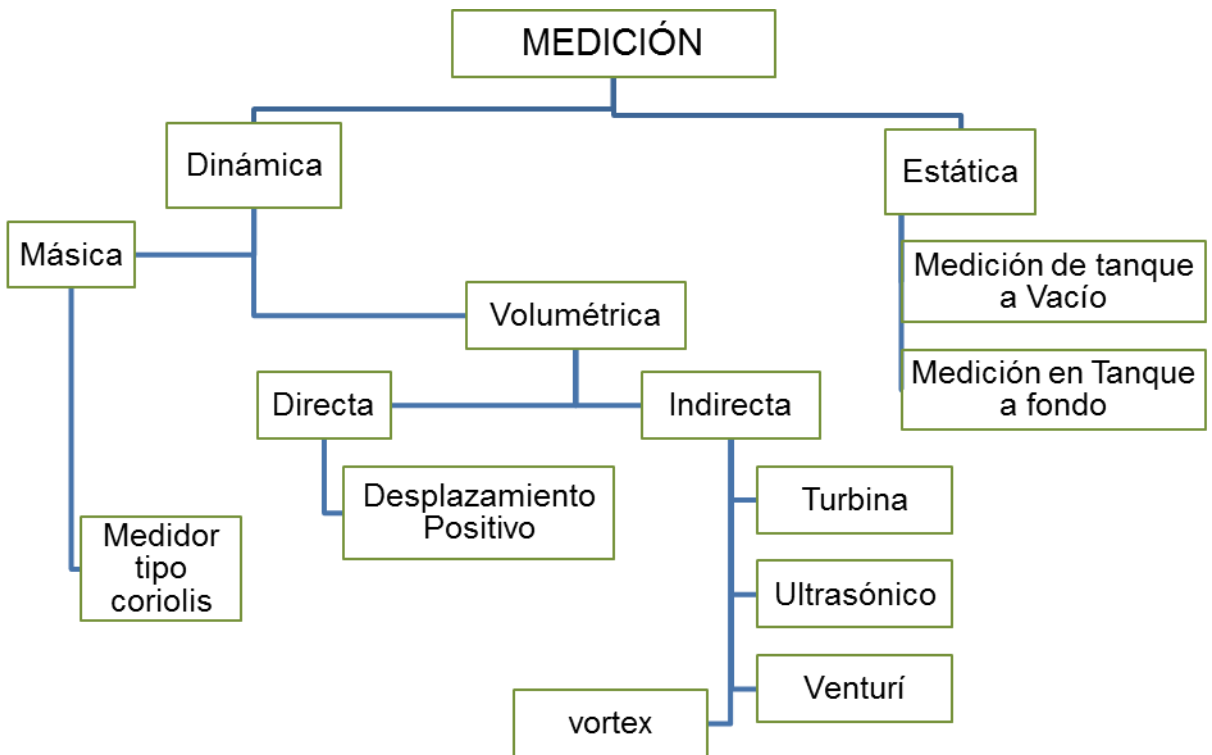
<sup>6</sup> CÁRDENAS, Marcelo. Descripción Técnica De Un Sistema De Medición De Flujo Multifásico Con Tecnología Ciclónica (Remms) Y Análisis De Los Resultados Que Este Proporciona En Beneficio De La Industria Petrolera. Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014

- **Flujo transitorio (Churn):** En este tipo de patrón de flujo existen cambios continuos de la fase líquida a la fase gaseosa. Las burbujas de gas pueden unirse entre sí y el líquido puede entrar en las burbujas. Aunque los efectos de la fase líquida son importantes, el defecto de la fase gaseosa predomina sobre la fase líquida.
- **Flujo Anular:** Se caracteriza por la continuidad en la dirección axial del núcleo y la fase gaseosa. El líquido fluye hacia arriba de una película delgada alrededor de una película de gas mojando las paredes de la tubería o conducto. Además, una película de líquido cubre las paredes de la tubería, y el gas fluye por el interior, llevando las partículas de líquido en suspensión.
- **Flujo estratificado:** En este tipo de flujo por las diferencias entre las densidades y movibilidades el gas se mueve en la parte superior de la tubería, y el líquido en la parte inferior, con una interface continua y lisa.

## 2. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Los medidores son herramientas que se emplean para la obtención de información directa sobre la cantidad de los hidrocarburos producidos en las instalaciones superficiales de producción. En la figura 6, se presentan los tipos de medición utilizados en la industria de los hidrocarburos.

**Figura 6.** Tipos de medición de hidrocarburos.



## 2.1. MEDICIÓN ESTÁTICA

La medición estática es aquella que cuantifica los volúmenes de fluido midiendo el nivel de líquido contenido en los tanques de almacenamiento, utilizando métodos de medición como con lo son: la medición manual con cinta, medición automática con flotador, radar, presión diferencial y la híbrida que combina los anteriores métodos; vale la pena resaltar que en la actualidad el método más usado es la medición manual con cinta recomendado por en el capítulo 3 de la API MPMS cuyo requisito principal es que el fluido durante el proceso de medición debe estar estático.

**2.1.1. La Cinta de medición<sup>7</sup>.** Es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (Hidrocarburo y agua libre) que hay en un tanque, esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinando a partir de esta altura se determina un Volumen Total Observado contenido en el tanque.

Para los procedimientos de medición por aforo o por aforo de vacío se requieren cintas graduadas (ver Figura 7) que cumplan con las siguientes especificaciones:

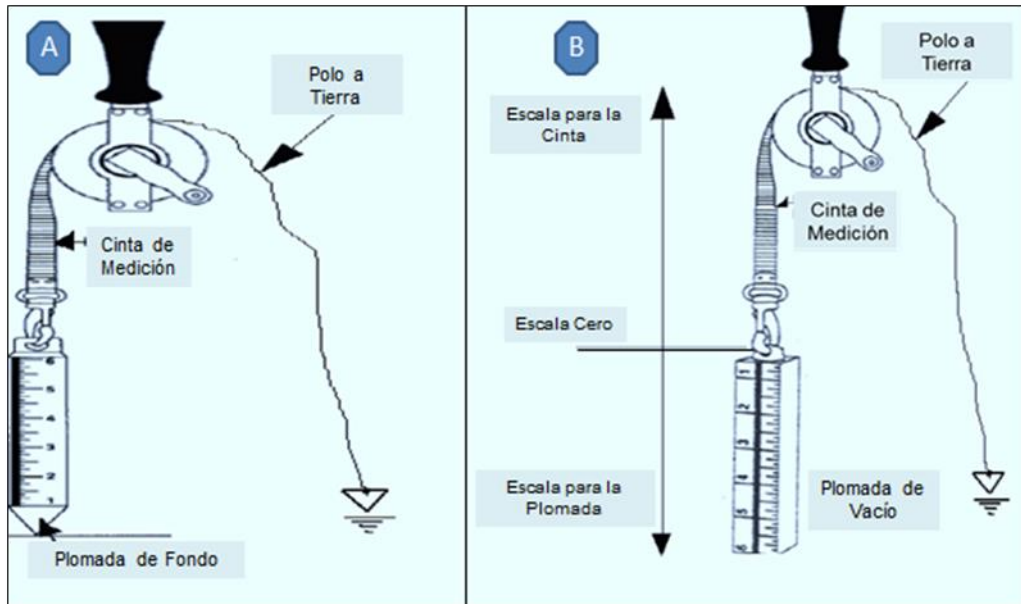
- a. Material: Acero (o material resistente a la corrosión, si la cinta se utilizará para la medición de tanques que contienen líquidos corrosivos). El acero de la cinta debería tener un coeficiente de expansión térmica similar al acero del tanque.
- b. Longitud: Una cinta continua lo suficientemente larga para la altura del tanque que se medirá.

---

<sup>7</sup> Manual De Medición De Hidrocarburos Capitulo 3. Medición Estática.

- c. **Espesor:** El área de sección transversal de la cinta debe ser tal que cuando la cinta esté en una posición horizontal sobre una superficie plana no se estire más allá de una deformación unitaria de 0.0075% cuando es tirada por una fuerza de 44 N (10 lbf). Por lo general, el área de sección transversal no debe ser inferior a los 2.5 mm<sup>2</sup> (0.004 in<sup>2</sup>).
- d. **Carcasa:** Bobina y manivela durables; el montaje se encuentra dentro de la estructura o estuche.
- e. **Extremo libre:** Provisto con un broche de presión de cierre automático u otro dispositivo de retención al cual se pueda sujetar la plomada. Un broche de presión de tipo giratorio reducirá la rotura de la cinta.
- f. **Escala:**
  - **Cinta para Medición a Fondo:** Esta cinta tiene el “Cero” en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono, debe tener su polo a tierra (Ver Figura 7 A).
  - **Cinta para Medición a Vacío:** Esta tiene el “Cero” de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma rectangular, debe tener su polo a tierra (Ver Figura 7B).

**Figura 7.** A. Cinta para Medición a Fondo; B. Cinta para Medición a Vacío.



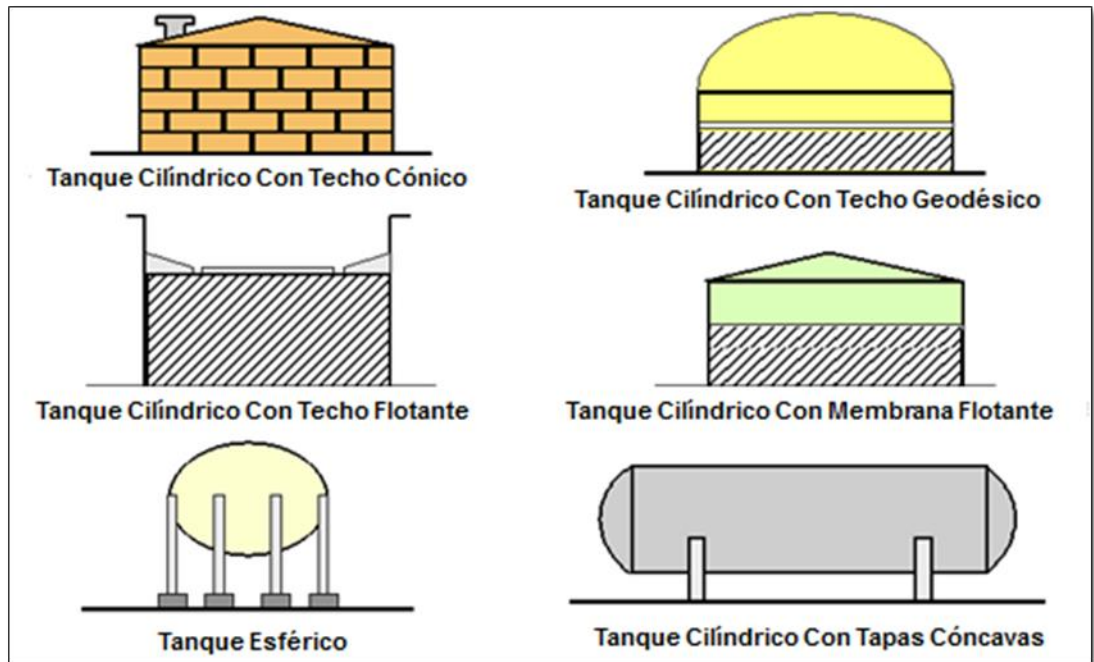
**Fuente:** Tomada y modificada. Manual De Medición De Hidrocarburos Capitulo 3. Medición Estática.

**Precisión.** Las cintas nuevas deberán inspeccionarse en toda su longitud para determinar que los números y los incrementos entre los números han sido ubicados correctamente en la cinta. La precisión de la cinta de trabajo debe verificarse mediante la comparación con un dispositivo de medición de referencia (por ejemplo, una cinta maestra) que haya sido calibrado por un laboratorio acreditado, trazable a patrones reconocidos nacionales o internacionales, como por ejemplo los del Instituto Nacional de Metrología de Colombia (INM) o los del National Institute of Standards and Technology (NIST, por sus siglas en inglés) en Estados Unidos.

**2.1.2. Tanques de almacenamiento.** Son recipientes usados para el almacenamiento de los fluidos de producción, Sirven para proteger el producto de las contaminaciones o condiciones ambientales (sol, lluvia) y disminuyen las

pérdidas. Los tanques se pueden clasificar según su forma y producto de almacén. La figura 8, muestra los tanques de almacenamiento según su forma.

**Figura 8.** Tipos de tanques de almacenamiento según su forma.

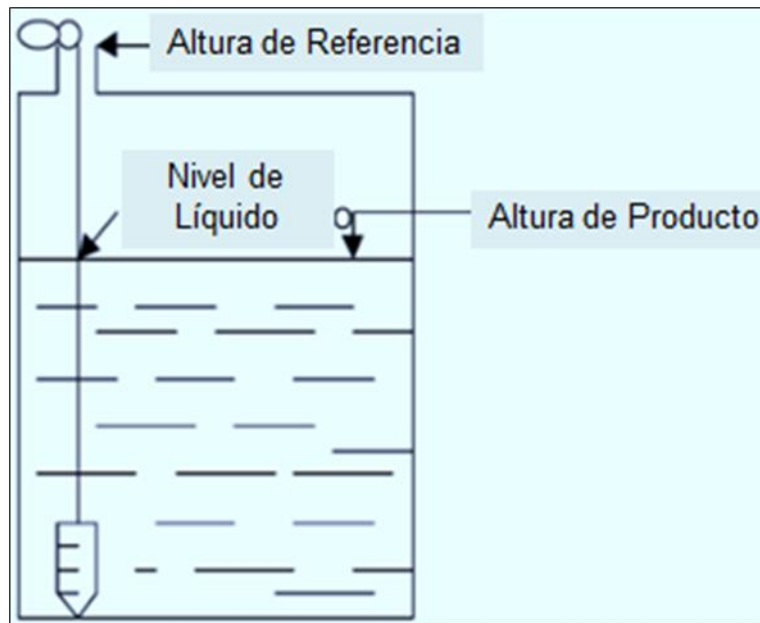


**Fuente:** Manual De Medición De Hidrocarburos Capitulo 3. Medición Estática.

**2.1.3. Medición de Tanque a Fondo.** Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa. Véase figura 9.

En la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto de corte por la detección de un cambio de coloración en la interface.

**Figura 9.** Medición de Tanque a Fondo

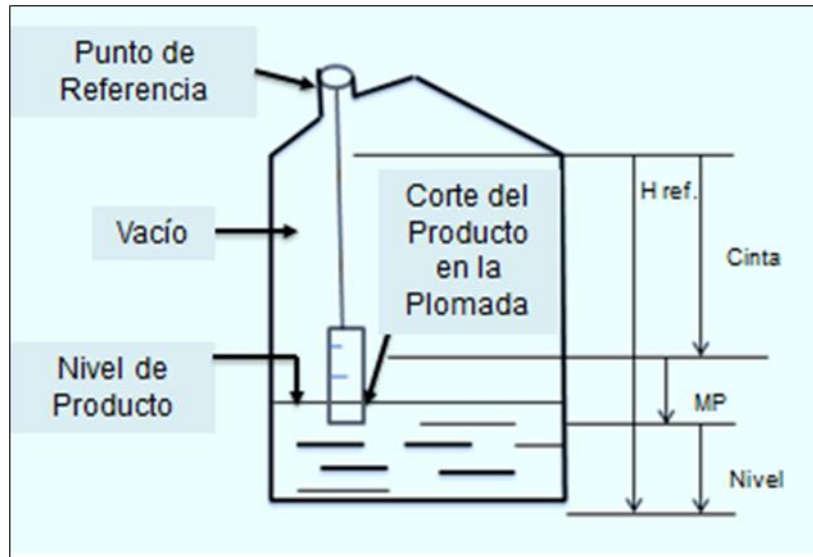


**Fuente:** tomado y modificado. Curso. Medición Estática y Calibración de Elementos de Inspección. PROASEM.

**2.1.4. Medición de Tanque a Vacío.** Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque, por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta. Véase figura 10.

Las medidas a vacío solo son confiables si la altura de referencia es la misma en todos los casos, es decir, no ha sufrido modificación.

**Figura 10.** Medición de tanque a vacío.



**Fuente:** tomado y modificado. Curso. Medición Estática y Calibración de Elementos de Inspección. PROASEM.

**2.1.5. Procedimiento de Medición de Tanque a Fondo.** Para medición a fondo, proceda de la siguiente manera:

- a. Después de conectar la cinta de manera segura a tierra y de abrir la escotilla de aforo, se baja lentamente la plomada y la cinta dentro del tanque hasta que la plomada este a una corta distancia del fondo, según lo determinado por la longitud de la cinta desenrollada del carrete en comparación con la altura de referencia del tanque.
- b. Luego, con la cinta adyacente al punto de referencia, se baja la cinta lentamente hasta que la punta de la plomada apenas toque la placa de cota cero (o el fondo del tanque en caso de no existir la placa de cota cero) (ver Figura 9).
- c. Se registra la lectura de la cinta en el punto de referencia y se anota cualquier variación respecto a la altura de referencia del tanque. La comparación de la lectura de la cinta en el punto de referencia con la altura de referencia es una indicación de que la plomada de medición está suspendida en una posición

vertical mientras está en contacto con la placa de cota cero o el fondo del tanque. Si la cinta se baja demasiado, causará que la plomada se incline, o si la plomada se asienta en un material extraño en el fondo del tanque, se obtendrá una medida inexacta.

d. Cuando se estén tomando medidas de aforo, se asegúrese que la cinta se baja desde el mismo punto de referencia tanto para las mediciones de apertura, como las de cierre. Se recomienda que la persona que hace el aforo permita un tiempo suficiente para que la superficie del líquido se asiente después que la plomada corta la superficie, antes de continuar bajando la plomada.

e. Retire la cinta del tanque hasta que se observe el corte del líquido.

f. Lea la escala de la cinta en el corte del líquido y anote la lectura como medida de tanque a fondo

g. La medición manual requerirá la obtención ya sea de dos lecturas de medidas consecutivas que sean idénticas o bien, tres lecturas de medidas consecutivas dentro de un rango de 3 mm (1/8 in). Si las primeras dos lecturas son idénticas, estas lecturas serán reportadas al 1 mm más cercano si se usan cintas en sistema métrico o al 1/8 de pulgada más cercano si se usan cintas en sistema inglés. Cuando se toman tres lecturas, las tres deberán estar dentro del rango de 3 mm (1/8 in.) y serán promediadas al 1 mm más cercano para cintas en sistema métrico y al 1/8 de pulgada para cintas en sistema inglés.

h. Use la tabla de capacidad del tanque para convertir la medida a fondo al correspondiente volumen observado del tanque.

### **2.1.6. Determinación del contenido de %BSW.**

**Método de la centrifuga.** Método para el cálculo del contenido de agua y sedimentos (Método de la Centrifuga) (*NORMA ASTM D4007-11*).

Igual volumen de crudo (con saturación de agua) y tolueno se colocan en un tubo de centrifuga en forma de cono. Después de la centrifugación, el volumen de agua y sedimento es leído en el fondo del tubo por su mayor densidad.

El muestreo es definido con todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa de los contenidos de fluido del sistema que se van a analizar en el laboratorio.

Use como solvente tolueno conforme a las especificaciones del comité en reactivos para análisis de la Sociedad Química Americana (ASC) o para grado 2 de la ISO 5272. Tenga presentes las precauciones de manejo.

#### **Procedimiento.**

- Agitar vigorosamente el recipiente que contiene el crudo.
- Llenar dos tubos de centrifuga de 100 ml con 50 ml directamente del recipiente de la muestra. Usando una pipeta u otro dispositivo de transferencia de volumen adecuado.
- Agregar  $50 \pm 0.05$  ml de tolueno, hasta el 100% del volumen.
- Coloque los tubos en el baño de temperatura por 10 min. a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) o  $71\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $160\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).
- Agregue 0.2 ml de desmulsificante para cada tubo, utilizando una pipeta de 0.2 ml u otro dispositivo de transferencia de volumen adecuado, tal como una pipeta automática.
- Tape bien los tubos e invierta los tubos 10 veces para asegurar que la mezcla es uniforme.

- En el caso donde el crudo es muy viscoso y el mezclado del solvente con el crudo sea muy difícil, el solvente puede ser agregado al tubo de centrifuga primero para facilitar el mezclado. Tener cuidado de no llenar el tubo centrifuga más de 100 ml marcado con la muestra.
- Retirar los tapones ligeramente y sumerja los tubos a la marca de 100 ml durante al menos 15 minutos en el baño mantenido a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Asegurar los tapones y de nuevo invertir los tubos diez veces para asegurar una mezcla uniforme de aceite y disolvente. (Advertencia: La presión de vapor a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) es aproximadamente el doble que a  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $104\text{ }^{\circ}\text{F}$ )).
- Colocar los tubos en lados opuestos de la centrífuga para establecer una condición equilibrada. (Si los tubos no pueden ser contrarrestados, colocarlos cada uno en sus tasas, a ambos lados de un equilibrio e igualar sus masas mediante la adición de agua a las copas.) Vuelva a apretar los tapones de corcho y centrifugado durante 10 minutos a una fuerza centrífuga relativa mínima de 600 calculada a partir de la ecuación dada en la sección 5.1.6 de la norma ASTM D4007.
- Inmediatamente cuando la centrífuga se para después de la vuelta, lea y registre el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo, al 0,05 ml más próximo de 0,1 ml para 1 ml de graduaciones, y a los 0,1 ml más cercanos por encima de 1 ml de graduaciones. Por debajo de 0,1 ml, la estimación es de los 0.025 ml más cercanos. Devolver los tubos sin agitación a la centrífuga y centrifugado durante otros 10 minutos a la misma velocidad.
- Repetir esta operación hasta que el volumen combinado de agua y el sedimento se mantiene constante durante dos lecturas consecutivas.
- La temperatura de la muestra durante todo el procedimiento de centrifugación se debe mantener a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).
- Registrar el volumen final de agua y sedimentos en cada tubo. Si la diferencia entre las dos lecturas es mayor que uno subdivisión en el tubo de

centrífuga o 0.025 ml para las lecturas de 0,10 ml y por debajo, las lecturas son inadmisibles y la determinación se repetirán.

- Expresar la suma de las dos lecturas admisibles como el porcentaje en volumen de agua y sedimentos.

**Precisión:** La precisión de este método de ensayo, tal como se determinó por examen estadístico de los resultados de pruebas de laboratorios, esta entre el intervalo de 0,01% a 1,0%, esto se describe en las secciones 10.1.1 y 10.1.2 de la norma ASTM D4007.

**Repetibilidad:** La diferencia entre dos resultados de ensayo, obtenidos por el mismo operador con el mismo aparato en condiciones de funcionamiento constantes con la misma muestra, en operación normal y correcta del método de ensayo, superar el valor siguiente en solo caso de veinte:

De 0,0% a 0,3% de agua. Ver Figura 11.

De 0,3% a 1,0% de agua, la repetibilidad es constante a 0,12.

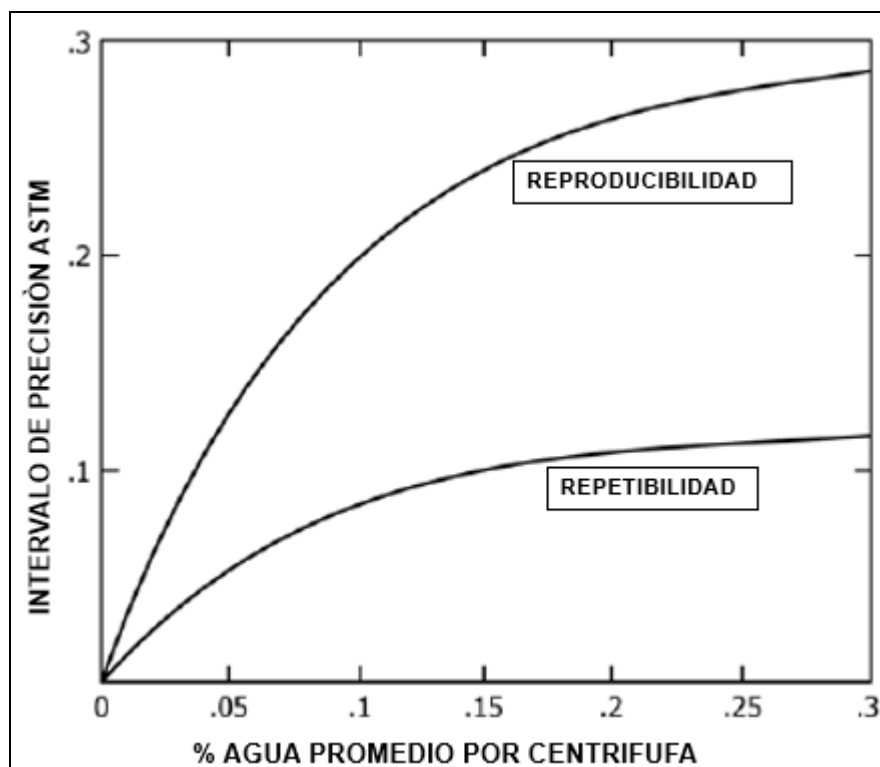
**Reproducibilidad:** La diferencia entre dos resultados individuales e independientes obtenidos en las pruebas por diferentes operadores que trabajan en laboratorios diferentes con un mismo material de prueba, sería, en la operación normal y correcta del método de ensayo, superar el valor siguiente en solo caso de veinte:

De 0,0% a 0,3% de agua. Ver figura 11.

De 0,3% a 1,0% de agua, la reproducibilidad es constante a 0,28.

**Tendencia (Parcialidad):** El procedimiento de este método de ensayo no tiene tendencia porque el valor del agua y los sedimentos puede definirse sólo en términos de un método de ensayo.

**Figura 11.** Intervalo de precisión método la centrifuga.



**Fuente:** Tomado y modificado de ASTM D4007

**Método Karl Fischer.** Método para el cálculo del contenido de agua y sedimentos (por titulación potenciométrica Karl Fischer) (*NORMA ASTM D4377-00*).

Después de homogeneizar la muestra de crudo con un mezclador, una parte alícuota del producto en bruto en un disolvente mixto, se valora hasta un punto final electrométrico usando el reactivo de Karl Fischer.

El muestreo es definido con todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa de los contenidos de fluido del sistema que se van a analizar en el laboratorio.

Estandarizar el reactivo de Karl Fischer, al menos, una vez al día

## Procedimiento.

- Añadir el disolvente de la muestra fresca al recipiente de valoración y llevar el disolvente a las condiciones de punto final según se describe en la sección 9.2 de la norma ASTM D 4377-00.
- Añadir el crudo a el recipiente de valoración inmediatamente después de la etapa de mezcla usando uno de los métodos siguientes:
  1. A partir de una jeringa limpia, seca (10 o 5 ml), lavar la jeringa dos veces con la muestra y la descarga a los residuos. Extraer la cantidad requerida de muestra y descargar las burbujas de aire. Pesar la jeringa al 0,1 mg más próximo. Inyectar la muestra en el recipiente de valoración, limpiar la aguja con un pañuelo de papel, y se vuelve a pesar la jeringa. Valorar la muestra hasta un punto final estable durante al menos 30 segundos y registrar el volumen de reactivo de Karl Fischer con precisión de 0,01 ml.
  2. Para los crudos viscosos, añadir la muestra a un frasco gotero limpio, seco y pesar la botella y crudo. transferir rápidamente la cantidad requerida de la muestra en el recipiente de valoración con el gotero. Volver a pesar de la botella. Valorar la muestra hasta un punto final estable durante al menos 30 segundos y registrar el volumen de reactivo de Karl Fischer con precisión de 0,01 ml.
- Calcular el contenido de agua de la muestra como sigue:

$$\%SW = \frac{C * F}{W} x 10 \quad ( 2 )$$

---

Donde:

C = reactivo de Karl Fischer requerido para valorar la muestra, ml.

F = agua equivalente de reactivo de Karl Fischer, mg / ml.

W= Muestra utilizada, g.

10= factor de conversión a porcentaje.

## **2.2. MEDICIÓN DINÁMICA**

La medición dinámica determina la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición y se utiliza para calcular los volúmenes de producción, para determinar el potencial del pozo, para recibo y entrega en custodia, utilizando medidores instalados en línea. Dichos medidores se clasifican según su principio de operación en dos grupos: Volumétricos y Másicos.

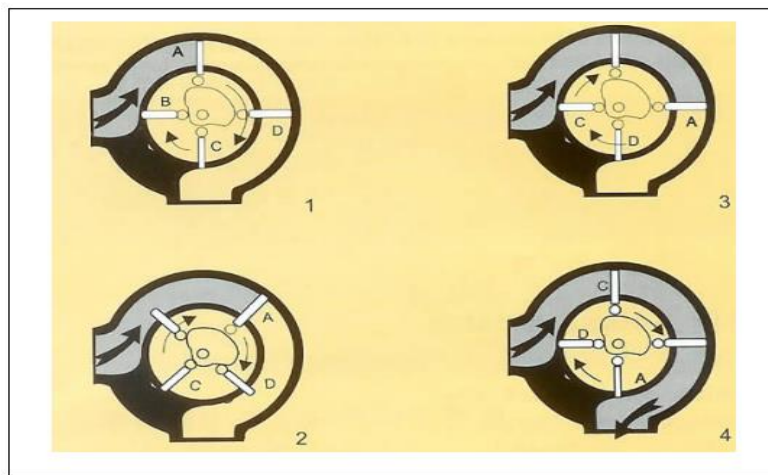
**2.2.1. Medidores Volumétricos.** Determinan directamente el volumen por desplazamiento o por deducción (presión diferencial, área variable, velocidad). Los medidores que determina volumen por deducción utilizan elemento específico tales como orificios, tubo Venturi, etc.), con el fin de crear la diferencia de presión (DP). Pueden ser Volumétricos directos o indirectos.

### **2.2.1.1. Medidores Volumétricos Directos.**

- **Medidor tipo desplazamiento positivo (DP).** Los medidores de desplazamiento positivo se usan para medir líquidos y gases. Este dispositivo toma una cantidad o porción definida del fluido entre dos aletas

conectadas al rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes, después, toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que se llevó a través del medidor. Véase figura 12.

**Figura 12.** Medidor de flujo de desplazamiento positivo



**Fuente:** <http://www.fuelingequipments.es/1-2-displacement-flow-meter.html>

Los medidores de desplazamiento positivo se pueden dividir en cuatro clases principales:

- Rotativos (paletas deslizantes, engranes, etc.)
- Lóbulos rotatorios
- Rotores ovales
- Disco

### 2.2.1.2. Medidores Volumétricos Indirectos

- **Medidor tipo turbina** El medidor de turbina tiene un rotor de varias paletas o una hélice montada en un eje con cojinetes o soportes de centrado para que gire libremente. El fluido hace girar el rotor a una velocidad proporcional a la velocidad del fluido. Las puntas de las paletas pasan por una bobina captadora y cada impulso eléctrico representa un cierto caudal. Véase figura 13.

Cuando se utilizan los medidores de turbina, se tienen que presentes dos suposiciones básicas.

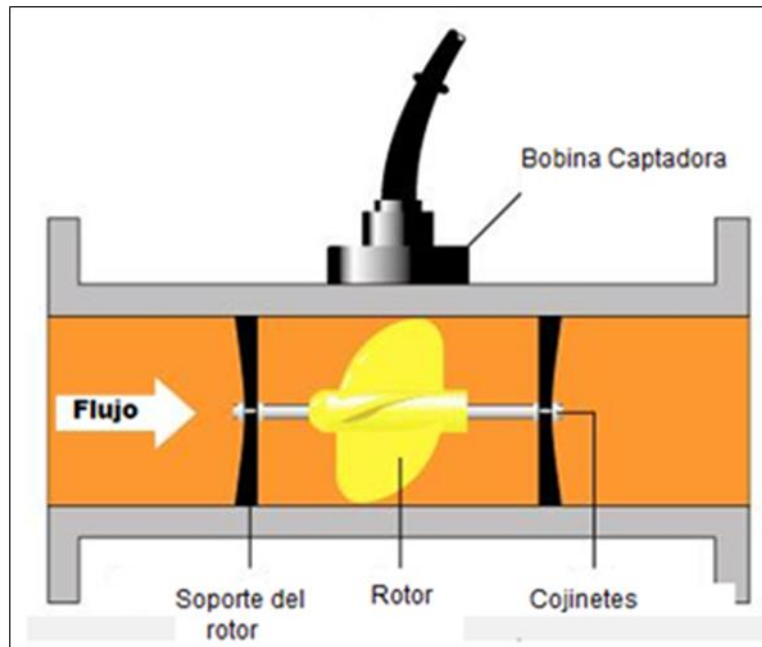
1. Con el conocimiento de la velocidad promedio del fluido, se puede determinar el flujo, si el área transversal permanece constante.

$$qv = v * A \quad (3)$$

Dónde:  $q$ , tasa de flujo;  $v$ , velocidad promedio del fluido y  $A$ , área del tubo.

2. Conociendo la velocidad rotacional del rotor, se puede determinar la velocidad del fluido, si la velocidad rotacional del rotor representa la velocidad promedio del fluido, es decir; La velocidad de rotación del rotor está relacionada con la velocidad del líquido.

**Figura 13.** Medidor tipo turbina.



**Fuente:** [www.piping-engineering.com/flow-meter-measurement-techniques](http://www.piping-engineering.com/flow-meter-measurement-techniques)

- **Medidor Venturi.** Este elemento posee un cono convergente que va reduciendo gradualmente el diámetro hasta llegar a lo que se conoce como garganta, posteriormente hay un cono divergente, el cual expande el flujo otra vez al diámetro de tubería inicial. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha; así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta se puede medir la caída de presión y calcular el flujo instantáneo.

Este tipo de medidores se han usado extensamente debido a que son relativamente simples, confiables, tienen suficiente precisión y rangos de medición para muchos servicios de monitoreo y control.

El medidor Venturi es uno de los dispositivos más precisos para medir el gasto en tuberías. Causa una muy baja pérdida de carga y, con las precauciones debidas, se puede usar para líquidos con determinadas concentraciones de sólidos.

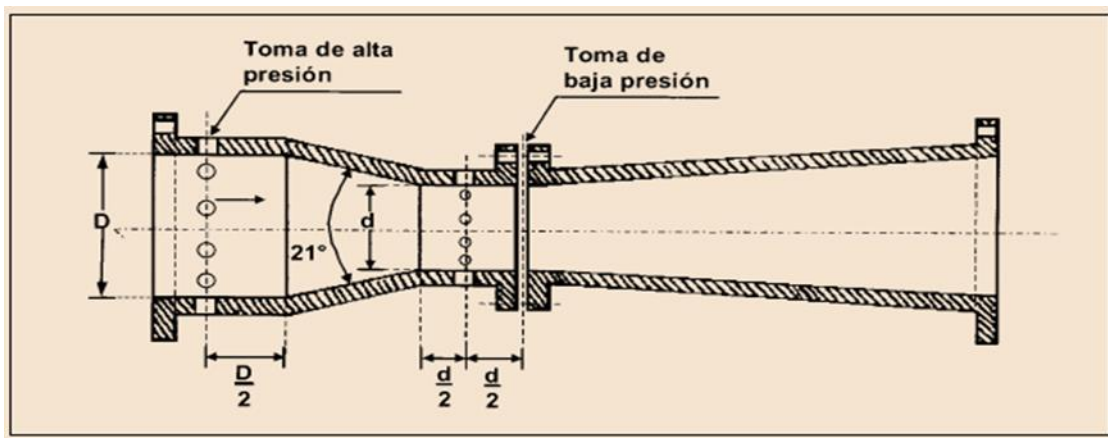
El tubo Venturi se compone de tres secciones:

1. Entrada.
2. Garganta.
3. Salida.

La sección de *entrada* tiene un diámetro inicial igual al diámetro de la tubería y una sección cónica convergente que termina con un diámetro igual al de la *garganta*: la *salida* consiste en una sección cónica divergente que concluye con el diámetro de la tubería.

Es esencial que el flujo entrando al Venturi sea uniforme. Por lo tanto, un largo tramo continuo con tubería recta aguas arriba y aguas abajo de la localización del Venturi es deseable para mejorar la precisión en la medición del flujo. Los requerimientos de tubería recta dependen del accesorio aguas arriba del medidor.

**Figura 14.** Dimensiones constructivas para el tubo medidor Venturi.

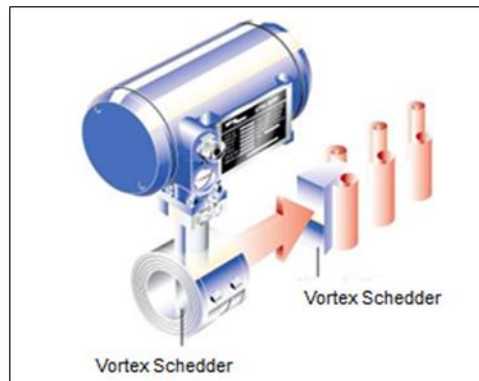


**Fuente:** RIVAS, Ivan. Tubos Venturi. Dall y Tobera. Serie autodidáctica de medición. Comisión general de agua.

- **Medidor de flujo tipo Vortex.** El principio de funcionamiento del medidor Vortex depende fundamentalmente del régimen de flujo del fluido, lo cual, para su funcionamiento, requiere que este sea turbulento, de manera que la relación de los efectos de flujo medido permita determinar el flujo volumétrico instantáneo. El funcionamiento de este tipo de medición inicia cuando un fluido pasa a través de una barrera que forma capas adyacentes de fluido a lo largo de las superficies externas del cuerpo. La clave para que el fluido se separe en capas y formen vórtices en la zona de baja presión detrás del obstáculo es que el obstáculo tenga los bordes afilados. Los vórtices alternantes se forman en los lados del cuerpo, como se muestra en la figura 15.

La frecuencia de los vórtices es directamente proporcional a la velocidad del fluido, proporcionando de esta manera el funcionamiento básico del medidor. Las técnicas utilizadas para determinar la frecuencia de los vórtices son el anemómetro de hilo caliente, el ultrasonido, la variación de presión local, el transductor eléctrico, entre otros.

**Figura 15.** Medidor Vortex.

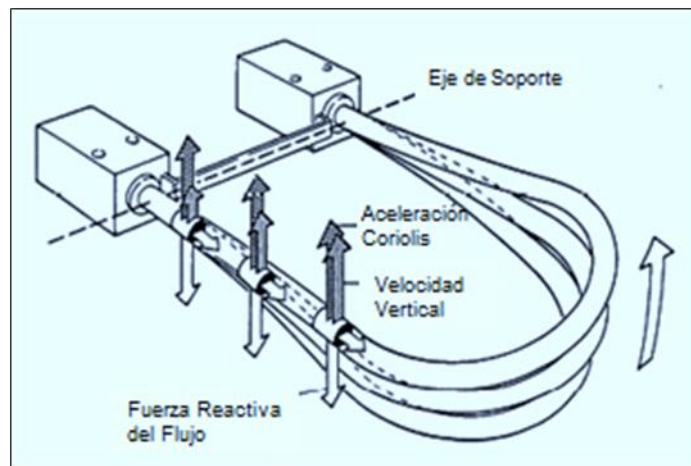


**Fuente:** Ingeniería de tuberías. Principales tipos de medidores de flujo basados en técnicas de medición de 2014.

## 2.2.2. Medidores Másicos

- **Medidor tipo Coriolis.** Este tipo de medidor se basa en el efecto Coriolis, según este efecto, un objeto que se mueve en un sistema de coordenadas que rota con una velocidad angular experimenta una fuerza Coriolis proporcional a la masa y velocidad del fluido, así como la velocidad angular del sistema.

**Figura 16.** Representación de la Fuerza Reactiva, Fuerza Coriolis y Velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor.



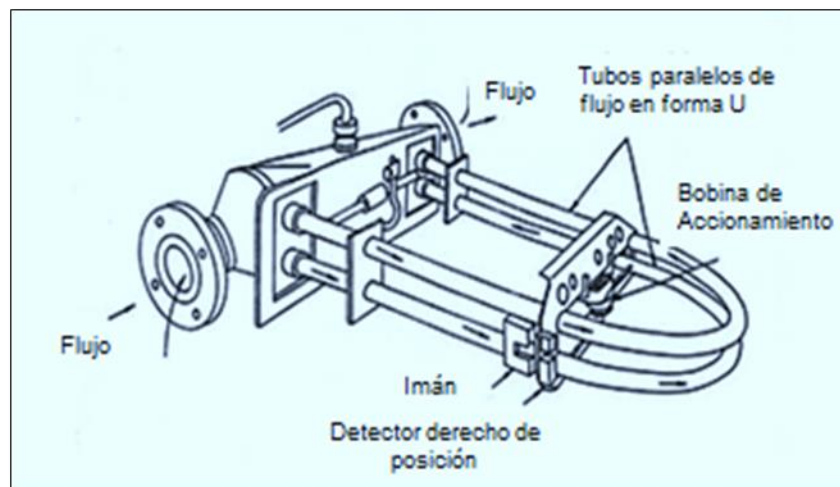
**Fuente:** SAPIENSMAN, Instrumentación industrial: mediciones de flujo en refinerías [en línea]. [Fecha de consulta: 6 junio 2016].

La tierra constituye un sistema de coordenadas en rotación. Si, por ejemplo, un objeto se deja caer desde una gran altura, al tocar la tierra se habrá desviado de la vertical. Si el mismo objeto fuera obligado a caer por el interior de un tubo vertical, el efecto de desplazamiento lateral haría que el objeto ejerciera una cierta fuerza contra la pared del tubo. Si se introdujera por este mismo tubo el líquido procedente de la impulsión de una bomba, la fuerza de Coriolis resultante contra la

pared del tubo sería proporcional a la masa del caudal y el momento angular de la tierra.

La operación del medidor Coriolis se explica mediante la aplicación de la segunda ley de Newton,  $F = m \times a$  (Fuerza: masa por aceleración), los tubos vibrantes ejercen una fuerza sobre el fluido, en respuesta, el fluido ejerce una fuerza Coriolis ( $F_c$ ) sobre el tubo. El fluido moviéndose hacia el medio del tubo se opone al movimiento de este, mientras que el fluido que corre desde el medio hacia fuera refuerza el movimiento del tubo. En vista de que el tubo de flujo es elástico, las paredes se doblan como respuesta a esta fuerza Coriolis. Para medir la deflexión de Coriolis la técnica más comúnmente aplicada, es la medición del corrimiento de la fase aguas arriba y aguas abajo desde los puntos de toma de señal de las bobinas. Dado que las diferencias de fase ocurren en el tiempo, la medición de la diferencia de tiempo entre las dos señales produce una diferencial "delta de tiempo" valor que es proporcional a la tasa de flujo de masa.

**Figura 17.** Partes del Medidor Másico Coriolis



Fuente: SAPIENSMAN, Instrumentación industrial: mediciones de flujo en refinerías [en línea]. [Fecha de consulta: 6 Junio 2016].

### **3. MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO (MFM)**

Los medidores multifásicos son una nueva herramienta que permite a los operadores realizar pruebas de pozo representativas con precisión y en tiempo real, sin utilizar un equipo de separación tradicional.

#### **3.1. TECNOLOGÍA DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO**

El medidor de flujo Multifásico es un dispositivo que puede medir en forma directa los caudales de gas, crudo y agua, esto significa que las mediciones multifásicas en línea son continuas.

Este nuevo método representa un significativo ahorro, incremento de la calidad y disponibilidad de los datos. Permitiendo un rápido análisis de tendencia del comportamiento del pozo e inmediato diagnóstico, ya que posee la capacidad de monitorear el pozo en tiempo real y continuamente desde una localización remota.

El medidor Multifásico proporciona buen rendimiento mejorando de los métodos de pruebas tradicionales. Los beneficios incluyen respuestas dinámicas superiores a fluctuaciones de flujos, alta precisión en la tasa de medición e incorporable resolución y reproductibilidad. La siguiente tabla 3, indica las condiciones de operación a las cuales puede operar el medidor.

**Tabla 3.** Condiciones de operación del medidor de flujo multifásico.

PARÁMETROS	
Presión de diseño	1218 PSI
Presión de operación	300 PSI - 1160 PSI
Temperatura de diseño	100 °C
Temperatura de operación	10 - 80 °C
Corte de agua	0 - 100%
Fracción de gas (GVF)	0 - 100%
Tasa de producción	0 - 314.5 BPD
Patrones de flujo	Todos: (por ejemplo, burbujeante, Slug, anular, etc.)

**Fuente:** Manual Multiphase Meter Technologies.

**Figura 18.** Medidores de flujo multifásico



**Fuente:** <http://maracaibo-zu.all.biz/medidores-de-flujo-multifasico>

## 3.2 PARTES, FUNCIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO

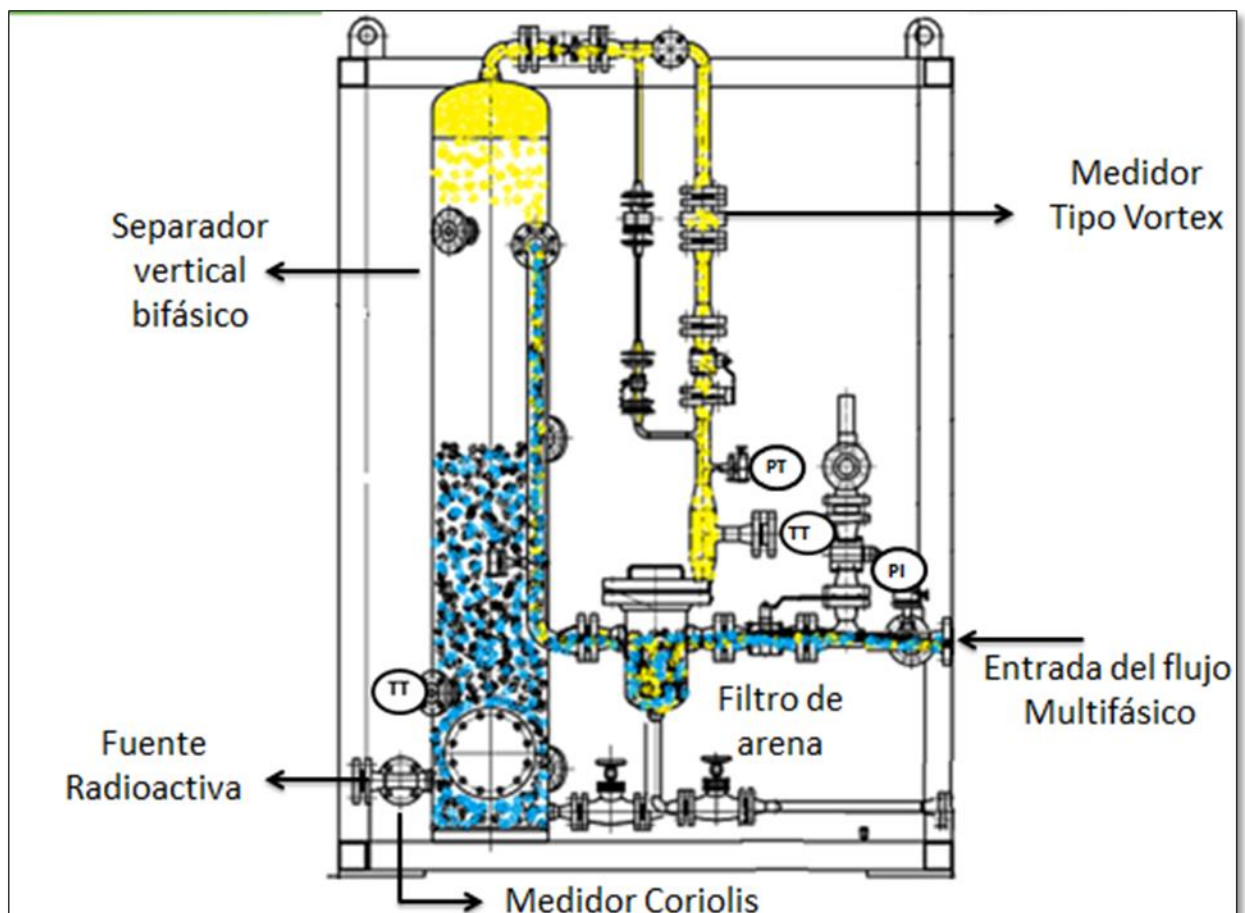
**3.2.1. Partes.** El medidor Multifásico consta de las siguientes partes:

- Estructura, para las instalaciones fijas y pruebas de pozos móviles
- Separador vertical bifásico (Separador Gas-Líquido): separa la fase gaseosa de la fase líquida
- Transmisor de presión
- Transmisor de temperatura
- Válvula de seguridad
- Diferencial de presión
- Diferencial de líquido
- Medidores de nivel
- Medidor de flujo vortex: Mide el flujo volumétrico de gas que sale por la parte superior del separador
- Medidor de flujo másico Coriolis: Calcula el flujo másico de la fase líquida que sale de la parte inferior del separador.
- Dual Gamma sensor: Medidor de corte de agua.
- Caja de conexiones.
- Manómetro de presión
- Válvula de control de presión eléctrica

**3.2.2. Funcionamiento.** La corriente de fluido proveniente del pozo entra al Separador *Bifásico*, el cual separa la corriente de fluido total en corriente de líquido (petróleo y agua) y corriente de gas. La cantidad de gas que sale por la parte superior del separador es cuantificada por un medidor de flujo tipo *Vortex* (sección 2.2.1.2), mientras el flujo de líquido que sale por la parte inferior del separador es cuantificado por un medidor de flujo másico tipo *Coriolis* (sección 2.2.2), el cual puede entregar 3 señales, donde están seleccionadas la densidad,

el corte de agua y el flujo volumétrico como salidas, debido a la fortaleza de la emulsión en los crudos pesados la medida de corte de agua del Coriolis no es confiable, por esta razón el MFM cuenta con un medidor de corte de agua Dual Gamma sensor (sección 3.2.2.1) que proporciona mayor exactitud. Todas las señales son recibidas análogamente para realizar el cálculo de crudo neto y agua con el software integrado al medidor. Por último, las corrientes de líquido y gas separadas en la primera fase del sistema se vuelven a unir para ser enviadas por la línea de producción general del pozo en evaluación.

**Figura 19.** Partes de la Tecnología de medición de Flujo Multifásico.

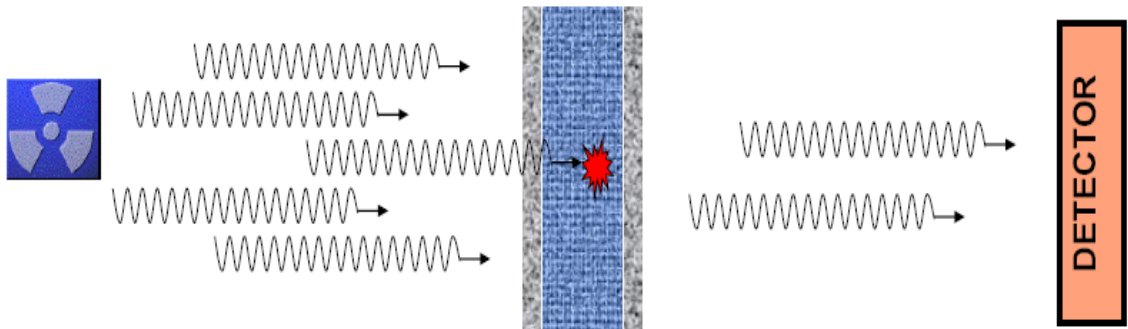


Fuente: Manual Tecnología medidor multifásico

**3.2.2.1. Funcionamiento Dual Gamma sensor (fuente radioactiva).** La densitometría Gamma es una de las técnicas más utilizadas en la medición de flujo Multifásico. El principio de funcionamiento de un densitómetro gamma de un solo haz se ilustra esquemáticamente en la Figura 20. La emisión Gamma de una fuente radiactiva se colima en un fino rayo de intensidad  $I_0$ . Este pasa a través de la pared cerca de canales, a través de la mezcla polifásica y a través de la pared del fondo del canal antes de entrar en un detector colimado donde se determina la intensidad resultante  $I_d$ . El rayo gamma es atenuado como resultado de los procesos siguientes:

1. Efecto fotoeléctrico. Aquí el fotón gamma da toda su energía a un átomo, causando la expulsión de un electrón de una órbita interior.
2. Producción de pares. El fotón crea un par de positrones-electrón y se absorbe en el proceso. El positrón se aniquila posteriormente con la producción de dos fotones de 0,51MeV; ya que la producción par es de importancia sólo a energía de alta gamma, los fotones secundarios producidos se absorben mucho más fácilmente que el haz incidente y, de manera eficaz, la absorción completa se puede suponer.
3. Efecto Compton. En este caso, el fotón gamma interactúa con un electrón atómico, da un poco de energía a la misma y procede con menor energía y cambió el rumbo.

**Figura 20.** Principio de Funcionamiento Fuente Radioactiva.



**Fuente:** GRAHAM. E; MACDONALD. M. introducción a flujos multifasicos y gas humedo. Sistema de Medición Nacional. NEL. 2014.

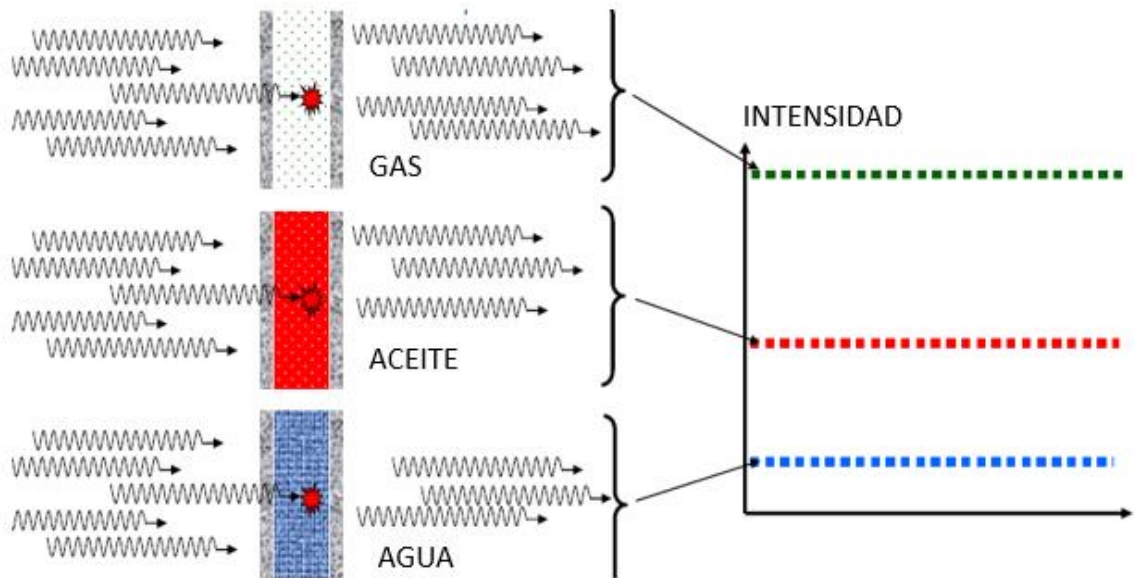
La absorción de un haz colimado de inicial intensidad  $I_0$ , (fotón / m<sup>2</sup>-sec) se describe por:

$$I = I_0 \exp(-\mu z) \quad (4)$$

Donde  $\mu$  coeficiente de absorción lineal;  $z$  de la distancia recorrida por el medio absorbente.

El método es usualmente calibrado mediante la determinación de las intensidades con el canal completo de una fase conocida (por ejemplo,  $I_L$  y  $I_G$ , respectivamente, para las fases líquida y de gas en un flujo de dos fases gas-líquido). Figura 21.

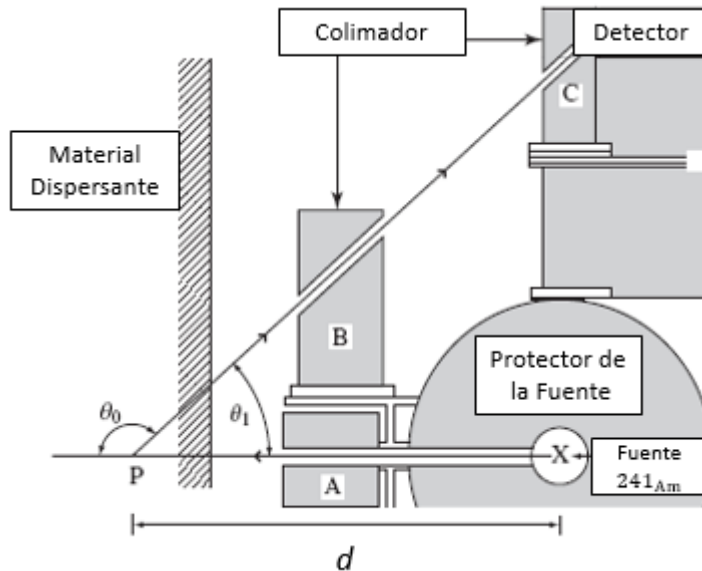
**Figura 21.** Comportamiento de la Intensidad en contacto con cada fase.



**Fuente:** GRAHAM. E; MACDONALD. M. introducción a flujos multifasicos y gas humedo. Sistema de Medición Nacional. NEL. 2014.

- **Dispersión de rayos Gamma.** Como se mencionó anteriormente, los rayos gamma son atenuados por el efecto Compton. En este caso, el fotón gamma interactúa con un electrón atómico, da un poco de energía a la misma y procede con menor energía y altera su curso. Existen relaciones bien establecidas para la energía y la intensidad de los fotones dispersados como una función del ángulo de dispersión. Supongamos ahora que tenemos una configuración como se ilustra en la Figura 22.

**Figura 22.** Dispersión de los rayos Gamma.

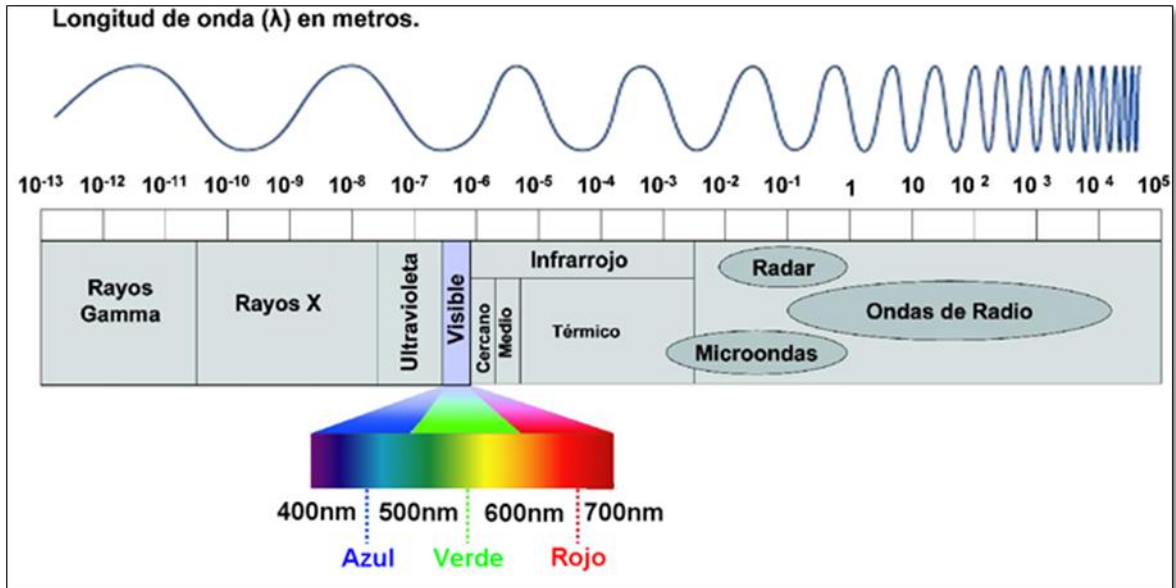


**Fuente:** FALCONE. Giola; HEWITT. G. Medición de Flujo Multifásico. Principios y aplicaciones. Desarrollo en ciencia de petróleo. Primera edición. 2009.

Un haz de fotones gamma de una fuente de Americio-241 pasa a través del material de la dispersión y se dispersa por el efecto Compton. Si un detector de correlación está dispuesto para recibir los fotones dispersados de P en un ángulo  $\theta_1$  como se ilustra, entonces la densidad en el punto P se puede determinar mediante la medición de la intensidad del rayo disperso. Cabe señalar en primer lugar que la intensidad de los fotones dispersados en cualquier ángulo dado es muy débil, por cierto, y para obtener estadísticas de conteo significativas, puede ser necesario contar los fotones durante un período de más de 1 h, incluso con intensidad de las fuentes para el haz de accionamiento de 10 curies o más.

- **Los rayos gamma.** Son un tipo de radiación electromagnética constituida por fotones gamma de longitudes de onda inferiores a  $10^{-11}$  metros o frecuencias superiores a  $10^{19}$  Hz. Véase figura 23, el espectro electromagnético.

**Figura 23.** Espectro Electromagnético



Fuente: [http://carlosdavid.mex.tl/1180793\\_espectro-electromagnetico.html](http://carlosdavid.mex.tl/1180793_espectro-electromagnetico.html)

### 3.2.2.2. Cálculos de tasas de producción.

- **Medición de flujo de gas:** Basado en el flujo de gas actual, las señales de temperatura y presión obtenidas del medidor de flujo vortex, el cálculo del software del equipo es el siguiente: Conversión del gas a condiciones estándar y Cálculo basado en el modo de la línea de gas del medidor multifásico.
- **Medición de líquido:** El medidor de flujo másico Coriolis permite medir: flujo volumétrico de líquido, flujo másico de líquido, corte de agua, densidad del líquido y temperatura en línea.
- **Medición de corte de agua:** Las salidas de densidad, corte de agua del Dual Gamma sensor y flujo volumétrico del medidor Coriolis son adquiridas por la DAU (Instrumentos de campo y computador de flujo).

- **Cálculo de agua neta:** Con el flujo de líquido y el corte de agua obtenido del medidor Coriolis y el Dual Gamma sensor, es posible calcular el flujo de agua neta con la siguiente ecuación:

$$Q_w = Q_{liq} * w_{cut} \quad (5)$$

Donde:  $Q_w$ , Flujo de agua neta;  $Q_{liq}$ , Flujo de líquido medido y  $w_{cut}$ , Corte de agua medido.

- **Medición de crudo neta:** Con el flujo de líquido y el corte de agua obtenido del medidor Coriolis, es posible calcular el flujo de crudo neta con la siguiente ecuación:

$$Q_o = Q_{liq} * (1 - w_{cut}) \quad (6)$$

Donde:  $Q_o$ , Flujo de crudo neta;  $Q_{liq}$ , Flujo de líquido medido y  $w_{cut}$ , Corte de agua medido.

### 3.2.3. Mantenimiento.

En la siguiente tabla se menciona la periodicidad con la cual la empresa operadora del campo de crudo pesado del Magdalena Medio realiza la Calibración y verificación de la Instrumentación de los medidores de Flujo Multifásicos utilizados para el desarrollo de pruebas de pozo. La periodicidad con la cual la instrumentación principal debe calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deben contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar la actividad de prueba de pozo, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía.

**Tabla 4.** Calibración de instrumentación.

	INSTRUMENTACIÓN	CALIBRACION	VERIFICACIÓN
Instrumentación secundaria	Transmisor De Temperatura Pierna De Liquido	NA	1 Vez cada 3 meses
	Transmisor De Presión Estática Gas		
	Transmisor De Presión Estática Liquido		
	Transmisor Temperatura Pierna De Gas		
Instrumentación Primaria	Medidor De Flujo Másico Coriolis	1 Vez al año	
	Vortex Pierna Gas De 1/2"		
	Vortex Pierna Gas De 1 1/2"		

Problemática frecuente del medidor de flujo másico Coriolis:

El medidor másico Coriolis no tiene partes móviles, no requiere un mantenimiento especial. Sin embargo, hay varios problemas que necesitan atención:

1. Problema de la arena en el líquido. Hay dos efectos de la arena en el líquido; el primero es que el corte de agua en el crudo va a ser mayor, y el otro es el daño de las partes internas del medidor.
2. Formación de suciedad. Es muy fácil que se forme suciedad en el interior del Coriolis por el agua mineralizada, e esto tiene efecto en la medición. La formación de suciedad puede hacer que el ciclo de agitación sea mayor, por lo que aumentaría el WC, entonces eso afectaría el crudo neto.

3. La perturbación por las fuerzas externas de agitación. Las fuerzas externas de agitación tienen efecto en la medición de flujo y densidad, por lo tanto, la instalación del Coriolis debe tratar de evitar la mayor vibración posible.
4. Calibración regularmente. La medida del Coriolis es afectada en gran medida por la densidad del crudo y del agua en el medio, cuando las condiciones del pozo cambian de manera repentina, es necesario recalibrar o hacer mediciones de la densidad de crudo y agua y volver a ingresar esos valores mediante el panel del medidor.

#### **3.2.4. Ventajas en la medición con el MFM**

- No hay necesidad de separación previa.
- Diagnóstico más rápido, más eficiente y preciso.
- Reducción de costos en campo.
- Mejora el diagnóstico de pozo, la detección temprana de entrada de agua.
- Eliminación de líneas de prueba.
- Instalación y operación segura, incluso a altas presiones. La medición de pozos que van desde los aceites pesados a condensado

#### **3.2.5. Desventajas en la medición con el MFM**

- Uso de Fuente Radiactiva para el cálculo del %BSW.
- Requiere del uso de un carro-vacío para el proceso de desinstalación.
- Presencia de gas en la línea de líquidos aumentaría la incertidumbre en la medida del Coriolis.
- Presencia de condensados en la línea de gas aumentaría la incertidumbre en la medida del Vortex.
- Requiere cuadrilla de operación para el proceso de movilización y conexión.

## 4. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIABLES OPERACIONALES

La medición multifásica, es un recurso importante para mejorar el desarrollo de los campos petroleros, para estudiar el servicio de los medidores multifásicos se puede realizar un análisis de variables operacionales con base en las especificaciones técnicas del medidor multifásico, las variables operativas de campo y las características de los fluidos de producción de los campos de crudo pesado.

### 4.1. VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO

Las variables de producción que vamos a utilizar para el análisis técnico son tomadas de un set de pruebas del pozo de un campo del Magdalena Medio que se clasifica como crudo pesado.

- **Descripción del campo** El Campo está ubicado en la cuenca del Magdalena Medio, cuenta con facilidades para explorar, explotar y transportar crudo pesado recuperado mediante inyección cíclica de vapor. La inyección cíclica de vapor es un proceso que es aplicado a los pozos en diferentes etapas. Primero el vapor es inyectado, luego, el vapor y su agua condensada calientan el aceite viscoso (cuya viscosidad registra entre 1.000 CP a 10.000 CP); finalmente, el crudo pesado y el agua condensada son producidos en la superficie. Este proceso se repite hasta un límite económico.

Para la selección de una muestra representativa del campo, se deben tener en cuenta los intervalos de operación mínimos y máximos de las diferentes variables de producción. Véase tabla 5.

**Tabla 5.** Variables de producción del campo de crudo pesado del Magdalena medio

VARIABLE	RANGO	
Viscosidad (cP)	Máximo	10.000
	Mínimo	1.000
Presión (PSIG)	Máximo	150
	Mínimo	20
Temperatura (°C)	Máximo	30
	Mínimo	85
Producción Líquido (BPD)	Máximo	290
	Mínimo	8
Producción de Gas (SCFD)	Máximo	2731
	Mínimo	112
Corte de Agua (%BSW)	Máximo	85
	Mínimo	0.1

## 4.2. CRITERIOS PARA LA OPERACIÓN DE UN MFM

Los medidores de flujo multifásico deben cumplir los siguientes parámetros como mínimo para una óptima operación. Véase tabla 6.

**Tabla 6.** Criterios para la operación de un MFM.

Fracción Volumétrica de Gas (GVF):	0 a 100%.
Corte de Agua:	0 a 100%.
Patrón de Flujo:	Todos (p. Ej.: Burbujeante, Ondulado, Ráfagas, Flujo Anular, etc.).
Presión de diseño:	Confirmar con Campo.
Temperatura Ambiente:	0 °C a 70 °C (32 °F a 160 °F).
Temperatura de Proceso:	15 °C a 93 °C (60 °F a 200 °F).
Opción de Alta Temperatura	(15 °C a 232 °C / 60 °F a 450 °F).
Viscosidad:	Refiérase a la tabla 7
Densidad:	Refiérase a la tabla 7
Rango API:	Refiérase a la tabla 7
Salinidad:	Confirmar con Campo.
Arena/Partículas:	Confirmar con Campo.
Caída Máxima de Presión:	Definida por Campo.
Composición del Gas (H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , etc.):	Confirmar con Campo.
Otros fluidos (Ej. Aditivos Químicos, surfactantes, etc.):	Confirmar con Campo.
Resistencia a la Corrosión:	Construcción NACE MR0175 (última edición) estándar

**Fuente:** ECOPEPETROL. Procedimiento para selección y prueba de Medidores Multifásicos. Versión 1 del 2013.

**Tabla 7.** Propiedades de fluidos producidos a condiciones estándar.

TIPO DE CRUDO	DENSIDAD RELATIVA	GRAVEDAD API GRADOS CENTIGRADOS	VISCOSIDAD CENTIPOISE A 20 °C
CONDENSADO	< 0,78	>50 °	< 5
CRUDO LIVIANO	> 0,78 < 0,934	20° a 50 °	> 5 < 1000
CRUDO PESADO	> 0,934	< 20°	> 1000
AGUA	1.0 a 1.33 (depende de la salinidad)	N/A	1.0

**Fuente:** API MPMS 20.3

**Tabla 8.** Severidad de las variables del medidor Multifásico.

VARIABLE	EXACTITUD MÍNIMA ACEPTADA
Tasa de flujo líquido total	+/- 6% error relativo de la tasa de referencia
Tasa de flujo gas total	+/- 12% error relativo de la tasa de referencia
Corte de Agua (BSW)	+/- 2.4% error absoluto del porcentaje de corte de agua de referencia
Nivel de Confianza de 95%	

**Fuente:** Tomado y modificado del catálogo del MFM.

Los anteriores es el error máximo permisible que el fabricante del medidor garantiza para las pruebas de los pozos.

#### 4.3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

Dadas las condiciones de operación del medidor de flujo multifásico, se realiza el análisis técnico de las variables operacionales, tabla 9, con el cual se puede

verificar que este medidor es técnicamente adecuado para ser implementado en un campo de crudo pesado del Magdalena Medio. Manejando también según la tabla 8 los criterios mínimos de diseño, las características y propiedades de los fluidos producidos del campo mencionadas en la tabla 5.

**Tabla 9.** Comparación de parámetros para el análisis técnico.

Parámetros	MFM	VARIABLES DE CAMPO
Presión (PSIG)	0 a 1160	20 a 150
Temperatura (°C)	0 a 100	30 a 85
Tasa de Líquido (BPD)	0 a 350	8 a 290
Tasa de Gas (MSCFPD)	0 a 300	0.112 a 2.731
% Agua	0 a 100	0.1 a 85

Debido a que el Medidor de Flujo Multifásico, cumple según lo anterior con los criterios mínimos de diseño establecidos según la tabla 6, a continuación procedemos a realizar una verificación de la incertidumbre propuesta por el fabricante como se puede ver en la tabla 8, con un nivel de confianza del 95% para cada una de las fracciones de fluidos producidos, enfocándonos en la incertidumbre de medición de la saturación de agua (%BSW) en la emulsión, ya que por causa de la fortaleza de la emulsión en crudos pesados, esta se convierte en el principal inconveniente de la aplicación de estas nuevas tecnologías de medición multifásica en el cálculo del potencial de pozos en campos de crudo pesado.

## **5. DESEMPEÑO DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO**

Se va a validar el desempeño del medidor Multifásico como sistema de pruebas de pozos mediante la comparación con un sistema de prueba de pozo convencional de medición de la fase líquida (agua y aceite) en tanques avalados por el MM&E; es importante resaltar que la fase de gas no pudo ser comparada, debido a que el sistema de referencia no cuenta con la facilidad de medir el gas producido. Con ello se espera comprobar su confiabilidad en las medidas y la trazabilidad de las mismas, y el cumplimiento de los estándares operacionales del medidor de flujo multifásico implementado en un campo del Magdalena Medio Colombiano.

### **5.1. SISTEMA DE REFERENCIA UTILIZADO PARA LA COMPARACION DE LAS MEDICIONES.**

El sistema de referencia utilizado para la medición de las tasas de volumen de fluido en agua y crudo son tanques aforados según los estándares de la industria de Hidrocarburos.

El personal de operaciones dedicado a las pruebas de pozo del campo del Magdalena Medio Colombiano debe asegurarse que la medición de los tanques se realice de acuerdo con los procedimientos actuales en el campo y regidos bajo las normas internacionales de la industria API ASTM, con una cinta de medición calibrada. El operador de pruebas tiene la exclusiva autoridad para llegar a la conclusión de que el tanque se ha asentado por completo y que se puede suponer el nivel y el volumen final del tanque. Se deben realizar de igual manera mediciones de temperatura del fluido en tanque concernientes a apertura y cierre de recibos, además de muestreos representativos del fluido del tanque para caracterización y calidad. El corte de agua %BSW del fluido del pozo, debe ser monitoreado con muestreo en intervalos de tiempo durante la prueba de cada pozo. Lo anterior se debe realizar teniendo en cuenta las buenas prácticas y estándares de la industria acorde a la norma ASTM D4007, para el método de

determinación de agua y sedimento en crudo por centrifuga, para valores del BSW superiores al 2%. De lo contrario se debe implementar la determinación de la concentración de agua y sedimento acorde a la norma ASTM D4377 haciendo uso de un Karl Fisher, para valores del %BSW inferiores 2%. Para las calidades de API de los pozos, se utiliza la información en una base de datos por parte de la empresa operadora del campo. En caso de necesitarse determinar algún valor de esta calidad, debe contarse con los equipos de laboratorio necesarios. Para el sistema de referencia enunciado, debe garantizarse todas las condiciones necesarias para la operación, y se tendrán en cuenta sugerencias de continuo mejoramiento a través de las pruebas.

Debido a las condiciones actuales de la facilidad en campo, no se puede adecuar un 'separador de prueba', para las pruebas en mención. Lo anterior imposibilita la medición de GAS por medio de un sistema de referencia, y poder comparar con respecto a las mediciones del MFM. No obstante, se tendrá especial monitoreo y análisis del comportamiento de medición de GAS por parte del MFM, sus valores de GOR, GVF para las pruebas, y la posible afectación de esta fase en la medición de agua y aceite.

**Figura 24.** Medición Convencional Vs. Medición Multifásica



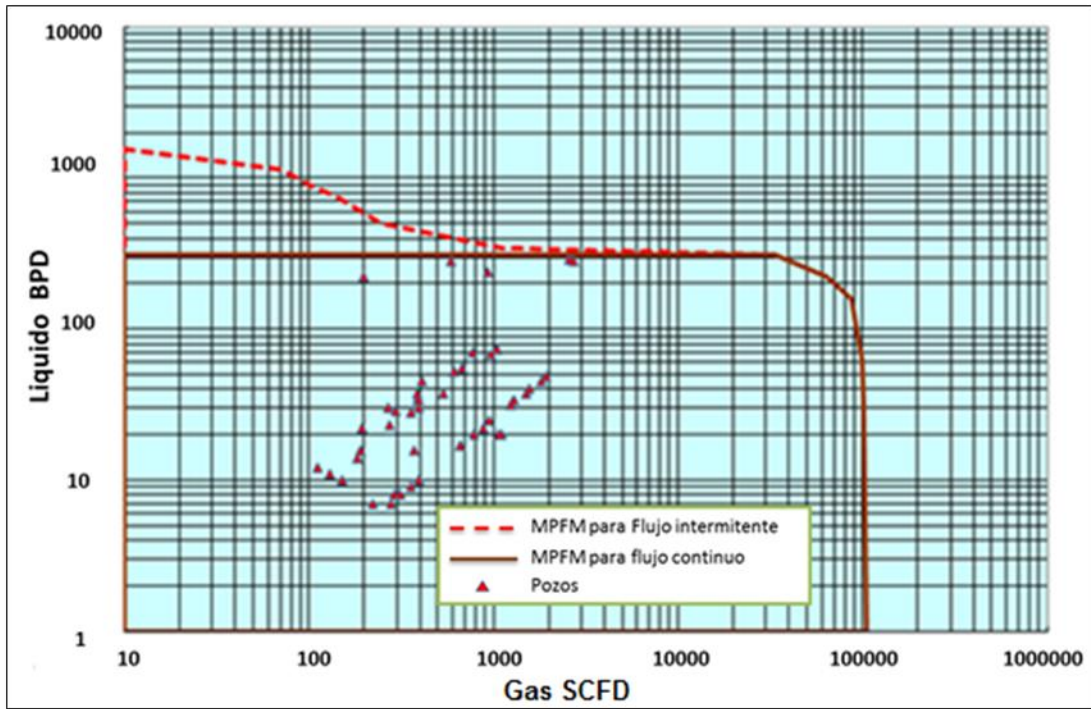
**Fuente:** <http://tecmandelsur.com.co/web/aforo-de-tanques-y-carro-tanques-por-el-metodo-de-encintado-manual-y-triangulacion-optica>.

## **5.2. SELECCIÓN DE POZOS AY, AX, AW, S, AU**

Es necesario seleccionar los pozos que se encuentren entre los parámetros estipulados para cumplir con los límites de operación del equipo de medición multifásica. Para esto, se debe revisar primero la envolvente de operación del equipo teniendo en cuenta sus rangos de operatividad y su capacidad de ejecutar la prueba en los pozos propuestos.

**5.2.1. Envolvente de Operación.** En la siguiente figura 25 se muestran las envolventes de operación del equipo, la envolvente en color café es la utilizada para medición de propósito general en el equipo MFM y la envolvente punteada a trazos en color rojo es la utilizada para mediciones de flujos intermitentes. La figura 25 muestra el rango de operación del medidor multifásico en escala logarítmica en relación con la producción de líquido (eje vertical) y la producción de gas (eje horizontal). Con la información entregada por parte de ingeniería sobre cada pozo, se revisa si se encuentra dentro de las envolventes y con cuál de ellas se debe llevar a cabo la operación (representada con un triángulo rojo con borde azul).

**Figura 25.** Envolvente de operación del MFM



**Fuente:** Manual de operación del medidor.

De acuerdo a lo observado en la gráfica de la envoltorio de operación se concluye que la mayoría de los pozos se encuentran entre la envoltorio, por lo cual se les puede garantizar que la medición estará dentro los parámetros estipulados.

**5.2.2. Criterio de Evaluación.** Se escogieron un total de 42 pozos con un WC (corte de agua) cuyo rango varía entre (0,1 al 85) %, Producción de Líquido cuyo rango varía entre (8 a 290) BPD y Producción de Gas cuyo rango varía entre (112 a 2731) scfd, con el objetivo de demostrar la versatilidad y precisión de las mediciones del equipo en las diversas situaciones (valores muy bajos, intermedios y muy altos de los diferentes parámetros) y verificar a su vez la calidad de la medición.

**Tabla 10.** Pozos seleccionados. Mediciones obtenidas a partir de pozos probados en tanques aforados.

POZO	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido o BPD	% BSW	POZO	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	% BSW
AY-005	96,76	4,03	100,79	4,00	AW-005	52,84	26,50	79,34	33,40
AY-001	173,11	75,23	248,34	30,29	AW-004	25,82	0,30	26,12	1,15
AY-002	43,96	45,97	89,93	51,12	AW-002	27,16	1,30	28,46	4,57
AY-010	81,31	20,97	102,28	20,50	AW-010	19,00	0,71	19,71	3,60
AY-005	104,38	4,23	108,61	3,89	S-001	103,08	28,41	131,49	21,61
AY-007	137,28	46,26	183,54	25,20	S-006	68,68	10,21	78,89	12,94
AY-001	72,93	31,86	104,79	30,40	S-002	62,58	23,75	86,33	27,51
AX-001	63,94	0,91	64,85	1,40	S-004	18,67	9,95	28,62	34,77
AX-001	55,75	0,80	56,55	1,41	S-003	24,51	3,21	27,72	11,58
AX-011	162,35	7,65	170,00	4,50	S-005	10,46	0,38	10,84	3,51
AX-010	45,52	1,60	47,12	3,40	S-002	57,86	24,52	82,38	29,76
AX-008	43,09	1,33	44,42	2,99	AU-003	28,98	16,25	45,23	35,93
AX-001	66,86	0,69	67,55	1,02	AU-001	63,26	16,27	79,53	20,46
AX-001	134,07	1,39	135,46	1,03	AU-012	48,47	3,01	51,48	5,85
AX-002	164,99	144,62	309,61	46,71	AU-005	38,16	0,86	39,02	2,20
AX-001	125,87	1,29	127,16	1,01	AU-006	11,85	0,51	12,36	4,13
AX-001	127,85	1,04	128,89	0,81	AU-NTE	48,28	10,08	58,36	17,27
AW-005	50,95	43,40	94,55	45,90	AU-013	18,12	1,59	19,71	8,07
AW-004	76,52	2,53	79,05	3,20	AU-007	15,30	0,84	16,14	5,20
AW-002	31,07	1,99	33,06	6,02	AU-004	9,17	1,55	10,72	14,46
AW-010	11,58	1,49	13,07	11,40	AU-010	95,33	2,06	97,39	2,12

**Fuente:** Datos tomados de campo.

### 5.3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL MFM CONTRA SISTEMAS CONVENCIONALES DE PRUEBA DE POZOS

**5.3.1. Análisis de las variables que inciden en la exactitud de la medición estática.** A continuación, se hace referencia al impacto de cada una de las variables que intervienen en las mediciones estáticas, a las cuales se les hace seguimiento con el fin de asegurar la exactitud de la medición.

**Tabla 11.** Severidad relativa de las variables de medición estática

	DEFINICIÓN	IMPACTO			Severidad Relativa	Análisis Pareto
		% Error en la variable	%Error en medición	Condiciones supuestas		
TOV	Volumen total observado a las condiciones del producto	1%	0,98%	100°F, 30°API	24	82%
—						
FWV	Volumen del agua libre que se encuentra en una fase distinta a la fase del crudo	1%	0,10%	FWV< 10% TOV	2	8%
X						
VCF o CTL	Factor de corrección de volumen por temperatura	1% en T 1% en Densidad	0,04% 0,08%	100°F,30° API 100°F, 30 API	1	3%
.=					2	7%
NSV	Volumen neto de petróleo crudo a 60º F y 0º PSI				30	100%

**Fuente:** tomado y modificado. Curso. Medición Estática y Calibración de Elementos de Inspección. PROASEM.

**5.3.2. Metodología para evaluar el desempeño del MFM.** Los volúmenes liquidados en el tanque de almacenamiento son obtenidos a partir de la medición estática, el porcentaje de agua es calculado a partir de métodos de laboratorio. El Medidor Multifásico utiliza Coriolis para el cálculo de la fracción líquida, fuente Dual Gamma para la fracción de agua y Vortex para la fracción de gas. Los resultados para líquido y aceite son comparados entre si utilizando el error relativo. Ecuaciones 7 y 8, respectivamente y los resultados para %BSW son comparados utilizando el error absoluto. Ecuación 9, esto siguiendo las especificaciones del catálogo del MFM.

$$Dif \%liquido = \frac{Vliq_{MPFM} - Vliq_{Tk}}{Vliq_{Tk}} * 100 \quad (7)$$

$$Dif \%aceite = \frac{Vaceite_{MPFM} - Vaceite_{Tk}}{Vaceite_{Tk}} * 100 \quad (8)$$

$$Dif \%BSW = \%BSW_{MPFM} - \%BSW_{Ref}. \quad (9)$$

Se realiza el análisis estadístico de las diferencias porcentuales obtenidas para cada fase durante las pruebas (ANEXO A).

**5.3.3. Cálculo de incertidumbre.**<sup>8</sup> La incertidumbre de medida según la VIM (Vocabulario Internacional de Metrología) es un parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un medido, a partir de la información que se utiliza. En general, la incertidumbre incluye numerosas componentes. Algunas deben calcularse mediante la evaluación tipo A de la incertidumbre de medida, a partir de la distribución estadística de los valores que procede de las series de mediciones y pueden caracterizarse por desviaciones típicas. Las otras componentes, que pueden calcularse mediante la evaluación tipo B de la incertidumbre de la medida, pueden caracterizarse también por las desviaciones típicas, evaluadas a partir de funciones de densidad de probabilidad basadas en la experiencia u otra información.

Es importante resaltar que utilizar solo la evaluación tipo A de incertidumbre de medida genera serias limitaciones al momento de expresar la incertidumbre y sobre todo en sacar conclusiones a cerca del desempeño.

**Evaluación tipo A de la incertidumbre de medida.** Método para evaluar la incertidumbre mediante el análisis estadístico de una serie de observaciones.

Una incertidumbre estándar de tipo A puede obtenerse por cualquier método estadístico que ofrezca un estimado válido de la dispersión de los datos.

En la mayor parte de los casos, la mejor estimación del valor esperado  $\mu$  de una cantidad  $x$ , y para la cual se han hecho  $n$  mediciones independientes es la media aritmética o promedio  $\bar{x}$ :

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (10)$$

---

<sup>8</sup> DURAN Yerlith. Aplicación Del Método GUM Para la Estimación de la Incertidumbre en el Ensayo a la Compresión de Cilindros de Hormigón. Tesis. Universidad Industrial De Santander. 2011.

Las observaciones individuales  $x_i$  difieren en valor debido a variaciones aleatorias. La varianza experimental de las observaciones, que es un estimador de la varianza  $S^2$  de la distribución de probabilidad de  $x$  es:

$$S^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (11)$$

Esta cantidad, junto con su raíz cuadrada positiva  $s(x_i)$  (conocida como la desviación estándar experimental), caracterizan la variabilidad de los valores observados  $x_i$ , es decir, su dispersión alrededor de la media  $\bar{x}$ .

$$S = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (12)$$

La varianza experimental de la media (Ec.13)., junto con su raíz cuadrada positiva,  $s(\bar{x})$ , denominada la desviación estándar experimental de la media (Ec.14), cuantifican qué tan bien  $\bar{x}$  estima el valor esperado de  $x$ , y se puede utilizar como una medida de la incertidumbre de  $\bar{x}$ .

$$S^2(\bar{x}) = \frac{s^2(x_i)}{n} \quad (13)$$

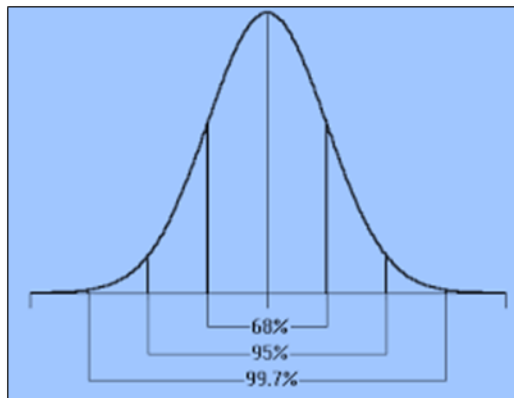
$$S(\bar{x}) = \sqrt{\frac{s^2(x_i)}{n}} \quad (14)$$

En otras palabras, la evaluación tipo A de la incertidumbre estándar de un conjunto de mediciones  $x_i$ , tal como se definió previamente, se logra con la ecuación:

$$U(x_i) = \sqrt{\frac{s^2}{(n-1)}} \quad (15)$$

Aplicando proceso descrito de evaluación tipo A para el cálculo de la incertidumbre típica, hallamos la de la incertidumbre teóricamente a un intervalo de confianza de 68% como se ilustra en la figura 26, debido a que el porcentaje de confianza se encuentra por debajo del utilizado en la industria entre el 90-95%, se requiere ampliar la cobertura mediante la aplicación de un factor estadístico (t-Student) para obtener un nivel de confianza del 95% y poder comparar con los parámetros de incertidumbre presentados en el catálogo del Medidor de Flujo Multifásico, proceso conocido como incertidumbre expandida.

**Figura 26.** Distribución Normal.



**Fuente:** HERNÁNDEZ. María Mar. Estimación de incertidumbres. Guía GUM. Centro Español de Metrología.

Para aumentar el nivel de confianza se puede multiplicar la incertidumbre hallada por un número denominado “factor de cobertura”. El producto  $U(x_i) * K_p = U_p$  se denomina incertidumbre expandida, donde  $k_p$  es el factor de cobertura para un nivel de confianza  $p$ .

El factor de cobertura para un nivel de confianza dado lo obtenemos en este estudio a partir de la distribución t de Student con  $n-1$  grados de libertad, siendo  $n$  el número de mediciones.

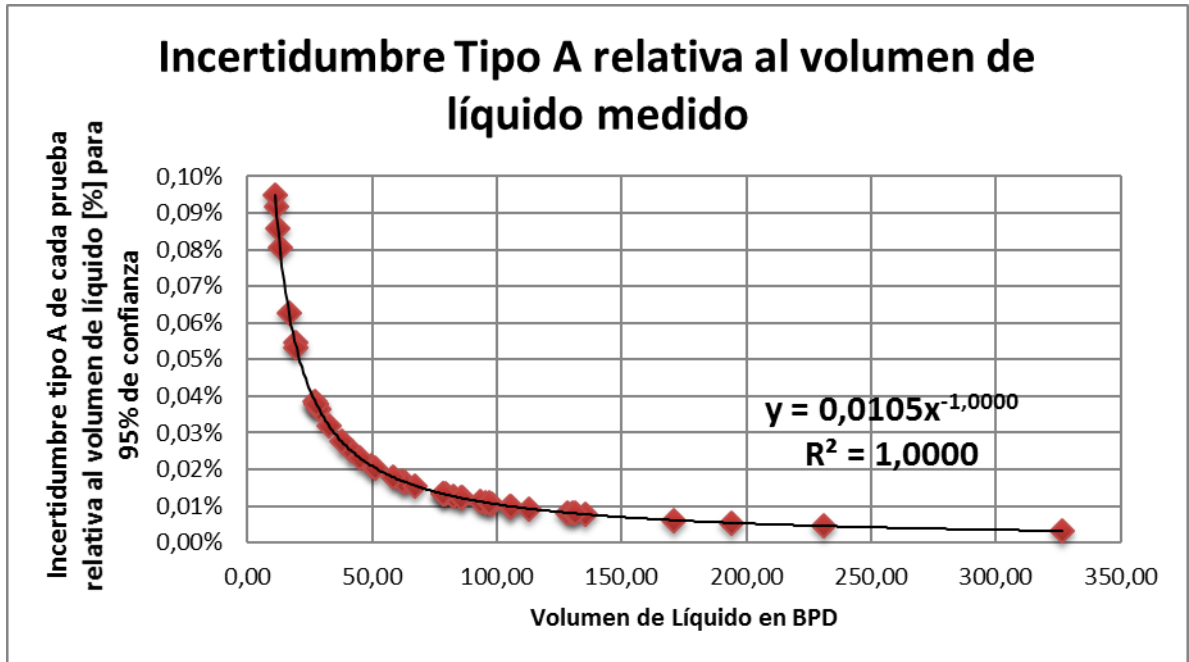
El factor  $t_p(v)$  se encuentra en las tablas de la t de Student (Anexo B).

#### 5.3.4. Resultados Análisis estadísticos.

**Tabla 12** .Estadística descriptiva para las diferencias de liquido

<b>Error Relativo Liquido BPD</b>	
Media	0,006
<b>Incertidumbre (Error típico)</b>	<b>0,005</b>
Mediana	0,000
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,034
Varianza de la muestra	0,001
Curtosis	0,303
Coficiente de asimetría	0,067
Rango	0,163
Mínimo	-0,071
Máximo	0,092
Suma	0,251
Cuenta	42,000
<b>Incertidumbre con Nivel de confianza (95%)</b>	<b>0,010</b>

**Figura 27.** Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de líquido medido



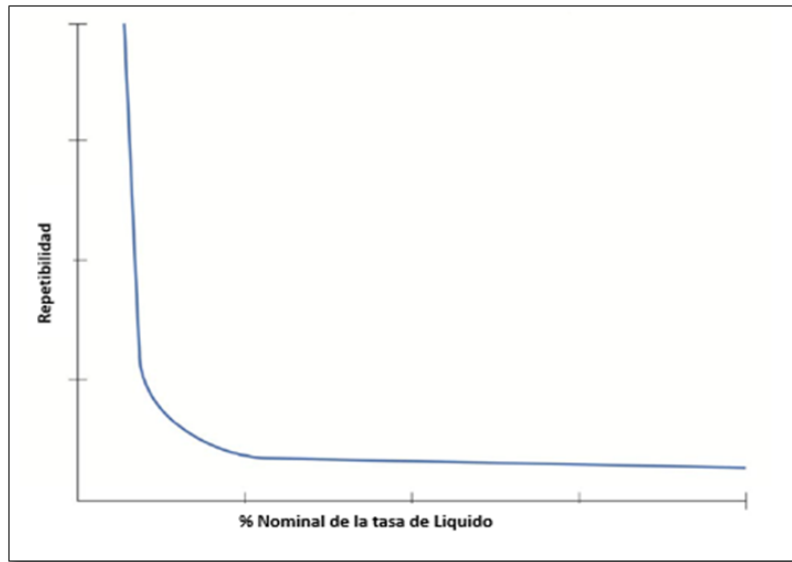
Para cumplir con 6% Incerti@95%Confianza:	
$y = 0,0105x^{-1,0000}$	
Volumen	0,175 BPD
Incertidumbre	6,0%

La Incertidumbre expandida calculada para una distribución normal de medidas de líquido del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con medidas de líquido obtenidas a partir de pruebas a tanque es de 0.01% con un nivel de confianza de 95% para los resultados de las diferencias como se muestra en la tabla 12.

Se analiza el comportamiento de la incertidumbre relativa del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con los volúmenes de líquidos medidos con el equipo Multifásico a partir del medidor tipo Coriolis, mostrados en la figura 27, donde se evidencia que la incertidumbre relativa de líquido aumenta para tasas de flujo pequeñas, este comportamiento se puede validar a partir del desempeño del medidor tipo Coriolis mostrado en la norma API MPMS capítulo 5 sección 6 mostrado en la figura 28. Debido a lo anterior se puede observar que el Medidor

Multifásico cumple parcialmente con los valores de incertidumbres de 6% para una confianza de 95% mostrados en el catálogo del equipo, con la condición que la tasa de flujo de líquido aportada por el pozo sea mayor de 0,175 BPD.

**Figura 28.** Variación típica de la repetibilidad del medidor de flujo másico tipo Coriolis

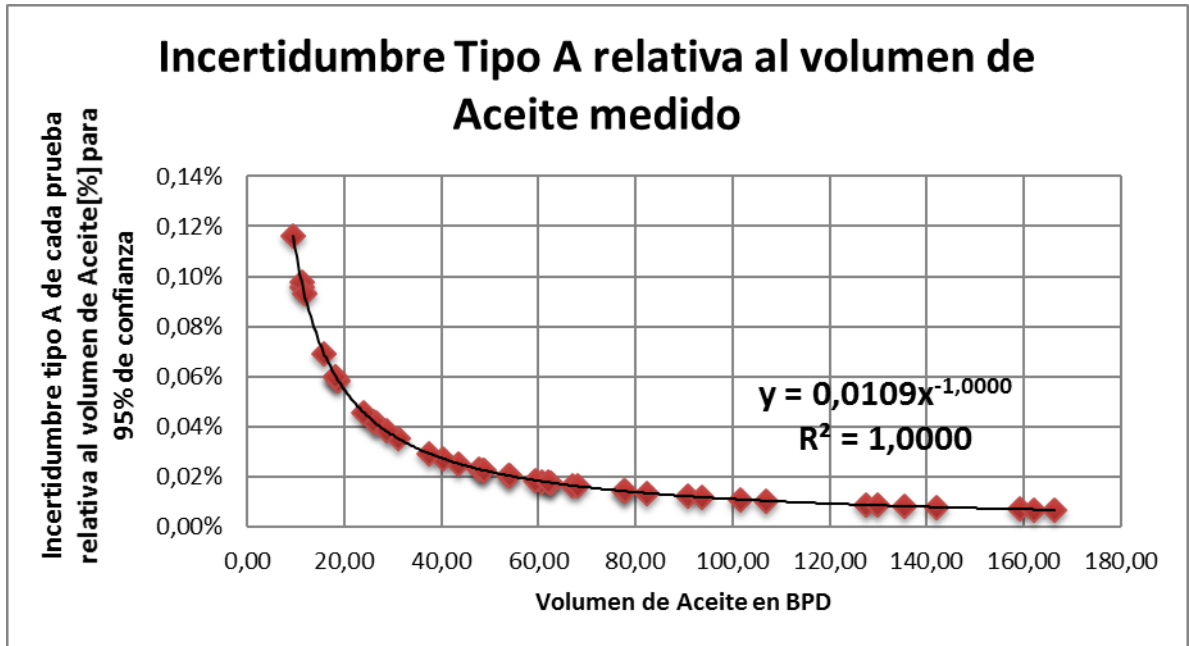


**Fuente:** API MPMS Capitulo 5 sección 6.

**Tabla 13.** Estadística descriptiva para las diferencias de Aceite

<b>Error Relativo Aceite BPD</b>	
Media	0,003
<b>Incertidumbre (Error típico)</b>	<b>0,005</b>
Mediana	0,002
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,035
Varianza de la muestra	0,001
Coficiente de asimetría	0,012
Rango	0,168
Mínimo	-0,080
Máximo	0,088
Suma	0,141
Cuenta	42,000
<b>Incertidumbre con Nivel de confianza (95,0%)</b>	<b>0,011</b>

**Figura 29.** Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de Aceite medido.



Para cumplir con 6% Incerti@95%Confianza:  
 $y = 0,0109x^{-1,0000}$   
 Volumen 0,1813 BPD  
 Incertidumbre 6,0%

La Incertidumbre expandida calculada para una distribución normal de medidas de volumen de aceite del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con medidas de aceite obtenidas a partir de del sistema convencional de referencia es de 0,011% con un nivel de confianza de 95% para los resultados de las diferencias como se muestra en la tabla 13.

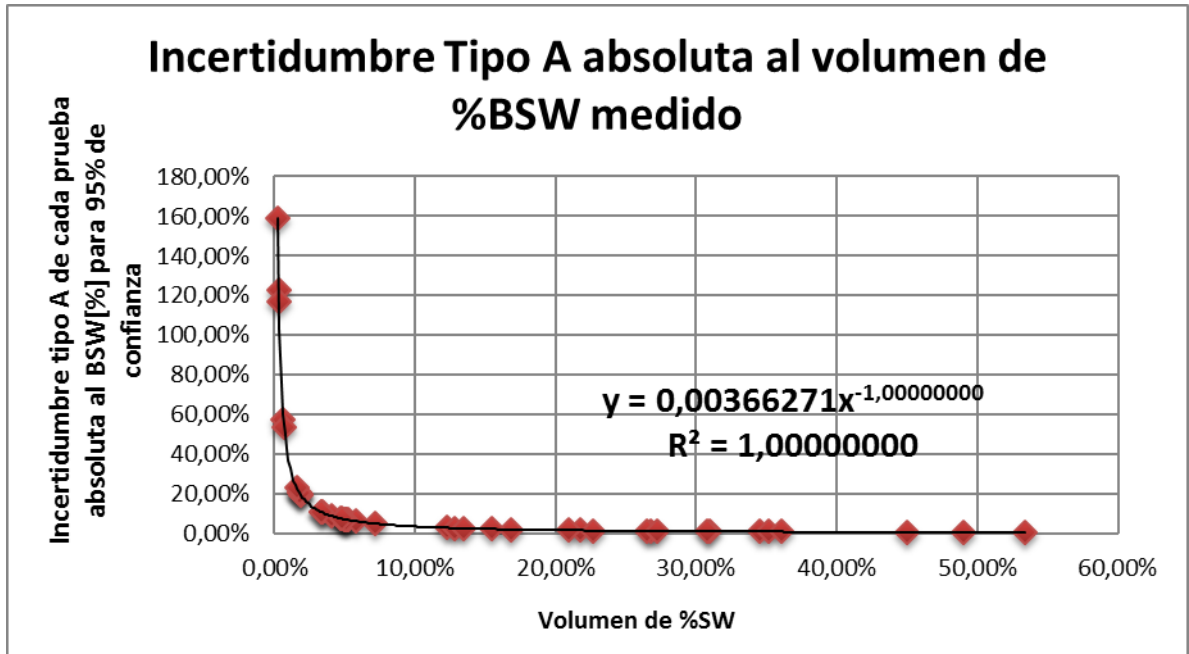
Se analiza el comportamiento de la incertidumbre relativa de aceite del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con los volúmenes de aceite calculados a partir de los resultados obtenidos de las mediciones de agua y liquido con el sistema convencional, mostrados en la figura 29, donde se puede concluir que la incertidumbre relativa del aceite aumenta para altos valores de %BSW.

Debido a lo anterior se puede observar que el Medidor Multifásico cumple parcialmente con los valores de incertidumbres de 6% para una confianza de 95% mostrados en el catálogo del equipo, con la condición de que el volumen aportada por el pozo sea mayor de 0.1813 BPD.

**Tabla 14.** Estadística descriptiva para las diferencias de %BSW

<b>Error BSW</b> %	
Media	0,002
<b>Incertidumbre (Error típico)</b>	<b>0,002</b>
Mediana	0,004
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,012
Varianza de la muestra	0,000
Curtosis	2,362
Coficiente de asimetría	-0,887
Rango	0,062
Mínimo	-0,039
Máximo	0,023
Suma	0,084
Cuenta	42,000
<b>Incertidumbre con Nivel de confianza (95,0%)</b>	<b>0,004</b>

**Figura 30.** Incertidumbre Tipo A relativa al volumen de %BSW medido.



Para cumplir con 2.4% Incerti@95%Confianza:	
$y = 0,00366271x - 1,0000$	
%BSW	0,15 %
Incertidumbre	2,4%

La Incertidumbre expandida calculada para una distribución normal de medidas de %BSW del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con medidas de %BSW obtenidas a partir de análisis de laboratorio por el método de centrifuga para valores del BSW superiores al 2% y el método Karl Fisher, para valores del %BSW inferiores 2%, es de 0.004% con un nivel de confianza de 95% para los resultados de las diferencias absolutas como se muestra en la tabla 14.

Se analiza el comportamiento de la incertidumbre relativa del Medidor de Flujo Multifásico en comparación con los %BSW medidos con el equipo Multifásico a partir de la fuente radioactiva, mostrados en la figura 30, donde se evidencia que la incertidumbre relativa de %BSW aumenta para fracciones de agua muy cercanas a cero.

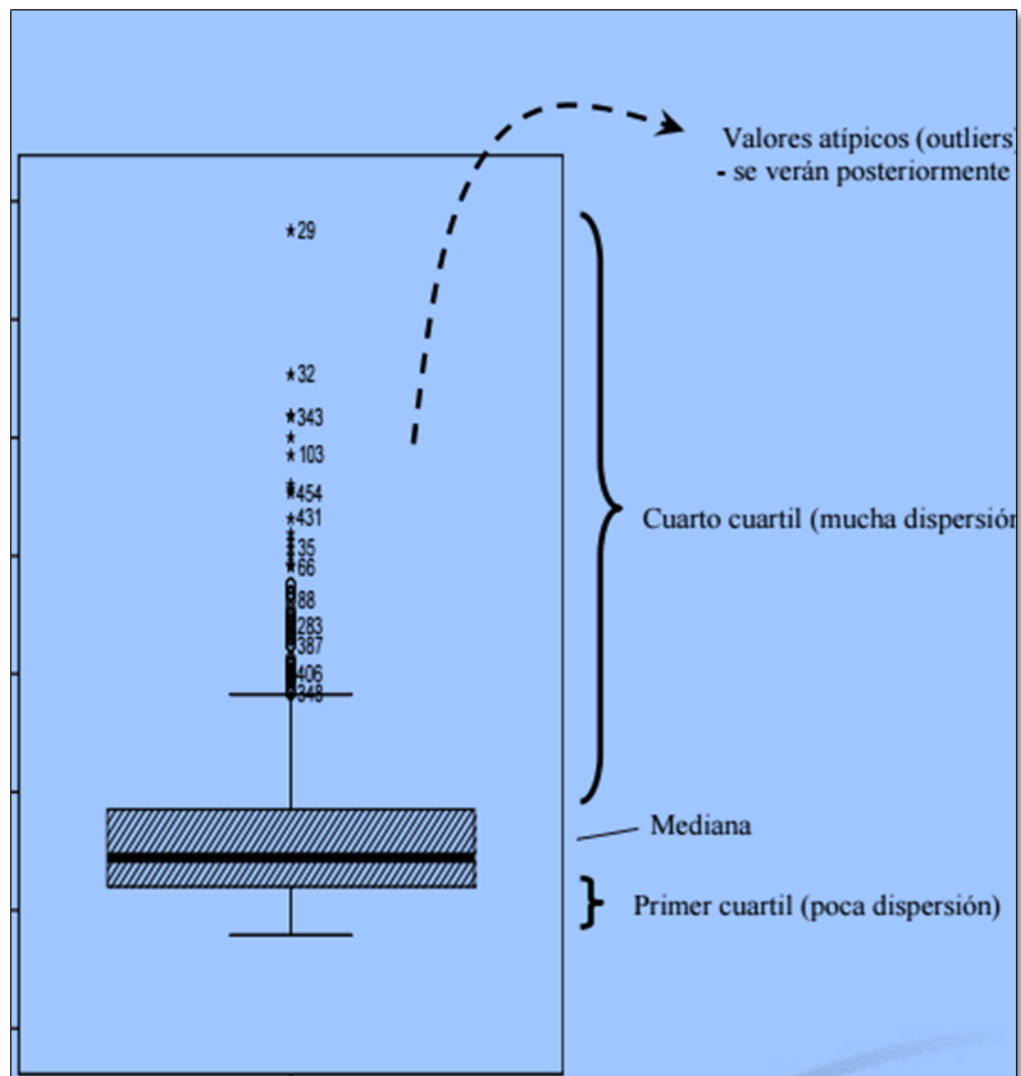
Debido a lo anterior se puede observar que el Medidor Multifásico cumple parcialmente con los valores de incertidumbres de 2.4% para una confianza de 95% mostrados en el catálogo del equipo, con la condición de que el %BSW aportada por el pozo sea mayor de 0,15%.

**5.3.5. Comparación de los resultados obtenidos del MFM con el sistema de referencia.** Los resultados de las mediciones realizadas por cada uno de los diferentes sistemas empleado en este estudio son comparados entre si utilizando el error relativo para los volúmenes de líquido, aceite y el error absoluto para %BSW. Con el fin de analizar el comportamiento de las mediciones se utiliza el criterio estándar de los diagramas de caja estadísticos (Boxplot), el cual es una representación gráfica, basada en cuartiles, que ayuda a exhibir un conjunto de datos, proporciona una visión general de la simetría de la distribución de los datos y es útil para ver la presencia de valores atípicos.

Para construir un diagrama de caja, solo se necesita cinco estadísticos: el valor mínimo, cuartil 1, la mediana, cuartil 3 y el valor máximo. si la mediana no está en el centro del rectángulo, la distribución no es simétrica como se muestra en la figura 31.

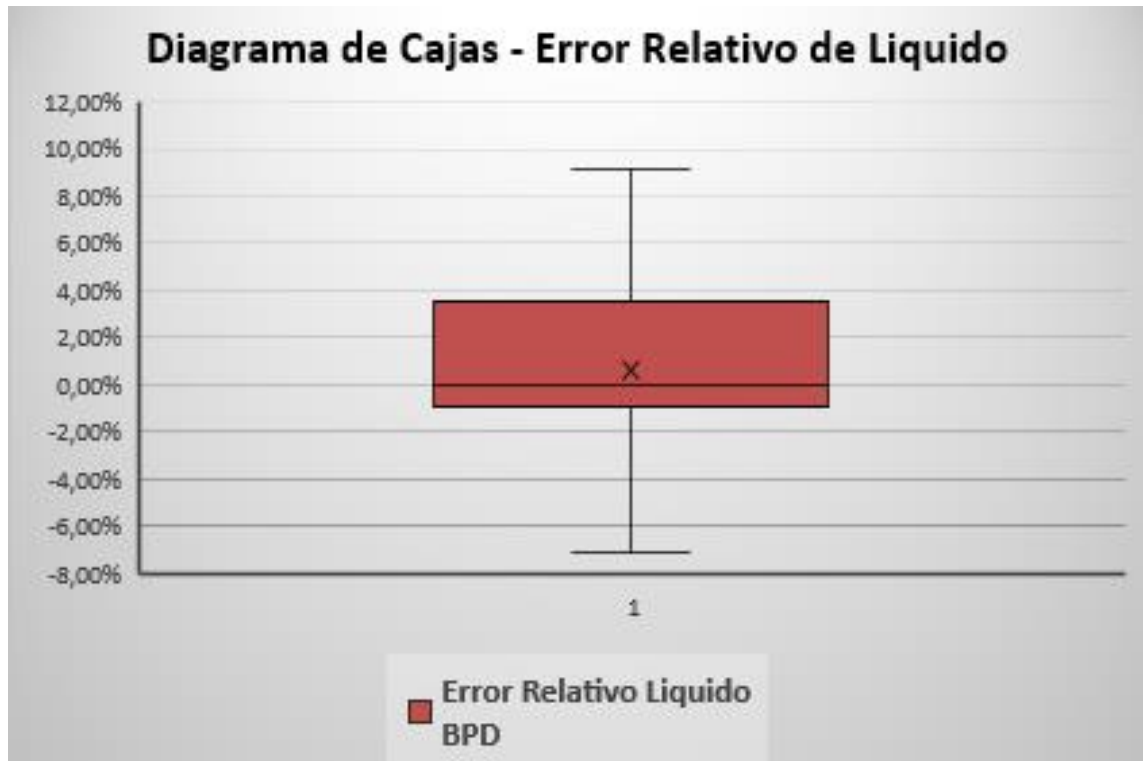
Para realizar los diagramas de caja y bigotes para líquido, aceite utiliza el error relativo, ecuaciones 7 y 8, respectivamente y %BSW se usa error absoluto. Ecuación 9.

Figura 31. Diagrama de caja y bigotes.



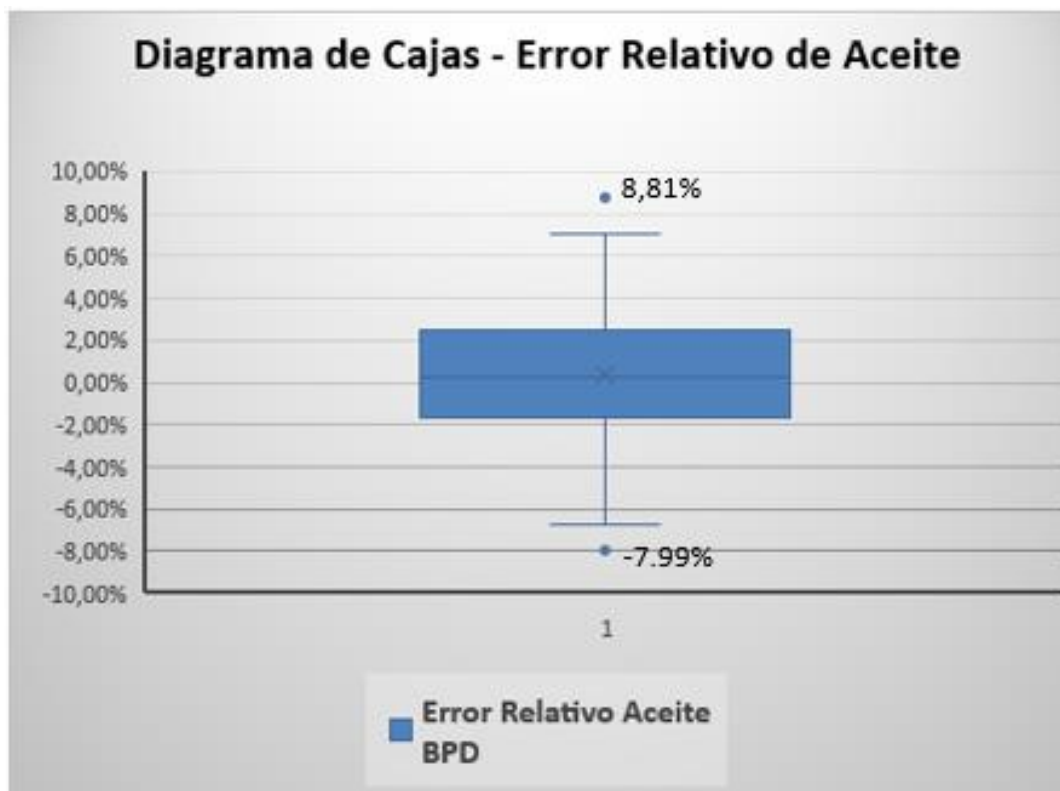
**Fuente:** CUBERO. Juan Carlos Sistemas. Inteligentes de Gestión Guía de Prácticas de Minería de Datos Estadística Descriptiva y procesamiento Sistemas Inteligentes de Gestión.

**Figura 32.** Diagrama de Cajas - Error Relativo de Líquido.



A partir del diagrama de Caja del error relativo de líquido se puede evidenciar que la distribución de datos de aceite no es simétrica ya que la mediana se encuentra en la parte inferior del rectángulo, lo que nos indica que la mayoría de diferencias relativas de la medida de líquido tienen a ser positivas. No se evidencia datos por fuera de los límites superior e inferior, demostrando el comportamiento normal de las diferencias relativas para líquido, véase figura 32.

**Figura 33.** Diagrama de Cajas - Error Relativo de Aceite.

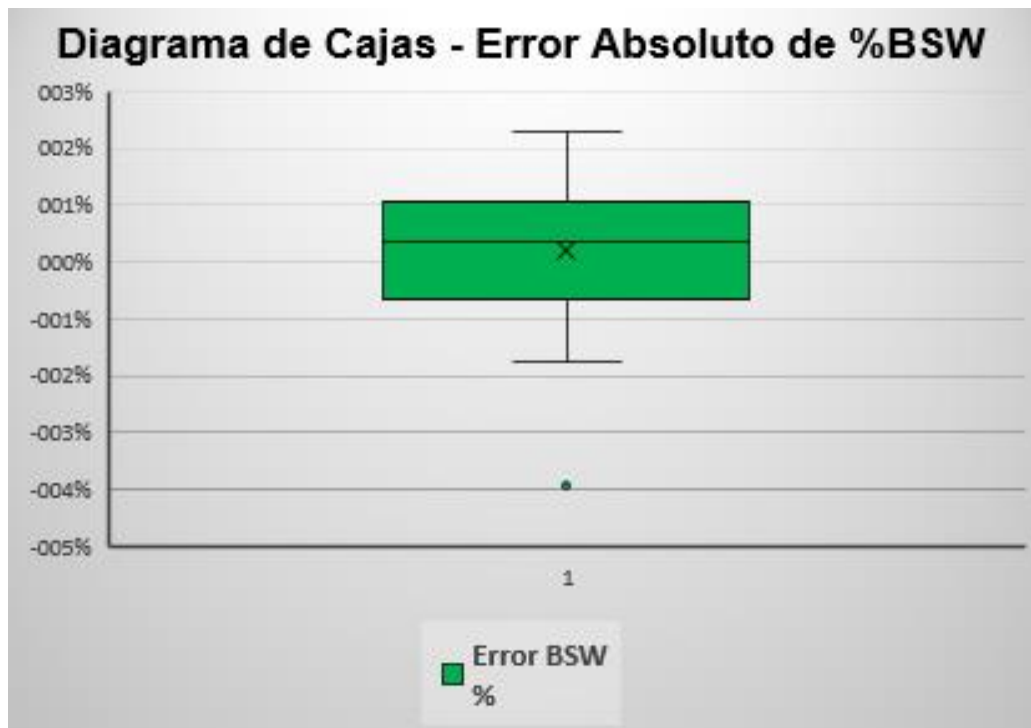


A partir del diagrama de Caja del error relativo de aceite se puede evidenciar que la distribución de datos de aceite es simétrica ya que la mediana se encuentra en el centro del rectángulo, véase figura 33. Los valores por encima de los límites superior e inferior del diagrama quieren decir que son medidas con comportamientos atípicos, los cuales pertenecen a los pozos AY-006 y AY-013 como se muestra en la tabla 15. La incertidumbre evidenciada en la medición de estos pozos puede ser ocasionada por el error humano en las mediciones del sistema de referencia, o errores en el medidor tipo Coriolis por parte del equipo de medición multifásica. No se puede dar un concepto del comportamiento de los regímenes de flujo de los pozos, ni la producción de gas durante la prueba debido a que fue un aspecto que no se tuvo en cuenta durante las pruebas.

**Tabla 15.** Datos atípicos para Aceite

Pozo	Medición con el sistema convencional				Medición con el medidor multifasico					
	Aceite BPD	Agua BPD	Liquido BPD	%BSW	Aceite BPD	Agua BPD	Liquido BPD	% BSW	Gas SCF	GOR SCF/STB
AY-005	96,76	4,03	100,79	4,00%	90,84	4,77	95,61	4,99%	2772,41	30,22
AY-006	173,11	75,23	248,34	30,29%	159,28	71,51	230,79	30,98%	8149,88	48,22
AY-007	43,96	45,97	89,93	51,12%	43,48	49,87	93,34	53,43%	363,35	8,29
AY-008	81,31	20,97	102,28	20,50%	82,31	22,89	105,20	21,76%	0,00	0,00
AY-009	104,38	4,23	108,61	3,89%	107,03	5,96	112,99	5,27%	6172,66	57,07
AY-010	137,28	46,26	183,54	25,20%	141,98	51,86	193,84	26,75%	9939,96	68,46
AY-011	72,93	31,86	104,79	30,40%	77,57	27,93	105,51	26,47%	3270,49	41,75
AY-012	63,94	0,91	64,85	1,40%	62,45	0,40	62,85	0,64%	5982,35	94,97
AY-013	55,75	0,80	56,55	1,41%	60,66	1,09	61,75	1,77%	6286,05	102,95

**Figura 34.** Diagrama de Cajas - Error Relativo de %BSW



A partir del diagrama de Caja del error relativo de %BSW se puede evidenciar que la distribución de datos de aceite es simétrica ya que la mediana se encuentra en el centro del rectángulo, véase figura 34. Los valores por encima del límites inferior

del diagrama quiere decir que es una medida con comportamiento atípico, el cual pertenece al pozo AY-011, como se muestra en la tabla 16.

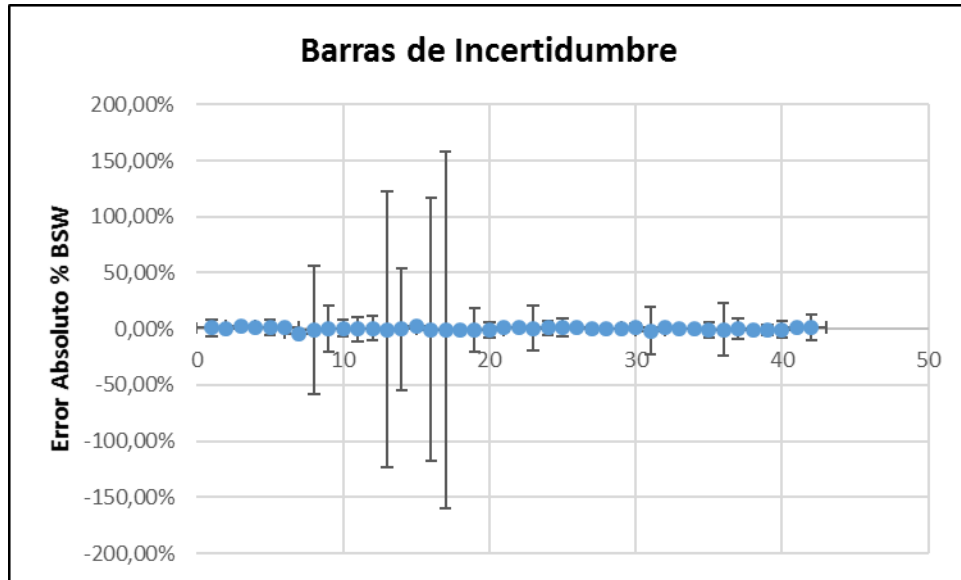
La incertidumbre evidenciada en la medición de estos pozos puede ser ocasionada por la baja precisión del método de Centrifuga empleado en las mediciones del sistema de referencia para el cálculo del %BSW, o errores en la fuente radioactiva por parte del equipo de medición multifásica. No se puede dar un concepto del comportamiento de los regímenes de flujo, ni la producción de gas de los pozos durante la prueba debido a que fue un aspecto que no se tuvo en cuenta durante las pruebas.

**Tabla 16.** Datos atípicos de %BSW. Diagrama de caja.

Pozo	Medición con el sistema convencional				Medición con el medidor multifásico						COMPARATIVO MPFM VS SISTEMA CONVENCIONAL		
	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	%BSW	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	% BSW	Gas SCF	GOR SCF/STB	Error Líquido BPD	Error Aceite BPD	Error BSW %
AY-005	96,76	4,03	100,79	4,00%	90,84	4,77	95,61	4,99%	2772,41	30,22	-5,18	-5,92	0,99%
AY-006	173,11	75,23	248,34	30,29%	159,28	71,51	230,79	30,98%	8149,88	48,22	-17,55	-13,83	0,69%
AY-007	43,96	45,97	89,93	51,12%	43,48	49,87	93,34	53,43%	363,35	8,29	3,41	-0,48	2,31%
AY-008	81,31	20,97	102,28	20,50%	82,31	22,89	105,20	21,76%	0,00	0,00	2,92	1,00	1,26%
AY-009	104,38	4,23	108,61	3,89%	107,03	5,96	112,99	5,27%	6172,66	57,07	4,38	2,65	1,38%
AY-010	137,28	46,26	183,54	25,20%	141,98	51,86	193,84	26,75%	9939,96	68,46	10,30	4,70	1,55%
AY-011	72,93	31,86	104,79	30,40%	77,57	27,93	105,51	26,47%	3270,49	41,75	0,72	4,64	-3,93%
AY-012	63,94	0,91	64,85	1,40%	62,45	0,40	62,85	0,64%	5982,35	94,97	-2,00	-1,49	-0,77%

Otra manera de analizar la incertidumbre a partir del error absoluto del %BSW entre las medidas tomadas a partir de los dos sistemas de pruebas tratados en este trabajo es a través de una gráfica de dispersión de los datos de error absoluto de %BSW (ver Figura 35), en la cual se puede observar que la incertidumbre para el cálculo del %BSW del Medidor de flujo multifásico en comparación con el método Karl Fisher es alta para bajo contenido de agua en el fluido como se puede apreciar en la tabla 17, ya que es mucho más difícil medir concentraciones pequeñas de agua.

**Figura 35. Barras de Incertidumbre Absoluta del % BSW.**



**Tabla 17. Datos atípicos de %BSW.**

Pozo	Medición con el sistema convencional				Medición con el medidor multifasico						COMPARATIVO MPFM VS SISTEMA CONVENCIONAL		
	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	%BSW	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	% BSW	Gas SCF	GOR SCF/STB	Error Líquido BPD	Error Aceite BPD	Error BSW %
AY-011	72,93	31,86	104,79	30,40%	77,57	27,93	105,51	26,47%	3270,49	41,75	0,72	4,64	-3,93%
AY-012	63,94	0,91	64,85	1,40%	62,45	0,40	62,85	0,64%	5982,35	94,97	-2,00	-1,49	-0,77%
AY-013	55,75	0,80	56,55	1,41%	60,66	1,09	61,75	1,77%	6286,05	102,95	5,20	4,91	0,35%
AY-014	162,35	7,65	170,00	4,50%	162,05	8,64	170,69	5,06%	1504,87	9,18	0,69	-0,30	0,56%
AY-015	45,52	1,60	47,12	3,40%	47,82	1,69	49,51	3,41%	140,07	2,91	2,39	2,30	0,02%
AY-016	43,09	1,33	44,42	2,99%	40,20	1,40	41,60	3,37%	10163,38	252,58	-2,82	-2,89	0,37%
AY-017	66,86	0,69	67,55	1,02%	66,90	0,20	67,10	0,30%	5823,53	87,06	-0,45	0,04	-0,72%
AY-018	134,07	1,39	135,46	1,03%	135,54	0,92	135,44	0,68%	12655,22	94,07	-0,02	1,47	-0,35%
AY-019	164,99	144,62	309,61	46,71%	166,40	159,80	326,30	48,97%	9170,66	55,10	16,69	1,41	2,26%
AY-020	125,87	1,29	127,16	1,01%	127,62	0,40	128,02	0,31%	13004,82	101,91	0,86	1,75	-0,70%
AY-021	127,85	1,04	128,89	0,81%	129,78	0,30	130,08	0,23%	13146,22	101,29	1,19	1,93	-0,58%
AY-022	50,95	43,40	94,55	45,90%	53,90	44,10	98,10	44,95%	399,98	7,42	3,55	2,95	-0,95%

El análisis estadístico completo se puede revisar en el archivo Anexo. ANALISIS ESTADISTICO.xls.

## 6. METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la evaluación financiera y económica de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices son entre otros el TIR, el TPR, el VPN y el PAYBACK, que son los que ayudan a tomar una decisión adecuada sobre qué proyecto realizar, y decir si es o no conveniente el desarrollo de un proyecto en caso de tener una sola alternativa. En un proyecto se distinguen tres partes fundamentales que son la inversión neta o inicial, los egresos y los ingresos. En el presente caso de medición multifásica para el cálculo de potencial de producción de pozo, la evaluación financiera y económica de la operación no tiene en cuenta los ingresos generados, debido a que este proceso va más enfocado a una actividad necesaria para el proceso de producción, que a un proyecto que logre general barriles incrementales. Debido a esto las partes fundamentales utilizadas para el desarrollo de este análisis financiero son la inversión neta o inicial, y los costos operativos o egresos.

- **Inversión neta o inicial.** La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto. Existen dos posibilidades para el cálculo de la inversión: la primera es aquella en la que el desarrollo físico del proyecto no existe y la segunda es aquella que, existiendo, va a ser modificado. Durante la etapa de inversión de un proyecto, se pueden incurrir en gastos como: gastos de entrenamiento del personal para operar el proyecto a implementar, así como la venta de bienes usados, compra de activos o equipos que permitan el desarrollo de la actividad, entre otros.

- **Costos de operación.** Son los costos fácilmente identificables con el producto, servicio, proceso o departamento, como el material directo y la mano de obra. También pueden ser costos indirectos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto.
- **Ingresos.** Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe una persona, una familia, una empresa, una organización, un gobierno, etc. El tipo de ingreso que recibe una persona, una empresa u organización depende del tipo de actividad que realice (un trabajo, un negocio, una venta, etc.).

Cuando una empresa vende su producción o sus servicios a un cliente, el valor de la compra, pagada por el cliente, es el ingreso percibido por la empresa. Estos ingresos pueden ser usados para pagar los salarios de los trabajadores, los bienes que utilizaron para la producción (insumos), los créditos que hayan obtenido, dar utilidades a los dueños de la empresa, ahorrar, realizar nuevas inversiones, etc.

## 6.1. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO<sup>9</sup>

Una vez se conoce el valor de la inversión necesaria para llevar a cabo un proyecto, y que se han determinado los flujos de caja que se presentaran durante la vida operativa de este, se procede a evaluar el proyecto por uno de los diferentes métodos de análisis económicos existentes para determinar su conveniencia.

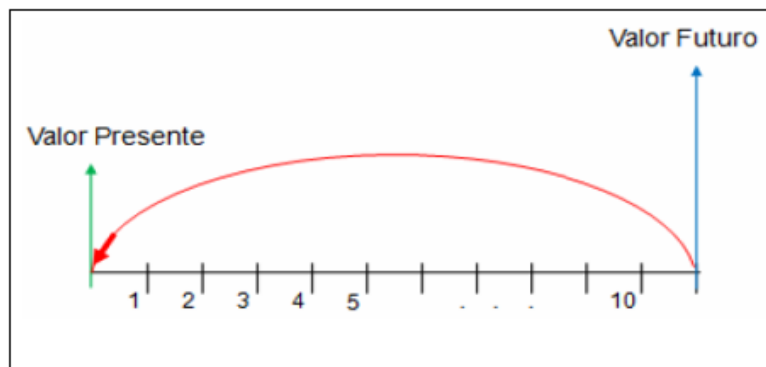
---

<sup>9</sup> MEJIA, Jenny Patricia y PALMA, Jorge Mario. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis. Universidad Industrial de Santander. 2008.

Para realizar la evaluación económica de un proyecto se utilizan diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar el Valor Presente Neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa promedio de retorno (TPR), y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time. Cada método evalúa un criterio diferente, y seleccionar un proyecto a partir de uno de ellos no es conveniente, para la selección se debe utilizar varios de estos métodos que lleven al inversionista a tomar la decisión más adecuada. Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación más acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos.

- **Valor presente neto.** El método del valor presente neto es muy utilizado porque es de muy fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, como se muestra en la figura 36; y así puede verse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.

**Figura 36.** Valor futuro a valor presente neto.



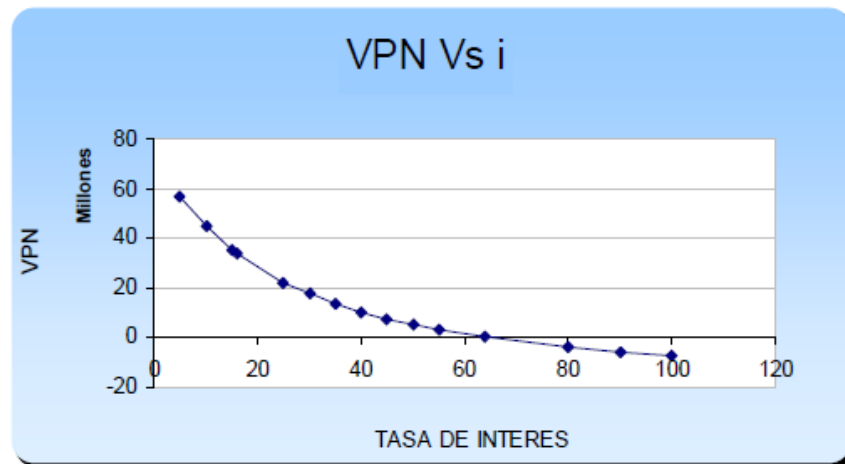
**Fuente:** Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de Vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, como se muestra en la figura 37.

En consecuencia, para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés el VPN puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

**Figura 37.** Valor presente convertido en función de la tasa de interés.



**Fuente:** MEJIA, Jenny Patricia y PALMA, Jorge Mario. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis. Universidad Industrial de Santander. 2008.

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos tales como liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad (3)$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos.

$$FDC = GN - Im \quad (4)$$

$$GN = In - En \quad (5)$$

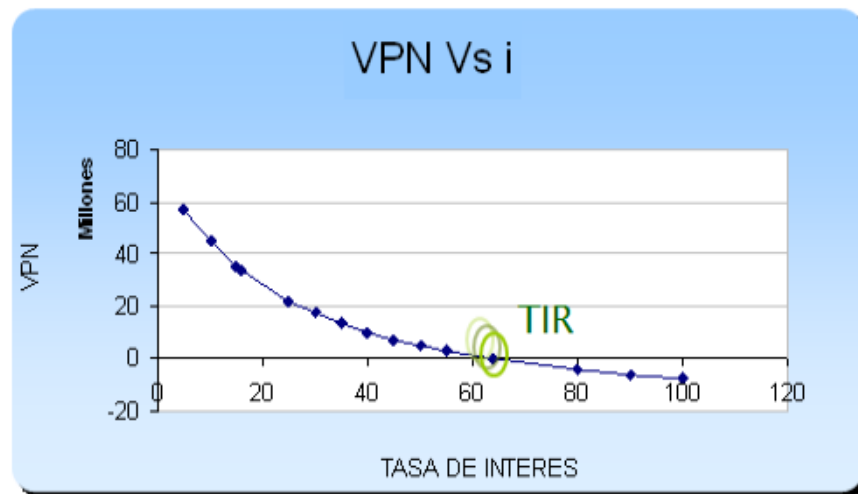
Donde,  $In$ , representa los ingresos;  $En$ , los egresos;  $GN$ ; las ganancias netas de los impuestos.

- **Tasa interna de retorno.** La tasa interna de retorno, TIR, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, es conocida también como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro

de la operación propia del negocio o la tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico.

La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la tasa interna de retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la tasa interna de retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido. De manera gráfica, el TIR se puede establecer en el corte con el eje X, como se puede observar en la figura siguiente

**Figura 38.** Tasa interna de retorno.



**Fuente:** MEJIA, Jenny Patricia y PALMA, Jorge Mario. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis. Universidad Industrial de Santander. 2008.

Matemáticamente, el cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es la siguiente:

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[ \frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inv \quad (6)$$

Donde: *FDC*, Flujo de caja; *i*, Tasas de interés manejada; *VPN*, Valor presente neto.

## 6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO MEDIDOR MULTIFÁSICO Vs SEPARADOR DE PRUEBA

Se realiza una estimación de costos operativos y de facilidades requeridas para implementar un sistema de pruebas de pozo convencional y un sistema de medición multifásica. Véase el análisis completo y el PXQ de cada ítem en el archivo Anexo. EVALUACIÓN FINANCIERA MFM.xls.

**Tabla 18.** Inversión inicial estimada para el Medidor de Flujo Multifásico.

INVERSIÓN INICIAL PARA MFM			
	CANTIDAD	PRECIO (COP)	TOTAL (COP)
MFM ingeniería completa, configurado, calibrado, y probado. Medidor con skid completo con instrumentación, conectores para cables, cajas de instrumentación, cableado, accesorios para montaje, Instrumentación HMI incluyendo garantía y licencia original de software.	8	\$ 1,197,663,630	\$ 9,581,309,040
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 9,581,309,040</b>

**Tabla 19.** Inversión inicial estimada para Separador de Prueba convencional

<b>INVERSIÓN INICIAL PARA SISTEMA DEL SEPARADOR DE PRUEBA</b>			
	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO (COP)</b>	<b>TOTAL (COP)</b>
<b>SEPARADOR BIFASICO</b>	8	\$ 2,495,157,552	\$ 19,961,260,416
<b>TANQUE ALMACENAMIENTO 500 BLS</b>	16	\$ 348,389,760	\$ 5,574,236,160
<b>METRO DE LINEA DE 3"</b>	20,000	\$ 287,699	\$ 5,753,980,205
<b>BOMBAS</b>	16	\$ 56,956,000	\$ 911,296,000
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 32,200,772,781</b>

**Tabla 20.** Costos de operación para sistema de Medición Multifásica.

<b>ESTIMACIÓN COSTOS DE OPERACION DEL MFM</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Costo Unitario (COP)</b>	<b>COSTO / Año (COP)</b>
Calibración Instrumentación.	1 vez/año	\$ 91,832,000	\$ 91,832,000
Mantenimiento Preventivo	1 Vez/meses	\$ 5,000,000	\$ 60,000,000
Mantenimiento Correctivo	1 vez/Año	\$ 100,000,000	\$ 100,000,000
Reposición Instrumentación	1 vez/5 años	\$ 300,000,000	\$ 60,000,000
Cuadrilla de Operación del MFM	1 vez/mes	\$ 100,674,630	\$ 1,208,095,560
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,519,927,560</b>

**Tabla 21.** Flujo de caja para el MFM

<b>Total, Ingresos por año MFM</b>	\$ 0	<b>COP/Año</b>
<b>Total, Egresos por año MFM</b>	\$ 1,519,927,560	<b>COP/Año</b>
<b>Flujos de Caja Anuales SP</b>	\$ -1,519,927,560	<b>COP/Año</b>

**Tabla 22.** Costos de operación estimados para el uso de separador de prueba.

<b>ESTIMACIÓN COSTROS DE OPERACIÓN DE SEPARADOR DE PRUEBA</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Costo Unitario (COP)</b>	<b>COSTO / Año (COP)</b>
Calibración Instrumentación.	1 vez/año	\$ 123,777,000	\$ 123,777,000
Mantenimiento Preventivo	1 Vez/3 meses	\$ 20,000,000	\$ 80,000,000
Mantenimiento Correctivo	1 vez/Año	\$ 250,000,000	\$ 250,000,000
Reposición Instrumentación	1 vez/5 años	\$ 600,000,000	\$ 120,000,000
Cuadrilla de Operación y Laboratorista	1 vez/mes	\$ 70,776,180	\$ 849,314,160
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,423,091,160</b>

**Tabla 23.** Estimación de flujo de caja anual con Separador de Prueba

<b>Total, Ingresos por año SP</b>	\$	0	<b>COP/Año</b>
<b>Total, Egresos por año SP</b>	\$	1,423,091,160	<b>COP/Año</b>
<b>Flujos de Caja Anuales SP</b>	\$	-1,423,091,160	<b>COP/Año</b>

### **6.3. EVALUACIÓN FINANACIERA**

En la presente evaluación financiera los ingresos generados se cuentan como nulos, debido a que el sistema de medición de pruebas de pozo no es una operación que genere barriles incrementales o que afecte directamente la entrega en custodia; por la anterior razón el único método tenido en cuenta para la evaluación económica y financiera es el cálculo del VPN, el cual nos indicará que sistema de medición que demandará menos gastos monetarios en un periodo de 5 años como se presenta a continuación.

La tasa de oportunidad que maneja el área financiera de la empresa que opera actualmente el campo ubicado en el Magdalena Medio es del 12 %, que garantiza los buenos resultados a los inversionistas.

<b>Tasa de descuento</b>	12%
--------------------------	-----

**Tabla 24.** Evaluación Financiera de MFM

<b>MFM</b>	
<b>Período AÑOS</b>	<b>Flujos de Caja COP</b>
0	\$ -9,581,309,040
1	\$ -1,519,927,560
2	\$ -1,519,927,560
3	\$ -1,519,927,560
4	\$ -1,519,927,560
5	\$ -1,519,927,560

<b>MFM</b>	
<b>VPN</b>	<b>\$ -15,060,307,737.58</b>

**Tabla 25.** Evaluación financiera Separador de prueba

<b>SEPARADOR DE PRUEBA</b>	
<b>Período AÑOS</b>	<b>Flujos de Caja COP</b>
0	\$ -32,200,772,781
1	\$ -1,423,091,160
2	\$ -1,423,091,160
3	\$ -1,423,091,160
4	\$ -1,423,091,160
5	\$ -1,423,091,160

<b>SEPARADOR DE PRUEBA</b>	
<b>VPN</b>	<b>\$ -37,330,697,927.94</b>

Los resultados del análisis económico por el método del VPN nos indican que el beneficio económico por la implementación del sistema medición multifásica frente a un sistema de Separación convencional para la operación de pruebas de pozo a una proyección de 5 años, es de aproximadamente 22 MM de pesos colombianos, que corresponden a 7.4 MM de Dólares Estadounidenses.

## 7. CONCLUSIONES

- Los resultados del desempeño del Medidor Multifásico en comparación con las pruebas convencionales a tanque durante la realización de las pruebas de pozo en el campo de crudo pesado del Magdalena Medio, sitúa a la tecnología multifásica en un sistema de medición con buen desempeño para la cuantificación de potencial de pozos, con tasas de flujo mayores a 0.175 BPD.
- Los resultados de incertidumbre calculados, 0.011% para Aceite; 0.01% para líquido y 0.004% para corte de agua con un nivel de confianza de 95%, con la condición de que el volumen producido sea mayor 0.1813 BPD para aceite, 0.175 BPD para líquido y 0.15 % de BSW. Muestra un buen desempeño al ser implementado en un campo de crudo pesado del Magdalena Medio.
- La incertidumbre calculada de los resultados de las pruebas del Medidor de flujo multifásico para los volúmenes de aceite, líquido y corte de agua, evidencian que el medidor Multifásico cumple parcialmente con las especificaciones de exactitud reportada por el fabricante que son, para %BSW  $\pm 2.4\%$ ; líquido y aceite  $\pm 6\%$  con un nivel de confianza del 95%, con la condición de que el volumen producido sea mayor 0.1813 BPD para aceite, 0.175 BPD para líquido y 0.15 % de BSW.
- La mayor incertidumbre del medidor de flujo Multifásico se evidencio en el cálculo de la fracción de agua para pozos con %BSW menores a 2%, valores hasta del 150% de incertidumbre fueron hallados debido a la dificultad en la medición de bajos %BSW por parte de la Fuente Radiactiva en comparación con el método Karl Fisher.

- El análisis financiero nos indica que implementar el sistema de medición multifásica se muestra como una posible forma de optimizar los costos de inversión y operación que implica realizar pruebas de pozos con un sistema de separación convencional en aproximadamente 7 MM de dólares estimados en un periodo de 5 años.

## 8. RECOMENDACIONES

- Identificar las características del fluido sobre el cual se efectuará la medición. En la medida en que se conozca el fluido se podrá identificar como afecta al principio de medición utilizado por el medidor.
- Encontrar un medidor de corte de agua que cuente con buena repetitividad en los datos de medición en crudo pesado con emulsiones fuertes, con el fin de remplazar la fuente radioactiva y así evitar sobrecostos en procesos de certificación, exigidos por el MM&E.
- Realizar el análisis de desempeño de un medidor multifásico aplicando el cálculo de incertidumbre combinada (tipo A y tipo B) propuesto en la GUM, con el fin de obtener un valor más representativo de la incertidumbre de medición.
- Validar el desempeño del medidor Multifásico como sistema de pruebas de pozos mediante la comparación con un sistema de pruebas convencional diferente a tanque, que cuente con la facilidad para medir el gas producido por el pozo.
- Realizar el análisis de los resultados de errores atípicos teniendo en cuenta las variables de producción y parámetros de trabajo del SLA de los pozos como la THP, temperatura de la línea, velocidad de bombeo, etc. Con el fin de identificar como afectan estas en los errores atípicos de las mediciones.

## BIBLIOGRAFÍA

AREQUIPA, Héctor Y LOYO, Edwin. Estandarización De Las Inspecciones Técnicas Para Sistemas De Medición Dinámica De Hidrocarburos En Las Estaciones De Producción Del Distrito Amazónico. Proyecto de Grado Universidad Central Del Ecuador. 2013.

AVILÉS, José Eduardo y PÉREZ, Edson. Análisis De La Medición De Hidrocarburos En El Activo Integral De Producción Macuspana-Muspac. Tesis. Universidad Nacional Autónoma De México. 2014.

Manual de Estándares de Medición de Petróleo. Capítulo 3 Medición del Tanque. 1ª Sección. Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo. Energy API.

CAMPOS ÁLVAREZ, Karina Alejandra. Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extrapesado en la empresa mixta retrocedemos. Tesis de grado. Venezuela. 2010.

CANGUI, Luis y SALAZAR, Freddy. Estudio Técnico Para La Implementación De Medidores De Flujo Multifásico En Las Instalaciones De Los Campos Drago Y Arazá. Escuela Politécnica Nacional. Quito, junio 2011.

CÁRDENAS, Marcelo. Descripción Técnica De Un Sistema De Medición De Flujo Multifásico Con Tecnología Ciclónica (Remms) Y Análisis De Los Resultados Que Este Proporciona En Beneficio De La Industria Petrolera. Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014.

CASA, Santiago. Análisis Técnico Comparativo De Los Medidores Multifásicos Con El Actual Sistema Utilizado Para Medir La Producción De Fluidos (Unidad Lact) En El Campo Edén-Yuturi. Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2014.

CENTRO ESPAÑOL DE METROLOGÍA. Evaluación de Datos de Medición Guía para la Expresión de la Incertidumbre de Medida. Primera Edición. Septiembre 2008.

DURAN Yerlith. Aplicación Del Método GUM Para la Estimación de la Incertidumbre en el Ensayo a la Compresión de Cilindros de Hormigón. Tesis. Universidad Industrial De Santander. 2011.

FALCONE. Giola; HEWITT. G. Medición de Flujo Multifásico. Principios y aplicaciones. Desarrollo en ciencia de petróleo. Primera edición. 2009.

Fields Jo Agar, Agar Corporation, Inc. New Coriolis Based Multiphase Flow Meter For Heavy Oil Mature. SPE 135992. 2010.

GARCÍA, David y VARGAS, José. Metodología Para La Implementación De La Tecnología De Inyección De Solventes Para Mejorar La Productividad De Crudos Extrapesados. Proyecto de Pregrado UIS. 2014.

GRAHAM. E; MACDONALD. M. introducción a flujos multifasicos y gas humedo. Sistema de Medición Nacional. NEL. 2014.

GONÇALVES, José. Desenvolvimento de uma Técnica Ultrassônica para Medição da Concentração das Fases Dispersas em Escoamentos Multifásicos Representativos da Indústria de Petróleo e Gas Natural. Universidade Federal De Itajubá. 2013.

GÓMEZ, Juan Sebastián y RUEDA, Harley Gonzalo. Viabilidad Técnica Y Financiera De La Implementación De Tecnología De Medición Multifásica Para La Realización De Pruebas De Producción En Los Campos Floreña Y Pauto. Proyecto de Pregrado UIS. 2014

MARIN, Ana y BORNIA, Onerazan. Case Study in Venezuela: Performance of Multiphase Meter in Extra Heavy Oil, SPE/PS/CHOA 117285. 2008.

MARTÍNEZ, Juan José. Deshidratación De Crudo Pesado En La Terminal Marítima Dos Bocas. Proyecto de Pregrado Universidad Autónoma de México. 2009.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado.

MORALES, Marcelo. Mejoramiento del Sistema de Medición de Prueba de Pozos y %BSW en las Plataformas del Bloque 16 de Repsol. Proyecto de Grado Universidad Central Del Ecuador. 2013.

ROSALES, Emmanuel. Evaluación de Sistemas de Medición para Flujo Monofásico y Multifásico para Pozos Petroleros. Tesis. Universidad Nacional Autónoma De México.

MARTÍNEZ, R.; MOSQUERA, M.; ZAPATA, B.; JUÁREZ, E.; HUICOCHEA, C.; CLAVEL, J. and ABURTO, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75. 2011.

MEJIA, Jenny Patricia y PALMA, Jorge Mario. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis. Universidad Industrial de Santander. 2008.

MORALES, Jonnathan. Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. Tesis. Universidad Central Del Ecuador.

RIVAS, Ivan. Tubos Venturi. Dall y Tobera. Serie autodidáctica de medición. Comisión general de agua.

## **ANEXOS**

## Anexo A. Análisis Estadístico

**Tabla 26.** Datos generales de pruebas de pozos con MFM Campo de Magdalena Medio

Pozo	Medición con el sistema convencional				Medición con el medidor multifásico						COMPARATIVO MFM VS SISTEMA CONVENCIONAL		
	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	% BSW	Aceite BPD	Agua BPD	Líquido BPD	% BSW	Gas SCF	GOR SCF/STB	Error Líquido BPD	Error Aceite BPD	Error BSW %
AY-005	96,76	4,03	100,79	4,00%	90,84	4,77	95,61	4,9890%	2772,41	30,22	-5,18	-5,92	0,99%
AY-006	173,11	75,23	248,34	30,29%	159,28	71,51	230,79	30,9849%	8149,88	48,22	-17,55	-13,83	0,69%
AY-007	43,96	45,97	89,93	51,12%	43,48	49,87	93,34	53,4283%	363,35	8,29	3,41	-0,48	2,31%
AY-008	81,31	20,97	102,28	20,50%	82,31	22,89	105,20	21,7586%	0,00	0,00	2,92	1,00	1,26%
AY-009	104,38	4,23	108,61	3,89%	107,03	5,96	112,99	5,2748%	6172,66	57,07	4,38	2,65	1,38%
AY-010	137,28	46,26	183,54	25,20%	141,98	51,86	193,84	26,7540%	9939,96	68,46	10,30	4,70	1,55%
AY-011	72,93	31,86	104,79	30,40%	77,57	27,93	105,51	26,4714%	3270,49	41,75	0,72	4,64	-3,93%
AY-012	63,94	0,91	64,85	1,40%	62,45	0,40	62,85	0,6364%	5982,35	94,97	-2,00	-1,49	-0,77%
AY-013	55,75	0,80	56,55	1,41%	60,66	1,09	61,75	1,7652%	6286,05	102,95	5,20	4,91	0,35%
AY-014	162,35	7,65	170,00	4,50%	162,05	8,64	170,69	5,0618%	1504,87	9,18	0,69	-0,30	0,56%
AY-015	45,52	1,60	47,12	3,40%	47,82	1,69	49,51	3,4135%	140,07	2,91	2,39	2,30	0,02%
AY-016	43,09	1,33	44,42	2,99%	40,20	1,40	41,60	3,3654%	10163,38	252,58	-2,82	-2,89	0,37%
AY-017	66,86	0,69	67,55	1,02%	66,90	0,20	67,10	0,2981%	5823,53	87,06	-0,45	0,04	-0,72%
AY-018	134,07	1,39	135,46	1,03%	135,54	0,92	135,44	0,6793%	12655,22	94,07	-0,02	1,47	-0,35%
AY-019	164,99	144,62	309,61	46,71%	166,40	159,80	326,30	48,9733%	9170,66	55,10	16,69	1,41	2,26%
AY-020	125,87	1,29	127,16	1,01%	127,62	0,40	128,02	0,3125%	13004,82	101,91	0,86	1,75	-0,70%
AY-021	127,85	1,04	128,89	0,81%	129,78	0,30	130,08	0,2306%	13146,22	101,29	1,19	1,93	-0,58%

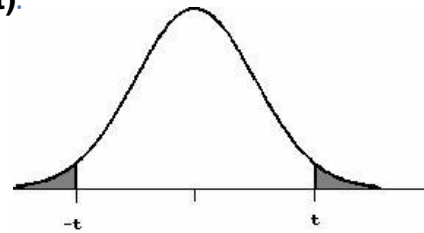
AY-022	50,95	43,40	94,55	45,90%	53,90	44,10	98,10	44,9541%	399,98	7,42	3,55	2,95	-0,95%
AY-023	76,52	2,53	79,05	3,20%	77,80	1,50	79,20	1,8939%	1025,72	13,19	0,15	1,28	-1,31%
AY-024	31,07	1,99	33,06	6,02%	31,00	1,70	32,70	5,1988%	12255,78	395,17	-0,36	-0,07	-0,82%
AY-025	11,58	1,49	13,07	11,40%	11,40	1,60	13,00	12,3077%	911,37	79,72	-0,07	-0,18	0,91%
AY-026	52,84	26,50	79,34	33,40%	54,10	28,50	82,60	34,5036%	324,16	6,00	3,26	1,26	1,10%
AY-027	25,82	0,30	26,12	1,15%	26,50	0,50	27,00	1,8519%	297,21	11,22	0,88	0,68	0,70%
AY-028	27,16	1,30	28,46	4,57%	26,00	1,60	27,60	5,7971%	3257,04	125,42	-0,86	-1,16	1,23%
AY-029	19,00	0,71	19,71	3,60%	18,20	0,90	19,10	4,7120%	516,39	28,36	-0,61	-0,80	1,11%
AY-030	103,08	28,41	131,49	21,61%	101,70	29,80	131,50	22,6616%	8461,03	83,22	0,01	-1,38	1,06%
AY-031	68,68	10,21	78,89	12,94%	68,20	10,00	78,20	12,7877%	890,83	13,07	-0,69	-0,48	-0,15%
AY-032	62,58	23,75	86,33	27,51%	62,50	23,40	85,90	27,2410%	1412,13	22,60	-0,43	-0,08	-0,27%
AY-033	18,67	9,95	28,62	34,77%	18,70	10,10	28,70	35,1916%	455,70	24,43	0,08	0,03	0,43%
AY-034	24,51	3,21	27,72	11,58%	23,90	3,70	27,50	13,4545%	412,48	17,28	-0,22	-0,61	1,87%
AY-035	10,46	0,38	10,84	3,51%	11,20	0,20	11,40	1,7544%	172,23	15,44	0,56	0,74	-1,75%
AY-036	57,86	24,52	82,38	29,76%	59,30	26,30	85,50	30,7602%	1135,72	19,16	3,12	1,44	1,00%
AY-037	28,98	16,25	45,23	35,93%	28,70	16,20	44,90	36,0802%	58,23	2,03	-0,33	-0,28	0,15%
AY-038	63,26	16,27	79,53	20,46%	61,90	16,40	78,30	20,9451%	8,80	0,14	-1,23	-1,36	0,49%
AY-039	48,47	3,01	51,48	5,85%	48,60	2,60	51,20	5,0781%	15,01	0,31	-0,28	0,13	-0,77%
AY-040	38,16	0,86	39,02	2,20%	37,30	0,60	37,90	1,5831%	21,81	0,59	-1,12	-0,86	-0,62%
AY-041	11,85	0,51	12,36	4,13%	11,70	0,50	12,20	4,0984%	35,81	3,05	-0,16	-0,15	-0,03%
AY-042	48,28	10,08	58,36	17,27%	48,70	9,80	58,40	16,7808%	350,81	7,21	0,04	0,42	-0,49%
AY-043	18,12	1,59	19,71	8,07%	18,20	1,40	19,60	7,1429%	179,52	9,86	-0,11	0,08	-0,92%
AY-044	15,30	0,84	16,14	5,20%	15,80	0,80	16,70	4,7904%	19,88	1,26	0,56	0,50	-0,41%
AY-045	9,17	1,55	10,72	14,46%	9,40	1,70	11,00	15,4545%	10,91	1,17	0,28	0,23	1,00%
AY-046	95,33	2,06	97,39	2,12%	93,60	3,20	96,80	3,3058%	1084,70	11,58	-0,59	-1,73	1,19%

<b>POZO</b>	<b>Incertidumbre relativa al volumen de líquido</b>	<b>Incertidumbre relativa al volumen de Aceite</b>	<b>Incertidumbre Absoluta al %BSW</b>	<b>Error Relativo Líquido BPD</b>	<b>Error Relativo Aceite BPD</b>	<b>Error Relativo BSW %</b>
AY-005	0,01%	0,01%	7,34%	-5,14%	-6,12%	24,77%
AY-006	0,00%	0,01%	1,18%	-7,07%	-7,99%	2,28%
AY-007	0,01%	0,03%	0,69%	3,79%	-1,09%	4,52%
AY-008	0,01%	0,01%	1,68%	2,85%	1,23%	6,13%
AY-009	0,01%	0,01%	6,94%	4,03%	2,54%	35,44%
AY-010	0,01%	0,01%	1,37%	5,61%	3,42%	6,15%
AY-011	0,01%	0,01%	1,38%	0,69%	6,36%	-12,93%
AY-012	0,02%	0,02%	57,55%	-3,08%	-2,33%	-54,65%
AY-013	0,02%	0,02%	20,75%	9,20%	8,81%	24,78%
AY-014	0,01%	0,01%	7,24%	0,41%	-0,18%	12,48%
AY-015	0,02%	0,02%	10,73%	5,07%	5,05%	0,53%
AY-016	0,03%	0,03%	10,88%	-6,35%	-6,71%	12,40%
AY-017	0,02%	0,02%	122,88%	-0,67%	0,06%	-70,82%
AY-018	0,01%	0,01%	53,92%	-0,01%	1,10%	-33,80%
AY-019	0,00%	0,01%	0,75%	5,39%	0,85%	4,84%
AY-020	0,01%	0,01%	117,23%	0,68%	1,39%	-69,20%
AY-021	0,01%	0,01%	158,82%	0,92%	1,51%	-71,42%
AY-022	0,01%	0,02%	0,81%	3,75%	5,79%	-2,06%
AY-023	0,01%	0,01%	19,34%	0,19%	1,67%	-40,82%
AY-024	0,03%	0,04%	7,05%	-1,09%	-0,23%	-13,63%
AY-025	0,08%	0,10%	2,98%	-0,54%	-1,55%	7,96%
AY-026	0,01%	0,02%	1,06%	4,11%	2,38%	3,30%
AY-027	0,04%	0,04%	19,78%	3,37%	2,63%	61,23%
AY-028	0,04%	0,04%	6,32%	-3,02%	-4,27%	26,91%
AY-029	0,05%	0,06%	7,77%	-3,09%	-4,21%	30,81%
AY-030	0,01%	0,01%	1,62%	0,01%	-1,34%	4,88%
AY-031	0,01%	0,02%	2,86%	-0,87%	-0,70%	-1,19%
AY-032	0,01%	0,02%	1,34%	-0,50%	-0,13%	-0,98%
AY-033	0,04%	0,06%	1,04%	0,28%	0,16%	1,22%
AY-034	0,04%	0,05%	2,72%	-0,79%	-2,49%	16,19%
AY-035	0,09%	0,10%	20,88%	5,17%	7,07%	-49,95%
AY-036	0,01%	0,02%	1,19%	3,79%	2,49%	3,35%
AY-037	0,02%	0,04%	1,02%	-0,73%	-0,97%	0,43%
AY-038	0,01%	0,02%	1,75%	-1,55%	-2,15%	2,38%
AY-039	0,02%	0,02%	7,21%	-0,54%	0,27%	-13,15%
AY-040	0,03%	0,03%	23,14%	-2,87%	-2,25%	-28,17%

AY-041	0,09%	0,09%	8,94%	-1,29%	-1,27%	-0,68%
AY-042	0,02%	0,02%	2,18%	0,07%	0,87%	-2,84%
AY-043	0,05%	0,06%	5,13%	-0,56%	0,44%	-11,46%
AY-044	0,06%	0,07%	7,65%	3,47%	3,27%	-7,96%
AY-045	0,10%	0,12%	2,37%	2,61%	2,51%	6,89%
AY-046	0,01%	0,01%	11,08%	-0,61%	-1,81%	56,29%

## Anexo B. Factor Estadístico (t-Student).

Tabla 27. t-Student



gl	ÁREA DE DOS COLAS						
	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001	0,0001
1	3,078	6,314	12,706	31,821	63,657	636,619	6366,198
2	1,886	2,920	4,303	6,695	9,925	31,598	99,992
3	1,638	2,353	3,182	4,541	5,841	12,924	28,000
4	1,533	2,132	2,776	3,747	4,604	8,610	15,544
5	1,476	2,015	2,571	3,365	4,032	6,869	11,178
6	1,440	1,943	2,447	3,143	3,707	5,959	9,082
7	1,415	1,895	2,365	2,998	3,499	5,408	7,885
8	1,397	1,860	2,306	2,896	3,355	5,041	7,120
9	1,383	1,833	2,262	2,821	3,250	4,781	6,594
10	1,372	1,812	2,228	2,764	3,169	4,587	6,211
11	1,363	1,796	2,201	2,718	3,106	4,437	5,921
12	1,356	1,782	2,179	2,681	3,055	4,318	5,694
13	1,350	1,771	2,160	2,650	3,012	4,221	5,513
14	1,345	1,761	2,145	2,624	2,977	4,140	5,363
15	1,341	1,753	2,131	2,602	2,947	4,073	5,239
16	1,337	1,746	2,120	2,583	2,921	4,015	5,134
17	1,333	1,740	2,110	2,567	2,898	3,965	5,044
18	1,330	1,734	2,101	2,552	2,878	3,922	4,966
19	1,328	1,729	2,093	2,539	2,861	3,883	4,897
20	1,325	1,725	2,086	2,528	2,845	3,850	4,837
21	1,323	1,721	2,080	2,518	2,831	3,819	4,784
22	1,321	1,717	2,074	2,508	2,819	3,792	4,736
23	1,319	1,714	2,069	2,500	2,807	3,767	4,693
24	1,318	1,711	2,064	2,492	2,797	3,745	4,654
25	1,316	1,708	2,060	2,485	2,787	3,725	4,619
26	1,315	1,706	2,056	2,479	2,779	3,707	4,587
27	1,314	1,703	2,052	2,473	2,771	3,690	4,558
28	1,313	1,701	2,048	2,467	2,763	3,674	4,530
29	1,311	1,699	2,045	2,462	2,756	3,659	4,506
30	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750	3,646	4,482
40	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704	3,551	4,321
60	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660	3,460	4,169
100	1,290	1,660	1,984	2,364	2,626	3,390	4,053
140	1,288	1,656	1,977	2,353	2,611	3,361	4,006
∞	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576	3,291	3,891