

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE  
MEDICIÓN DINÁMICA BASADO EN ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE**

**ERIK STIV TAPIAS CHÁVEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUERLA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2013**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE  
MEDICIÓN DINÁMICA BASADO EN ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE**

**ERIK STIV TAPIAS CHÁVEZ**

**Trabajo de Grado para optar el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**Freddy Rafael Mengual Escudero  
Ingeniero Químico, Msc. en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUERLA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2013**

## **DEDICATORIA**

A mi hija Ana Sofía y a mi esposa Katherine, por la comprensión y el apoyo que me brindaron durante el desarrollo de este proyecto.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por iluminar mi camino y fortalecer mi espíritu.

Al equipo de Medición y Automatización de la Vicepresidencia de Producción por la orientación y el apoyo ofrecido.

A mi director Fredy Mengual Escudero, por su colaboración y valiosos aportes en el desarrollo de este trabajo.

## CONTENIDO

INTRODUCCION	15
1.MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	16
1.1MEDICIÓN ESTÁTICA	16
1.1.1Tanques de almacenamiento	17
1.1.2Medición de nivel	18
1.1.3Medición de Temperatura	19
1.2MEDICIÓN DINÁMICA	20
1.2.1Clasificación de los medidores	21
1.2.2Unidad LACT	26
1.3ASEGURAMIENTO DE LAS MEDICIONES	28
2.DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA ACTUAL DE SELECCIÓN DE TIPO DE MEDICIÓN	33
3.IMPACTOS TECNICOS Y FINANCIEROS	34
4.PROUESTA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE TIPO DE MEDICIÓN	39
5.INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN BASADO EN LA G.U.M.	41
5.1INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA MEDICIÓN ESTÁTICA	41
5.2INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA MEDICIÓN DINÁMICA	45
6.MATRIZ	50
7.APLICACIÓN	52
7.1ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN ESTÁTICA	52
7.2ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN DINÁMICA	54
7.3EVALUACIÓN COSTO BENEFICIO	56
8.CONCLUSIONES	59
9.RECOMENDACIONES	61
BIBLIOGRAFÍA	62
ANEXOS	63

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Requisitos para medición de temperatura.....	19
Tabla 2. Requisitos para el muestreo puntual.....	20
Tabla 3. Incertidumbres de medición típicas en la calibración de medidores de líquidos.....	32
Tabla 4. Factores para pago de regalías.....	36
Tabla 5. Constantes K0 y K1.....	42
Tabla 6. MATRIZ DE SELECCIÓN.....	50
Tabla 7. Resultados de la estimación de incertidumbre de medición inicial del volumen.....	53
Tabla 8. Características técnicas de la instrumentación.....	55
Tabla 9. Resultados de la estimación de incertidumbre de medición de volumen con medidor.....	56
Tabla 10. Costos de adquisición de equipos y aseguramiento metrológico en USD.....	57

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Medición a vacío y plomada .....	18
Figura 2. Medición a fondo y plomada .....	18
Figura 3. PET .....	19
Figura 4. Clasificación de medidores de flujo. ....	21
Figura 5. Medidor tipo turbina .....	22
Figura 6. Rotor helicoidal y rotor convencional .....	22
Figura 7. Etapas del medidor de desplazamiento positivo. ....	23
Figura 8. Medidor Ultrasónico. ....	24
Figura 9. Medidor másico tipo Coriolis.....	25
Figura 10. Principio de operación de medidor másico tipo Coriolis. (A) Sin flujo. (B) Con flujo.....	26
Figura 11. Unidad LACT con medidor másico tipo Coriolis.....	27
Figura 12. Esquema de instalación de sistema de medición con tecnología. ....	27
Figura 13. Error sistemático y error aleatorio .....	29
Figura 14. Exactitud y repetibilidad. ....	29
Figura 15. Diagrama de pasos para estimación de incertidumbre.....	30
Figura 16. Ejemplo de patrones de calibración de medidores de flujo.....	31
Figura 17. Incertidumbre Vs. Costos.....	36
Figura 18. Esquema de cálculo para liquidación de tanques.....	42
Figura 19. Fuentes de incertidumbre en medición estática.....	44
Figura 20. Esquema del cálculo de volumen con medición dinámica .....	46
Figura 21. Fuentes de incertidumbre en medición dinámica.....	48
Figura 22. FCL con período de recuperación de la inversión de 5 años.....	57
Figura 23. Procedimiento para estimación de incertidumbre. ....	64

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN.....	64
---	----

## NOMENCLATURA

$\alpha$	Coefficiente lineal de expansión térmica
S&W:	Porcentaje de agua y sedimento
CPL:	Corrección por efectos de presión en la densidad del líquido
CSW:	Corrección por agua y sedimento
CTL	Corrección por efectos de temperatura en la densidad del líquido
CTSh	Corrección por temperatura de la pared del tanque
FRA:	Corrección por techo flotante
FW	Volumen de agua libre
GOV:	Volumen bruto observado
GSV:	Volumen estándar bruto
IV	Volumen indicado por el medidor
Kfactor	Pulsos/volumen
Mfactor	Factor de corrección del medidor
N	Número de pulsos
NSV:	Volumen estándar neto
Pm	Presión manométrica, Pa
TOV:	Volumen total observado
RHO15	Densidad del fluido a 15°C, kg/m <sup>3</sup>
RHO <sub>b</sub>	Densidad del fluido a temperatura base, kg/m <sup>3</sup>
RHO <sub>tp</sub>	Densidad del fluido a temperatura de prueba, kg/m <sup>3</sup>
Ta	Temperatura ambiente
Tb	Temperatura base
TI	Temperatura del líquido almacenado
TSh	Temperatura de la pared del tanque
$u_c(NSV)$	Incertidumbre combinada del volumen estándar neto (NSV)
$u(FW)$	Incertidumbre del nivel de agua libre
$u(H)$	Incertidumbre de la altura
$u(V)$	Incertidumbre del volumen
$u(RHO)$	Incertidumbre de la densidad

$u(T)$	Incertidumbre de la temperatura
$u(S\&W)$	Incertidumbre de los resultados de agua y sedimento
$\frac{\partial NSV}{\partial FW}$	Derivada parcial del NSV con respecto al nivel de agua libre
$\frac{\partial NSV}{\partial H}$	Derivada parcial del NSV con respecto a la altura
$\frac{\partial NSV}{\partial TOV}$	Derivada parcial del NSV con respecto al volumen total observado
$\frac{\partial NSV}{\partial RHO}$	Derivada parcial del NSV con respecto a la densidad
$\frac{\partial NSV}{\partial T}$	Derivada parcial del NSV con respecto a la temperatura
$\frac{\partial NSV}{\partial BSW}$	Derivada parcial del NSV con respecto al porcentaje de agua y sedimento
$v_{FW}$	Grados de libertad asociados al medición de nivel de agua libre
$v_{S\&W}$	Grados de libertad asociados al medición de porcentaje de agua y sedimento
$v_{ef}$	Grados de libertad efectivos
$v_H$	Grados de libertad asociados al medición de la altura
$v_{MF}$	Grados de libertad asociados al factor del medidor (MF)
$v_N$	Grados de libertad asociados al medición de pulsos
$v_{P_m}$	Grados de libertad asociados al medición de presión estática
$v_{RHO}$	Grados de libertad asociados al medición de densidad
$v_T$	Grados de libertad asociados al medición de temperatura
$v_{TOV}$	Grados de libertad asociados al medición de la volumen total observado
$v_{FW}$	Grados de libertad asociados al medición de la volumen de agua

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDICIÓN DINÁMICA BASADO EN ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE<sup>1</sup>.

**AUTOR:** ÉRIK S. TAPIAS CHÁVEZ<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVE:** Incertidumbre de la medición, medición manual en tanques, medición dinámica.

Es común que en los campos petroleros la cuantificación de la producción se realice en los tanques de almacenamiento empleando medición estática para efectos de fiscalización y/o de transferencia de custodia, especialmente en aquellos cuya producción no supera los 1000 barriles por día. Teniendo en cuenta que los sistemas de medición representan la caja registradora de los negocios, contar con mediciones confiables adquiere una gran importancia.

La metrología es la ciencia de las mediciones y utiliza la estimación de la incertidumbre como herramienta para determinar la duda que se tiene del resultado de una medición, estimado principalmente a partir de la dispersión de los resultados obtenidos de un proceso de medición. La dispersión de los resultados es afectada por diferentes aspectos, los cuales son considerados y evaluados para determinar el impacto de cada uno de ellos en el resultado final. Existen diferentes metodologías, pero la más empleada a nivel industrial se conoce como GUM "*Guide to the expression of Uncertainty in Measurement*".

Bajo esta concepción, el presente trabajo se enfoca en presentar una metodología basada en estimación de incertidumbre de la medición que permita evaluar financieramente la viabilidad de implementación de sistemas de medición dinámicos en campos de baja producción, donde de acuerdo con reglamentaciones corporativas, están destinados a utilizar medición estática.

---

<sup>1</sup> Monografía.

<sup>2</sup> Facultad: Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa: Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Fredy Mengual Escudero.

## ABSTARCT

**TITLE:** UNCERTAINTY ESTIMATION FOR ECONOMIC TECHNICAL ASSESSMENT WHEN IMPLEMENTING DYNAMIC MEASUREMENT<sup>3</sup>.

**AUTHOR:** ÉRIK S. TAPIAS CHÁVEZ<sup>4</sup> .

**PALABRAS CLAVE:** Uncertainty of measurement, manual tank gauging, dynamic measurement.

For fiscal or custody transfer purposes it is common that for oil production fields totalizing the production is done with a storage tank using manual gauging. This practice is applied in those fields where production is not greater than 1000 Bbl/day. Having in mind that a measurement system represents the cashier of a business then a reliable measurement turns into a matter of a great importance in the oil industry.

Metrology is the science of measurement, it utilizes uncertainty estimation as a tool to determine the doubt that one has on any result, which is estimated mainly by data dispersion from the outcome of a measurement process. The dispersion of results are affected by different aspects, which are evaluated and taken into consideration to assess its impact in the final results. There are different methodologies for estimating uncertainty, but the most used at the industrial level is known as GUM “Guide to expression of Uncertainty in Measurement”.

Under this conception, this paper focuses on presenting a methodology based on estimation of measurement uncertainty that allows financially assess the feasibility of implementing systems for dynamic measurements in fields of low production, which in accordance with corporate regulations are intended to use static measurement.

---

<sup>3</sup> Degree Work

<sup>4</sup> School: School of Petroleum Engineering. Program: Specialization of Production Engineering. Director: Fredy Mengual Escudero.

## INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos requiere constantemente la optimización de los procesos con la finalidad de disminuir los costos de inversión y de operación, para lo cual se requieren mediciones confiables debido a que estas son el *input* para la toma de decisiones y evaluación de resultados. El presente trabajo pretende mejorar la calidad de las mediciones de crudo en puntos de transferencia de custodia, al brindar una herramienta para evaluar la viabilidad de implementar sistemas de medición dinámicos en campos de baja producción.

En el primer capítulo, se describen los tipos de medición de volumen de crudo comunes en la industria (medición estática y dinámica), así como los aspectos más característicos de cada uno de ellos.

En el segundo capítulo se presenta la metodología actual empleada por Ecopetrol S.A. para seleccionar el tipo de medición de acuerdo con los volúmenes de producción del campo. Los impactos técnicos y financieros de este esquema se presentan en el capítulo tres.

Tomando como referencia la disminución de la incertidumbre de la medición por la implementación de medición dinámica en lugar de medición estática, se desarrolla en el capítulo cuatro, la metodología de selección del tipo de medición basado en estimación de incertidumbre.

El capítulo quinto muestra el esquema de estimación de incertidumbre aplicada a la medición dinámica y estática, siguiendo los lineamientos dados por la *Guide to the expression of Uncertainty in Measurement*, también conocida como GUM.

En el capítulo 6 se muestra una matriz de selección desarrollada a partir de los resultados de un análisis costo beneficio aplicando la metodología planteada en el documento. En el capítulo 7 se realiza un análisis basado en datos de un campo de producción colombiano.

## 1. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

El crudo en toda su cadena de valor, pasa por un gran número de etapas que pueden ser agrupados en tres secciones: upstream (exploración y producción), midstream (transporte, procesos y almacenamiento) y downstream (refino, venta y distribución). Centrándonos en el upstream-producción, se hace a continuación una breve descripción: El crudo, después de ser extraído del subsuelo ya sea por flujo natural o por levantamiento artificial, es llevado desde cabeza de pozo hasta las facilidades de tratamiento de crudo donde pasa a través de una serie de procesos con el objetivo de retirarle sedimentos, sal, agua y otros contaminantes hasta obtener un producto que cumpla con las especificaciones de transporte (BSW < 0,5%; sal < 30 LPB), o de acuerdo con los acuerdos contractuales. Finalmente, el producto final es llevado a tanques de almacenamiento para posteriormente ser bombeado al oleoducto o entregado a carrotanques. Es en esta última etapa del upstream, donde el crudo es cuantificado para efectos de fiscalización y/o transferencia de custodia ya sea por medición estática o por medición dinámica.

### 1.1 MEDICIÓN ESTÁTICA

La medición estática es la que se realiza en los tanques de almacenamiento y consiste en medir el nivel de crudo que existe en el tanque previamente aforado ya sea por medición manual, la que se realiza mediante cinta y plomada, o medición automática, efectuada con ayuda de dispositivos mecánicos o electrónicos instalados en los tanques, tales como radar, flotadores, entre otros. Adicional a la medición de nivel, para determinar el volumen neto de producto a las condiciones base, es necesario medir la temperatura y las propiedades del fluido (cantidad de sal, densidad y BS&W). Para una adecuada medición estática, es necesario cumplir una serie de requisitos mínimos en los que se destacan:

- El fluido debe encontrarse en condiciones de reposo total (estático). No puede estar entrando producto, en movimiento simultaneo (saliendo y entrando al mismo tiempo).
- Los tanques de almacenamiento deben estar en adecuadas condiciones y contar con tablas de calibración vigente.
- Las cintas métricas deben encontrarse en adecuadas condiciones, contar con un certificado de calibración vigente y un programa de aseguramiento metrológico.
- La medición de la temperatura debe realizarse con instrumentación calibrada y contar con un programa de aseguramiento metrológico.

- Se debe tomar una muestra representativa y homogénea de producto y realizar las pruebas con equipos con certificados de calibración vigente y sometida a programas de aseguramiento metrológico.
- Las actividades de medición, pruebas de laboratorio y liquidación deben realizarse con personal competente.

Por lo general, los períodos de aforo tanques en cada 15 años con verificaciones cada 5 años. La incertidumbre de la medición asociada a medición estática se encuentra alrededor de  $\pm 0,4\%$ .

**1.1.1 Tanques de almacenamiento.** Los tanques de almacenamientos son recipientes generalmente de acero empleados para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos a unas condiciones de presión y temperatura determinado. Una forma típica de clasificación de los tanques de almacenamiento es de acuerdo a su forma así:

*Cilíndrico vertical con techo cónico:* Por la forma de construcción, el techo es fijo y tiene forma cónica. Estos tanques no soportan presiones ni vacíos, por lo tanto están equipados de respiraderos y/o válvulas de presión y vacío. El techo está sostenido por un soporte que o bien llega al fondo del tanque o se apoya sobre las paredes del mismo. Usados para almacenar crudos y productos con presiones de vapor menores a la atmosférica. Ej. Crudos, combustóleos, diesel, kerosene.

*Cilíndrico vertical con techo flotante:* Son tanques construidos de manera tal que el techo flota sobre la superficie del fluido minimizando las pérdidas por evaporación debido a la carencia de un volumen que permita la separación de fase gaseosa del fluido almacenado. Apto para almacenar gasolinas.

*Cilíndrico vertical con membrana flotante:* Son tanques empleados para el almacenamiento de productos volátiles, cuyos techos pueden ser cónicos o geodésicos. Su característica principal es que cuentan con una membrana que flota sobre el fluido minimizando las pérdidas por evaporación. Su principal ventaja respecto al de techo flotante es que nunca el agua lluvia ingresa al tanque.

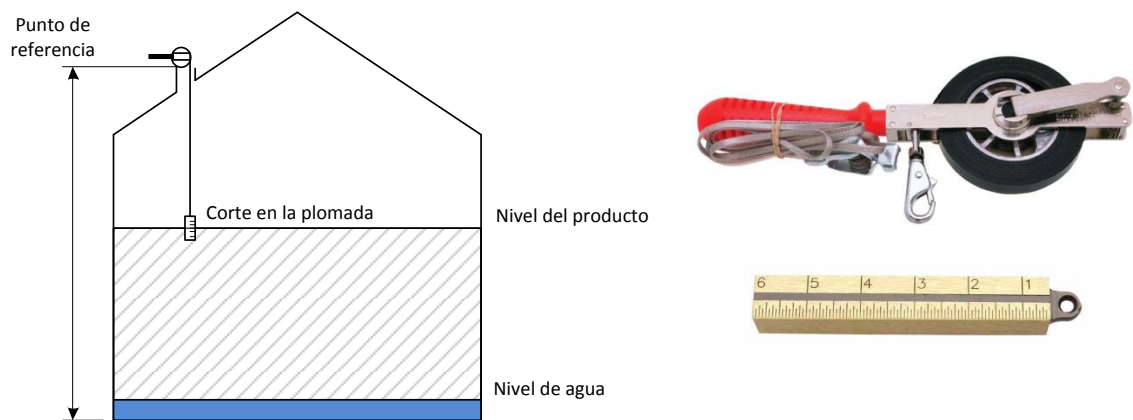
*Cilíndrico horizontal a presión:* Son tanques empleados para el almacenamiento de productos con alta presión de vapor (ej.: GLP)

*Esféricos a presión:* Son tanques empleados para el almacenamiento de productos con alta presión de vapor (ej.: GLP).

**1.1.2 Medición de nivel.** Para efectos de transferencia de custodia y/o fiscalización en los campos de producción donde se totaliza el volumen de producto por medición estática, el nivel es determinado por medición con cinta y plomada ya sea a través de medición a vacío o por medición a fondo. La medición automática (ATG) es utilizada como medición de respaldo.

1.1.2.1 Medición a vacío (Outage). 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. Para esta medición se emplea una plomada rectangular, cuyo cero se encuentra localizado 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.

**Figura 1. Medición a vacío y plomada**

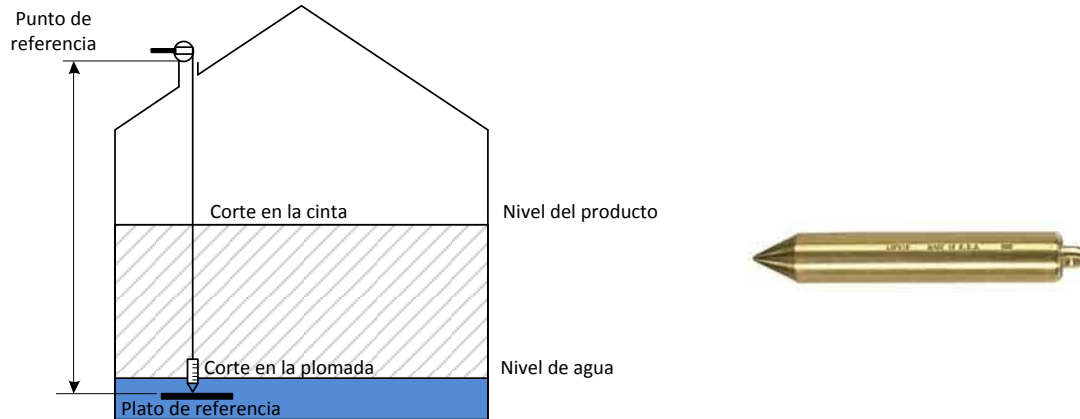


Fuente: Manual De Medición De Hidrocarburos Capitulo 3 Medición Estática.

Fuente: <http://petropartes.com>

1.1.2.2 Medición a fondo (Innage). 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. El tipo de plomada usada en esta medición, tiene forma cilíndrica y termina en cono. 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.

**Figura 2. Medición a fondo y plomada**



Fuente: API MPMS 3.1A. Tank Gauging

Fuente: www.petropartes.com

**1.1.3 Medición de Temperatura.** La medición de la temperatura del fluido almacenado en el tanque se realiza empleando ya sea termómetro de vidrio o a través de un termómetro electrónico denominado PET por sus siglas en inglés “Portable Electronic Thermometer”, siendo los segundos de mejor exactitud y repetibilidad. El mínimo número de lecturas que se deben tomar para determinar la temperatura promedio se muestran en la 1.1.4 Tabla 1.

**Figura 3. PET**



Fuente: <http://www.interlabequipment.com>

**Tabla 1. Requisitos para medición de temperatura**

NIVEL DE LÍQUIDO	NÚMERO DE LECTURAS	NIVEL DE MEDICIÓN
Mayor a 3 metros	3	Mitad de los tercios superior, medio e inferior.
Menor a 3 metros	1	Mitad del nivel de líquido

Fuente: Tabla 5 del API MPMS Capítulo 7, 2007

**1.1.5 Muestreo.** El muestreo manual tiene como objetivo obtener una muestra representativa del volumen almacenado. Dependiendo del tipo de producto se puede utilizar muestro por niveles y/o muestra corrida. Para tomar muestras de nivel la altura del producto en el tanque deberá dividirse (en forma virtual) en tercios, con el fin de lograr la mejor representatividad de muestra manejando los inconvenientes de la estratificación. Dependiendo del nivel en el tanque, se deben seguir las recomendaciones en la tabla a continuación (Tomado de la tabla 4 del API MPMS 8.1):

**Tabla 2. Requisitos para el muestreo puntual.**

Capacidad del Tanque - Nivel del Líquido	Requerimientos de Muestreo		
	Cima	Mitad	Fondo
Capacidad del tanque menor o igual a 1000 Bls		X	
Tanques con capacidad mayor a 1000 Bls con nivel menor o igual a 3 m		X	
Tanques con capacidad mayor a 1000 Bls con nivel mayor a 3 m y menor a 6 m	X		X
Tanques con capacidad mayor a 1000 Bls con nivel mayor a 6 m	X	X	X

Fuente: Tabla 5 del API MPMS 8.1, 2013

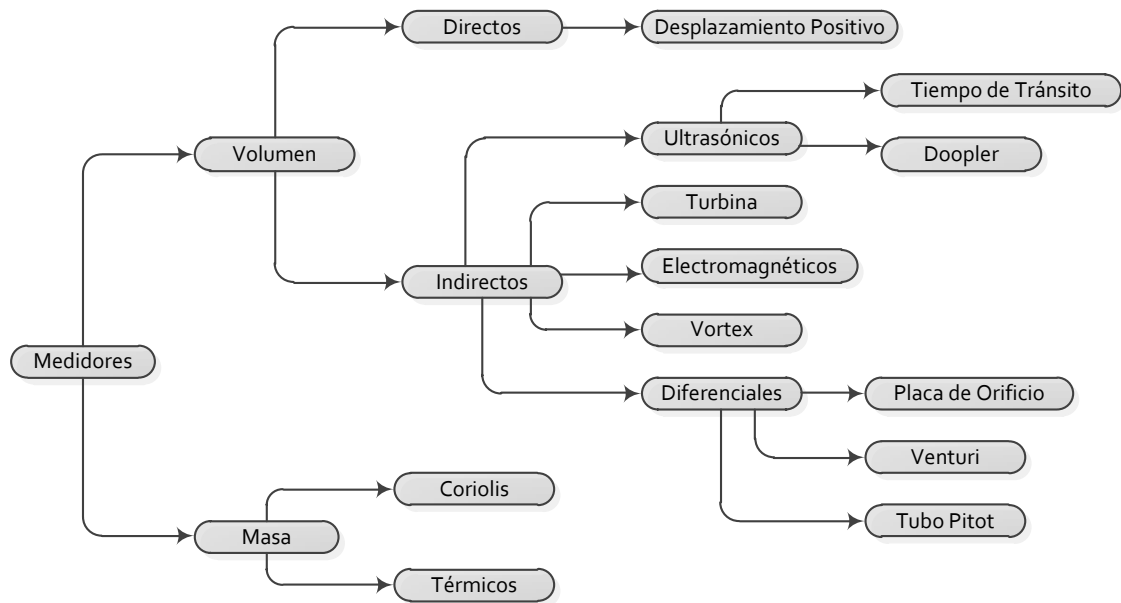
## 1.2 MEDICIÓN DINÁMICA

La medición dinámica es aquella que se realiza empleando sistemas de medición, los cuales están constituidos principalmente por medidores de flujo (de las cuales las más usadas corresponden a medidores de desplazamiento positivo, medidores tipo turbina, medidores ultrasónicos y medidores másicos tipo Coriolis), transmisores de presión y de temperatura, computador de flujo para la totalización del volumen cuantificado y muestreo automático, con una incertidumbre asociada a la medición de aproximadamente 0,15%. Otros aspectos importantes en la instalación y operación de los sistemas de medición dinámica son:

- Deben disponer de facilidades para la instalación de un patrón de calibración.
- La instalación deberá disponer de dispositivos que aseguren una adecuada operación del medidor para extender su vida útil, tales como filtros, eliminadores de aire/vapor, válvulas de protección, entre otros.
- La instalación deberá ser capaz de satisfacer las características requeridas de desempeño del medidor en caudales mínimos y máximos, máxima presión de operación y temperatura de operación.
- Asegurar una adecuada presión para evitar flashing o cavitación.
- El sistema debe cumplir con los lineamientos normativos y un riguroso programa de aseguramiento metrológico para su aceptación.

**1.2.1 Clasificación de los medidores.** La clasificación de los medidores de flujo según su principio de operación se muestra en la Figura 4. De las tecnologías allí mostradas, las más empleadas en transferencia de custodia para hidrocarburos líquidos son los medidores tipo turbina, rotativos, máxicos tipo Coriolis y ultrasónicos...Ver Figura 4... El medidor seleccionado dependerá del tipo de crudo, de las condiciones operativas, de los caudales a medir y la exactitud requerida entre los aspectos más importantes.

**Figura 4. Clasificación de medidores de flujo.**



Fuente: El Autor

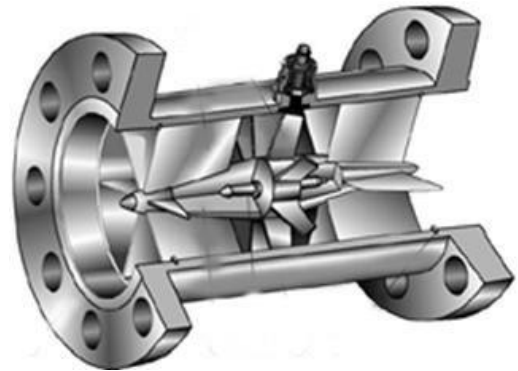
**1.2.1.1 Medidores tipo turbina.** Son medidores compuestos principalmente por un cuerpo, un rotor y un sistema de generación de pulsos. El fluido ingresa al medidor incrementando su velocidad a través del pasaje anular formado por el difusor de entrada y el interior del cuerpo del medidor. El flujo a través de los alabes ocasiona el giro del rotor. Bajo condiciones ideales, la velocidad de giro del rotor es proporcional al caudal volumétrico, pero en la realidad es una función de la forma, tamaño y diseño del rotor, dependiendo también de ciertas fuerzas que se oponen al movimiento del rotor debidas a la fricción de mecanismos internos, arrastre del fluido (fuerzas viscosas) y densidad entre otros.

En la industria del petróleo se suelen usar dos tipos de turbinas, las convencionales empleadas para medir productos ligeros tales como GLP, productos refinados y crudos ligeros; y las turbinas helicoidales introducidas en los 90 para la medición de productos viscosos. Su diferencia principal se deriva en la forma de los álabes.

**Figura 5. Medidor tipo turbina**

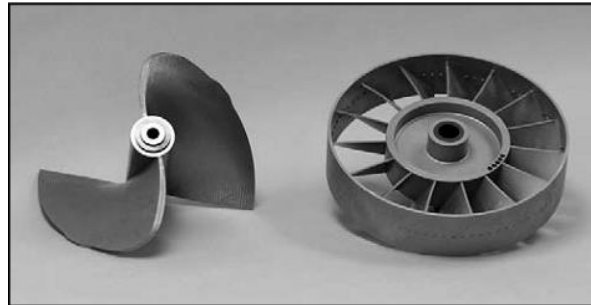


Fuente: El Autor



Fuente: [www.proflow.ca](http://www.proflow.ca)

**Figura 6. Rotor helicoidal y rotor convencional**



Fuente: A Comparison of Liquid Petroleum Meters for Custody Transfer Measurement.

Los medidores tipo turbina se destacan por:

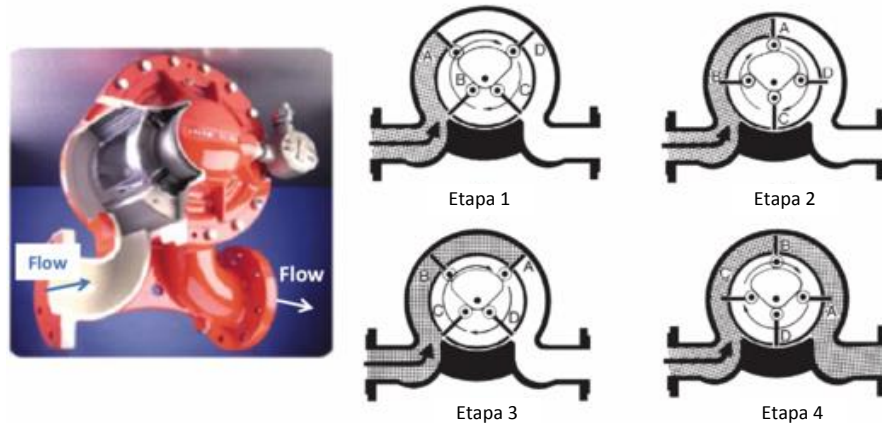
- Buena exactitud y repetibilidad.
- Comportamiento lineal.
- Pequeña y ligera.
- Alta resolución por pulsos (convencionales).
- Larga vida de los rodamientos.
- Amplio alcance de operación (presión y temperatura).

Sus debilidades con respecto a los medidores rotativos son:

- Necesita acondicionador de flujo.
- Susceptibilidad a los depósitos.
- Requiere una buena filtración.
- Sensibilidad a cambios en la viscosidad.
- Susceptibilidad a daños por fluidos bifásicos (líquido y gas).
- Afectada por la instalación hidráulica.

1.2.1.2 Medidores de desplazamiento positivo. Los medidores de desplazamiento positivo se caracterizan por medir directamente el volumen que pasa a través de este separando la corriente de flujo en segmentos volumétricos discretos. Totalizando estos segmentos, es posible determinar el volumen total que pasó a través del medidor. En la Figura 7 se pueden observar las diferentes etapas del medidor.

**Figura 7. Etapas del medidor de desplazamiento positivo.**



Fuente: Flow measurement of liquid hydrocarbons with positive displacement meters: the correction for slippage.

Las fortalezas de los medidores de desplazamiento positivo son:

- Buena exactitud.
- Buena repetibilidad.
- Buena reproducibilidad.
- No requiere una fuente de energía externa.
- Habilidad para manejar fluidos viscosos.
- Diseño conceptual y forma de operación sencilla.
- No son afectados por disturbios en el perfil de velocidad del fluido.
- Medición directa del fluido.

Las desventajas de estos medidores son:

- Introduce pulsaciones en el flujo.
- De tamaño grande.
- Susceptible a dañarse por fluidos sucios.
- Susceptible a corrosión y erosión.
- Susceptibilidad a daños por fluidos bifásicos (líquido y gas).
- Alto costo de mantenimiento.

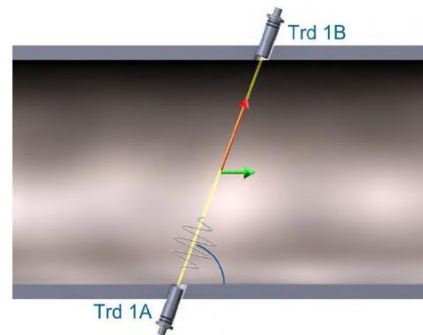
1.2.1.3 Medidores ultrasónicos. Los medidores ultrasónicos han ganado una aceptación para muchas aplicaciones industriales incluyendo los procesos de transferencia de custodia. Su implementación en transferencia de custodia fue posible cuando en Octubre de 2004, la tecnología fue incluida en el Manual de Medición de Petróleo (API MPMS 5.8) colocándolo a la par de las tecnologías de desplazamiento positivo, medidores tipo turbina y medidores másicos.

Su principio de operación de basa en la medición de la velocidad del fluido a través de la emisión y recepción de pulsos ultrasónicos. Existen diferentes configuraciones, los cuales se diferencian principalmente por el número de trayectorias empleadas. Cada trayectoria mide la velocidad del fluido en su plano respectivo. El flujo es determinado al multiplicar la velocidad promedio del fluido por el área interna del medidor. Una de sus principales ventajas son sus herramientas de autodiagnóstico.

**Figura 8. Medidor Ultrasónico.**



[www.emersonprocess.com](http://www.emersonprocess.com)



[www.kronhe.com](http://www.kronhe.com)

Algunas de las ventajas de este tipo de medidores son:

- Amplios alcances de operación.
- Permiten medir flujos muy corrosivos (Clamp-on).
- No experimenta pérdidas de carga.
- No posee partes móviles.
- Baja caída de presión.
- Posee herramientas de autodiagnóstico.
- Vida útil alta.
- El principio de medición es independiente de las propiedades físicas del fluido, si este es homogéneo.

Desventajas

- Susceptible al perfil de velocidades.
- Los depósitos en los tubos de medición o el medidor generan afectan el desempeño del medidor.
- Son afectados por ruidos y vibraciones.
- Requiere protección contra señales y corrientes parásitas.

1.2.1.4 Medidores másicos tipo Coriolis. Los medidores másicos han encontrado numerosas aplicaciones ya que esta tecnología soporta variaciones moderadas en las propiedades del fluido sin disminuir su desempeño metrológico, en contraste con otras tecnologías de medición de caudal, las cuales son afectadas por cambios en la densidad, viscosidad, presión y/o temperatura. Otra característica importante es la capacidad de medir simultáneamente la densidad del fluido de proceso (sólo en las aplicaciones para medición de líquidos), brindando la capacidad de obtener mediciones de volumen y/o caudal volumétrico.

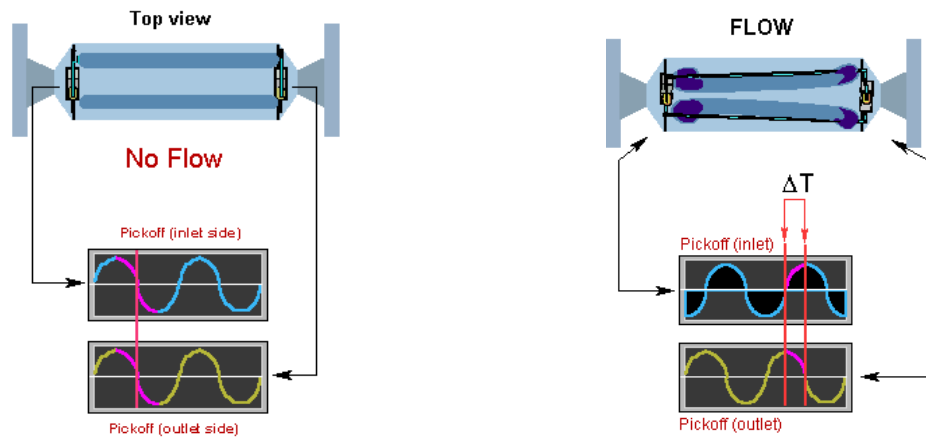
**Figura 9. Medidor másico tipo Coriolis**



Fuente: El Autor

Su principio de operación se fundamenta en el teorema de Coriolis, el cual expresa que un objeto que se desplaza a una velocidad lineal a través de una superficie giratoria, experimentará una velocidad tangencial la cual se incrementará en la medida que se aleje del eje de rotación. En el medidor, los tubos internos oscilan a una frecuencia natural con ayuda de elementos electromagnéticos, en donde el movimiento de cualquier punto del tubo representa una onda sinusoidal. Sin flujo a través del tubo, todos los puntos se mueven en secuencia o en fase con el controlador. Con flujo a través del tubo, el movimiento del lado de entrada del tubo se retrasa con respecto a la fase del controlador, y el movimiento del lado de salida se adelanta a la fase del controlador. El retardo entre los tiempos es directamente proporcional al caudal de masa a través del sensor.

Figura 10. Principio de operación de medidor másico tipo Coriolis. (A) Sin flujo. (B) Con flujo



Fuente: [www3.emersonprocess.com/micromotion](http://www3.emersonprocess.com/micromotion)

Algunas de las ventajas de este tipo de medidores son:

- No tiene partes móviles.
- No requiere acondicionamiento de flujo.
- No requiere medición de presión y temperatura para medición de masa.
- Bajo mantenimiento.
- Herramientas de diagnóstico.
- Diferentes alternativas de aseguramiento metrológico dependiendo del modo de operación.

Desventajas

- Experimenta pérdidas de carga.
- Susceptible a esfuerzos por instalación.
- Son afectados por vibraciones cercanas a las de operación.
- Requiere protección contra corrientes parásitas.

**1.2.2 Unidad LACT.** Por lo general, los medidores se encuentran instalados en unidades LACT (Lease Automatic Custody Transfer), las cuales cuentan con la instrumentación necesaria para medir las variables requeridas (transmisores de presión, temperatura y densímetros), toma de muestra (sistema automático de muestreo), equipo de adquisición y almacenamiento de datos (computador de flujo), entre otros. Los medidores son instalados de acuerdo con los lineamientos dados por el estándar de referencia, el cual varía dependiendo de la tecnología instalada. Así mismo, estas unidades dispones de las facilidades necesarias para la conexión de dispositivos para el aseguramiento metrológico de los medidores de trabajo. En la

1.2.3 Figura 12 se muestra el esquema de una unidad LACT, las cuales generalmente están constituidas por:

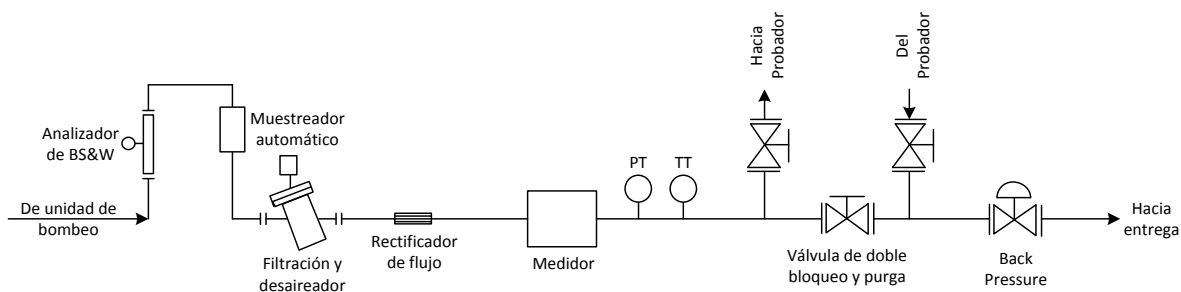
- Sistema de medición (medidor, tubos de medición, rectificador de flujo, transmisores de presión y temperatura)
- Sistema de filtración y desaireador.
- Válvulas de doble bloqueo y purga.
- Computador de flujo.
- Sistema automático de muestreo.
- Válvulas de back pressure.
- Analizador de BS&W.

**Figura 11. Unidad LACT con medidor másico tipo Coriolis.**



Fuente: <http://www.cjemc.com/lact/>

**Figura 12. Esquema de instalación de sistema de medición con tecnología.**



Fuente: El autor

**1.2.3.1 Muestreo Automático.** En medición dinámica por lo general, el muestreo se realiza automáticamente, para lo cual se cuenta con un dispositivo que extrae una muestra del líquido que fluye por la tubería. Este sistema está compuesto por un mezclador (no siempre se requiere), una sonda de muestreo, un extractor de muestra, un recipiente de recolección de muestras con indicador de nivel y un controlador cuya configuración permite recolectar una muestra representativa del bache entregado. Cuando la unidad de muestreo automático no cumple con los requerimientos operacionales requeridos, una alternativa contingente es el muestreo manual del producto. Después de recolectada la muestra, esta es enviada a laboratorio para determinar sus propiedades, verificar el cumplimiento de los requisitos de calidad y proceder a realizar la liquidación respectiva.

### 1.3 ASEGURAMIENTO DE LAS MEDICIONES

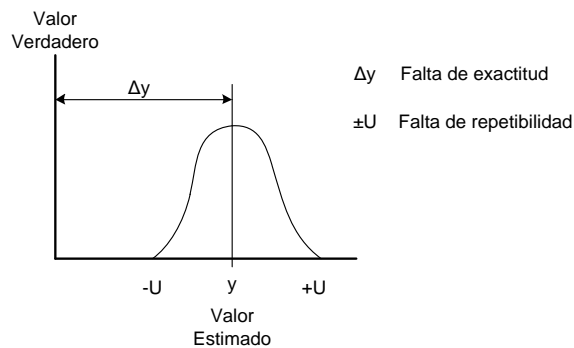
El aseguramiento metrológico es la base fundamental de contar con mediciones confiables y su funcionalidad radica en que los datos obtenidos a partir de los procesos de medición se encuentren libres de errores significativos (calidad de la medición) ya que de sus resultados dependen decisiones cuyas consecuencias técnicas y económicas son importantes para el negocio, tales como aumentar productividad, optimizar costos, ahorrar energía, entre otros. El aseguramiento metrológico es una acción preventiva que abarca una serie ordenada de procesos para la obtención y análisis de datos que conlleven a minimizar la probabilidad de toma incorrecta de decisiones.

La calidad de una medida es un parámetro estadístico que en términos cualitativos viene determinado por lo que conocemos como exactitud y repetibilidad. En términos cuantitativos, la calidad de las mediciones está determinada por el error sistemático y el error aleatorio, los cuales según el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM) del 2009 se definen como:

*Error sistemático de medida ( $\Delta y$ ):* Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible. El error sistemático y sus causas pueden ser conocidas o no. Para compensar un error sistemático conocido puede aplicarse una corrección.

*Error aleatorio de medida ( $U$ ):* Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible. El error aleatorio no puede corregirse pero si puede acotarse.

**Figura 13. Error sistemático y error aleatorio**



Fuente: El autor

La calidad de las mediciones dependerá del grado exactitud y de repetibilidad de los resultados, términos que se comprenden fácilmente en la Figura 14. La repetibilidad se refiere a la dispersión de los datos, entre mayor dispersión menor repetibilidad.

**Figura 14. Exactitud y repetibilidad.**



Fuente: El autor

Con base en lo anterior se expresa que no existen mediciones perfectas y por lo tanto, todo resultado de la medición debe estar representado por el valor de la magnitud y por su **incertidumbre** asociada (ej:  $20^{\circ}\text{C} \pm 0,5^{\circ}\text{C}$ ). El VIM define

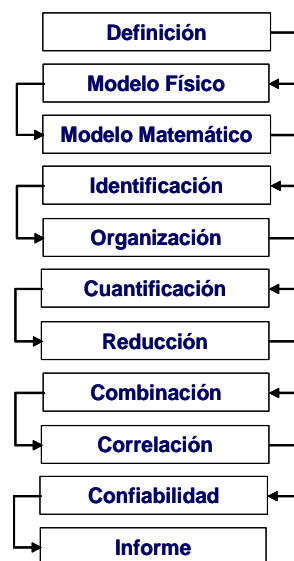
incertidumbre como “parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza”, dicho en otras palabras, la duda que se tiene de una medición, la cual refleja la carencia de conocimiento del mensurando (magnitud que se desea medir). Existen varias metodologías para la estimación de incertidumbre, sin embargo, en el ámbito industrial las más empleadas son la propuesta por la Guía para la Expresión de Incertidumbre o GUM (Guide to the expression of Uncertainty in Measurement) por sus siglas en inglés y por el Método Numérico basado en simulación por Montecarlo.

El método propuesto por la GUM a grosso modo consiste en establecer el modelo matemático que describe el mensurando, identificar las fuentes de incertidumbre y asignarles un valor en función de la probabilidad asociada. El valor de estas fuentes se expresa a un mismo nivel de confianza expresándolas a una incertidumbre estándar, para posteriormente ser combinadas, linealizando el modelo matemático (por medio de derivadas parciales) alrededor de los mejores estimados de cada una de las variables de entrada para finalmente obtener grados de libertad y factor de cobertura con los cuales se estima la incertidumbre expandida.

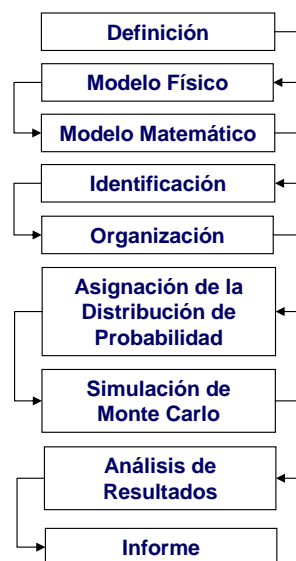
El método numérico por Montecarlo, se basa en la simulación de los posibles resultados de medición, generando aleatoriamente un conjunto de valores para las magnitudes de entrada, con base en la función de probabilidad que estas posean. El diagrama de pasos de cada una de las metodologías puede verse en la Figura 15.

Figura 15. Diagrama de pasos para estimación de incertidumbre.

**Guía para la Expresión de Incertidumbre**



**Simulación por Montecarlo**



Fuente: Introducción a la Estimación de Incertidumbre.

A nivel mundial, la práctica es estimar la incertidumbre empleando el método propuesto por la GUM, cuyos resultados son validados posteriormente estimando la incertidumbre por simulación por Montecarlo. Independiente de la metodología empleada, la incertidumbre de la medición es una herramienta útil para resolver disputas comerciales, dictaminar sobre cumplimiento de especificaciones, asegurar intercambiabilidad de piezas, comparar laboratorios y lograr optimización de recursos, siendo esta última el enfoque de desarrollo del presente trabajo. En el Anexo A se presenta paso a paso el método de estimación de incertidumbre por la GUM.

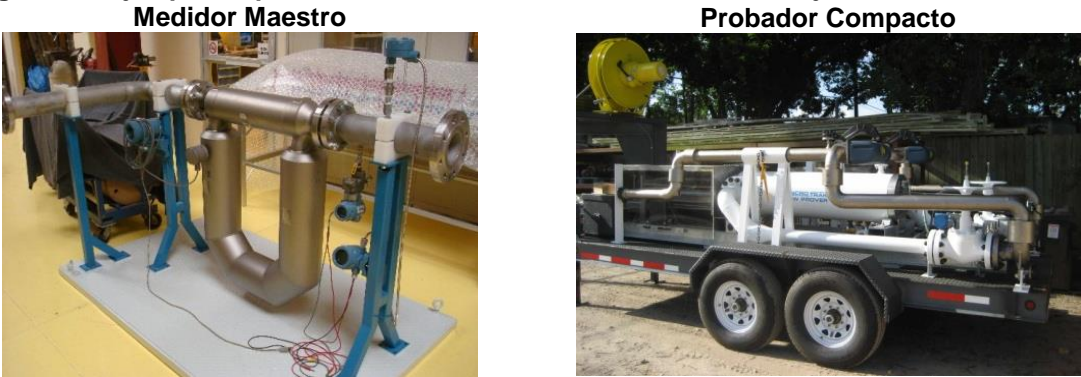
El medio más común para controlar la calidad de las mediciones es a través de calibraciones de los equipos de medición empleando patrones trazables lo que permite conocer si las características metrológicas significativas del equipo como error de la medición, se encuentran dentro de los límites establecidos. De acuerdo con el nivel de exactitud requerida y de los recursos disponibles, se selecciona el equipo de medición, se desarrollan los procedimientos, se generan los programas de aseguramiento metrológico, se brindan las competencias necesarias al personal encargado de las mismas y se selecciona la línea de trazabilidad entre los parámetros más importantes.

Pero ¿qué implica el término trazabilidad y por qué es tan importante mantenerla? La trazabilidad, según el VIM-2009 (Vocabulario Internacional de Metrología), la define como “propiedad de un **resultado de medida** por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de **calibraciones**, cada una de las cuales contribuye a la **incertidumbre de medida**”. De esta definición se observa que la trazabilidad es un atributo del resultado que entrega un instrumento o sistema de medición, es decir, no está ligada al instrumento sino a los resultados que este entrega, lo que en términos coloquiales podremos expresar como “Quién es trazable es el resultado de la medición y no el instrumento”.

Traslapando lo anterior a la medición dinámica de hidrocarburos observamos que para brindar mediciones confiables a la medición es necesario asegurar metrológicamente la medición de presión, temperatura, calidad y volumen. Para la mayoría de las tecnologías de medición de volumen los cambios en las condiciones de operación (presión, temperatura, viscosidad, caudal, densidad, entre otros) generan cambios en su exactitud, por lo que es necesario realizar calibraciones *in situ* a condiciones semejantes a las de operación para cada uno de los fluidos empleados en los despachos. La trazabilidad puede darse con diferentes patrones (ver Figura 16), cada uno con una incertidumbre determinada como se observa en la Tabla 3, donde se presentan incertidumbres de medición

típicas cuando se emplean diferentes patrones en la calibración de medidores de flujo de líquidos.

**Figura 16. Ejemplo de patrones de calibración de medidores de flujo.**



Fuente: El Autor

Fuente: [www.allesco.com](http://www.allesco.com)

**Patrón Volumétrico**



Fuente: El Autor

**Tabla 3. Incertidumbres de medición típicas en la calibración de medidores de líquidos**

<b>Magnitud Flujo Volumétrico</b>	<b>Alcance de medición</b>	<b>Características del instrumento bajo calibración</b>	<b>Contribución del laboratorio a la incertidumbre de medición</b>	<b>Mejor capacidad de medición expresada como una incertidumbre</b>
Calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como patrón de referencia una medida volumétrica	hasta 3300 L/min	0,1 L (resolución)	$\pm 0,02\%$ del factor del medidor o del factor K	$\pm 0,04\%$ del factor del medidor o del factor K
Calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como patrón de referencia un probador de desplazamiento positivo	desde 0,04 L/min hasta 40000 L/min (Depende del probador a emplear)	0,1 L (resolución)	$\pm 0,03\%$ del factor del medidor o del factor K	$\pm 0,06\%$ del factor del medidor o del factor K
Calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como patrón de referencia un medidor de flujo	Desde 0,04 L/min hasta 22000 L/min	0,1 L (resolución)	$\pm 0,06\%$ del factor del medidor o del factor K	$\pm 0,1\%$ del factor del medidor o del factor K

Fuente: Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico.

## **2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE SELECCIÓN DE TIPO DE MEDICIÓN**

La optimización de la producción, la perforación de pozos infill o la explotación de nuevas arenas son algunas de las variables que influyen en el incremento de la producción de un campo, la cual, como explicamos anteriormente, debe pasar a través de una serie de tratamientos con la finalidad de retirar los sedimentos, el agua, la sal y cualquier otro contaminante necesario para dejar el crudo de acuerdo con las especificaciones de calidad establecidas para finalmente ser cuantificados ya sea para efectos de fiscalización y/o transferencia de custodia. Es aquí donde nace la inquietud de establecer qué tipo de medición (estática o dinámica) es la adecuada para totalizar la producción del campo.

No existe una norma, reglamento o regulación gubernamental que exija el uso de uno u otro método, por lo que las empresas operadoras son autónomas de instalar el tipo de medición que consideren más exacta o económicamente rentable de acuerdo con la producción del campo. En la mayoría de los campos a nivel nacional, la medición estática es la más empleada debido fundamentalmente a los bajos costos asociados al mantenimiento y a la inversión en los programas de aseguramiento metrológico en comparación con los altos costos de inversión inicial, mayor mantenimiento y rigurosos programas de aseguramiento metrológico de la medición dinámica. Un ejemplo rápido comparando el aseguramiento metrológico de un tanque, el cual de acuerdo con el API MPMS 2.2A requiere una verificación cada 5 años con aforo cada 15 años, en tanto que un medidor dinámico que disponga de un probador dedicado, deberá verificarse diariamente y ser calibrado mensualmente, periodos que pueden variar de acuerdo de las condiciones contractuales pactadas.

Para nuestro caso en particular, Ecopetrol ha establecido unos criterios de selección basada en su experiencia y tomando como criterio adicional a los costos de adquisición, inversión en mantenimiento y aseguramiento metrológico. Según sus políticas internas, todos los campos cuya producción sea igual o superior a 5000 Barriles/día se implementará para efectos de transferencia de custodia medición dinámica con sistemas de prueba que permitan garantizar la linealidad, repetibilidad y exactitud. Para los campos cuya producción sea igual o inferior a 1000 Barriles/día, se empleará medición estática con tanques aforados de acuerdo con los lineamientos dados por el capítulo 2 del Manual de Medición de hidrocarburos de Ecopetrol. En los casos donde la producción del campo sea superior a 1000 barriles/día e inferior a 5000 Barriles/día, se deberá realizar un análisis Costo – Beneficio con su respectivo flujo de caja con VPN mayor cero para establecer el tipo de medición a implementar. Sea cual fuere el sistema de medición a implementar, este deberá estar alineados con las políticas del Manual de Medición y las recomendaciones dadas en el API MPMS.

### 3. IMPACTOS TECNICOS Y FINANCIEROS

El uso de medición dinámica para la totalización de crudo, implica una serie de parámetros y consideraciones que deben ser asimilados para lograr obtener los niveles de confiabilidad, exactitud e incertidumbre esperados y con mucho más énfasis si se designa para efectos de transferencia de custodia.

En la parte constitutiva del skid de medición dinámica se requiere de un sistema de filtración para evitar que material particulado genere excesivo desgastes en las partes constitutivas de medidores intrusivos como turbinas y medidores de desplazamiento positivo. Válvulas de doble bloqueo y purga que aseguren la hermeticidad de las líneas cuando estas se encuentren en posición cerrada. Transmisores de presión y temperatura asociados a un computador de flujo o Electronic Liquid Measurement (ELM) por sus siglas en inglés, el cual recibe las señales de los transmisores y del medidor para reportar el volumen despachado en el bache. Sistema de muestreo automático, el cual está constituido principalmente por una sonda de muestreo, recipiente de recolección de muestra, bomba de recirculación y un controlador donde se programa la frecuencia de muestreo. Facilidades para la conexión de un probador para efectos de aseguramiento metrológico, los cuales puede ser instalado permanentemente o ser viajero.

Como se puede observar, el número de instrumentación o dispositivos instalados, así como el nivel de automatización requerida es mayor y más compleja con respecto a la medición estática. Esto conlleva a que el personal a cargo del mantenimiento y aseguramiento metrológico del sistema de medición deba tener un mayor grado de competencias y conocimientos técnicos para la operación y el aseguramiento metrológico de los mismos, no solo por los procedimientos de calibración y operación de los equipos y patrones, sino también por la comprensión de los resultados consignados en las cartas de control. Así mismo, los operadores deben conocer a fondo la tecnología del medidor la cual puede ir desde un medidor mecánico (desplazamiento positivo) hasta medidores electrónicos como los ultrasónicos, los cuales poseen herramientas de autodiagnóstico que permiten evaluar en línea el desempeño del mismo. Es importante mencionar que el grado de complejidad de la operación de un sistema de medición también se incrementa dependiendo del tipo de patrón empleado para su calibración, ya que pueden ir de operaciones sencilla como un recipiente volumétrico a uno más complejo como un probador compacto. Cabe mencionar que no siempre el mantenimiento del medidor o la calibración del mismo pueden ser realizadas por personal de campo, por lo que es necesario contratar empresas especializadas externas. Dado lo anterior, es claro observar el grado de complejidad técnica que se tiene en comparación con la medición estática, la cual requiere de un tanque aforado, una cinta de medición y un termómetro como instrumentos, con personal con un alto

grado de competencias, pero menores en comparación a las requeridas para el personal responsable de la medición dinámica.

Pero, si la medición dinámica requiere de tantos aspectos y competencias, ¿cuáles son sus beneficios? Su principal ventaja radica en la incertidumbre en la medición ya que mientras con la medición estática se consiguen incertidumbres en promedio de 0,5%, con la medición dinámica, la incertidumbre asociada a la medición está alrededor de 0,15%. Interpretando la incertidumbre como la duda que se tiene con respecto a un valor cuantificado, un menor grado de incertidumbre implica una mayor confiabilidad en los resultados de la medición, lo cual es el objetivo principal durante un proceso de medición, especialmente si el producto tiene un alto valor comercial como lo es el crudo.

Imaginemos un campo que produce 1000 barriles/día de crudo valorado en 100 us/barril, cuya producción es enviada vía oleoducto del punto B al C y cuantificada en los tanques de almacenamiento (medición estática – incertidumbre del 0,5%), entonces:

$$1000Bl \times (\pm 0,5\%) = \pm 5Bl$$

$$\pm 5Bl \times 100 \frac{us}{Bl} = \pm 500us \times 30días = \pm 15.000 \frac{us}{mes} \times 12meses = \pm 180.000 \frac{us}{anuales}$$

Los resultados muestran una duda asociada a la medición de 5Bl/día, equivalentes a  $\pm 180.000$  USD/año por efectos de emplear medición estática, esto se interpreta como el desconocimiento de no tener certeza sobre si esos 180.000 dólares fueron ganancias o fueron pérdidas.

Realizando este mismo ejercicio asumiendo que el volumen despachado se cuantificó a través de un sistema de medición dinámico cuya incertidumbre de la medición es de  $\pm 0,15\%$ , los resultados obtenidos son:

$$1000Bl \times (\pm 0,15\%) = 1,5Bl$$

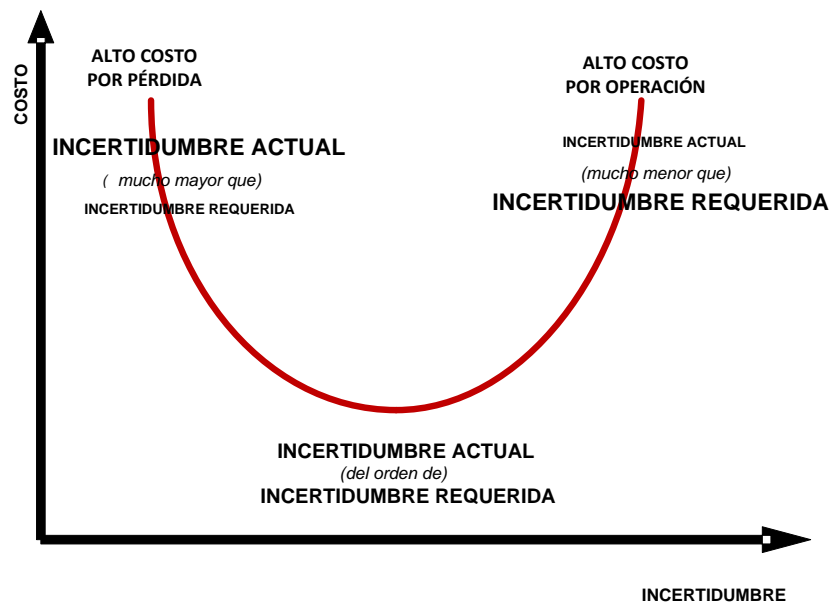
$$\pm 1,5Bl \times 100 \frac{us}{Bl} = \pm 150us \times 30días = \pm 4.500 \frac{us}{mes} \times 12meses = \pm 54.000 \frac{us}{anuales}$$

La duda de las ganancias o pérdidas pasó de 180.000 USD/año a tan solo 54.000 USD/año, es otras palabras, una diferencia para nuestro caso hipotético de  $\pm 126.000$  USD/año, la cual es una reducción considerable económicamente hablando. Por lo tanto, asegurar un nivel de calidad adecuado de las mediciones es un modo de reducir las pérdidas económicas derivadas de procesos de

medición cuyos resultados pueden llegar a influenciar en la toma adecuada de decisiones.

La inversión en el grado de exactitud requerida y el nivel de aseguramiento de las mediciones debe guardar relación con el gasto global en metrología y su valor óptimo será aquel que minimice el costo total. Su representación gráfica se puede ver en la Figura 17.

**Figura 17. Incertidumbre Vs. Costos**



Fuente: El Autor

Si trasladamos lo anterior al concepto de pago de regalías por explotación de hidrocarburos que para nuestro país está regulado según la Ley 756 del 2002, donde se establece un porcentaje de propiedad nacional sobre el valor de la producción diaria promedio mes, cuyos factores se muestran en la Tabla 4.

**Tabla 4. Factores para pago de regalías**

Volumen	Factor
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	$X\%$ , donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0,10)$
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	$Y\%$ , donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0,025)$
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

Fuente: El autor

Un cálculo rápido nos muestra que para una producción promedio de 1000 Bbl/día promedio mes, la duda asociada al pago de las regalías sería de menos de un (1) barril al mes, considerando que esta se liquida con medición estática. El impacto es menor en consideración con el ejemplo anterior, sin embargo, un análisis más riguroso debe realizarse en aquellos escenarios donde la producción sea tal que los porcentajes de pago de las regalías sean considerables de acuerdo con los factores dados en la Tabla 4, debido a que por lo general, la medición oficial avalada por la entidad gubernamental correspondiente es la realizada en los tanques de almacenamiento, es decir, medición estática, inclusive en aquellos campos que disponen de medición dinámica para efectos de transferencia de custodia (es decir, no siempre el punto de transferencia de custodia corresponde al punto de fiscalización). Quizás la diferencia de barriles no sea muy alta, sin embargo, no debemos perder de vista que el objetivo principal es reportar los volúmenes justos.

Otro escenario para tener en cuenta corresponde a los despachos de la producción desde el campo hacia las estaciones de recibo/transporte, donde cada punto dispone de medición de transferencia de custodia y tiene como requisito indispensable el aseguramiento metrológico de los puntos de medición de la cadena con el objetivo de mantener las diferencias de línea durante los procesos de entrega y recibo dentro de los parámetros de control. La pregunta es ¿quién asume las diferencias? Contractualmente se asigna el punto de medición oficial a aquel con mejor IGSM (índice de Gestión de Sistemas de Medición. Para hidrocarburos gaseosos aplican los lineamientos dados por el RUT – Reglamento Único de Transporte) y de menor incertidumbre en la medición. Bajo este concepto, si el campo de producción cuenta con medición estática y la estación de recibo dispone de medición dinámica, las diferencias de línea son asumidas por el campo de producción, por ejemplo: Si campo A bombea un volumen diario de producción E a la estación de recibo B la cual cuenta con medición oficial y esta totaliza una cantidad E-1, la cantidad oficial despachada desde A será la reportada por B, es decir E-1, lo que afecta económicamente al campo. Por otro lado, si el punto de transferencia de custodia es el mismo de fiscalización (punto A), las regalías serán liquidadas de acuerdo con el volumen de producción diaria promedio mes  $\bar{E}$ , impactando nuevamente las finanzas del campo.

Como vimos anteriormente, se pueden presentar varios panoramas (otros escenarios como balance en oleoductos, back allocation, entre otros también son afectados por la incertidumbre en la medición) donde las diferentes variables generan un menor o mayor impacto en el presupuesto global que impulsarían a usar sistemas de medición dinámica en los puntos de fiscalización y transferencia de custodia, sin embargo, los altos costos de adquisición, mantenimiento y aseguramiento metrológico, inhiben la implementación de los mismos. En el

capítulo 6 se muestra una estrategia que busca lograr el uso de sistemas dinámicos en campos de baja producción.

#### 4. PROPUESTA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE TIPO DE MEDICIÓN

Como vimos anteriormente, aquellos campos cuya producción diaria sea menor de 1000 Bbl/día no serán considerados para implementación de medición dinámica, por lo tanto, la totalización del crudo se realizará en los tanques de almacenamiento a través de medición estática, sin embargo, ¿es posible bajar este límite? Si la medición dinámica es teoría es más exacta que la medición estática ¿Por qué no colocamos medición dinámica en todos los campo? Sabemos que por costos no siempre es una opción viable, entonces ¿Qué podemos hacer? Claramente es necesario realizar un análisis costo – beneficio, mas sin embargo, para obtener resultados con un mayor grado de confiabilidad es necesario considerar una variable adicional conocida como *incertidumbre de la medición*.

La estimación de incertidumbre es una herramienta que adicional a determinar la duda que se tiene de una medición brinda información clave para identificar las magnitudes de mayor impacto en un proceso, lo que permite direccionar esfuerzos y recursos con la finalidad de disminuir su influencia en el presupuesto de medición e implementar mejoras en dichos procesos. Así mismo, es posible optimizar recursos a partir del planteamiento de diferentes escenarios metrológicos estableciendo márgenes permisibles de exactitud, como por ejemplo, minimizar costos en la ampliación de periodos de calibración y brindar aseguramiento metrológico con patrones de menor jerarquía sin perder calidad en las mediciones.

Con base en lo anterior se presentan los pasos a seguir para realizar un análisis conjunto de costo-beneficio e incertidumbre de la medición, en pro de determinar la adecuada selección de un sistema de medición de acuerdo con la producción del campo y la exactitud requerida para procesos de transferencia de custodia y/o fiscalización:

- a) Estimar la incertidumbre de la medición realizada en los tanques de almacenamiento.
- b) Estimar la incertidumbre de la medición dinámica considerando diferentes escenarios metrológicos (periodos de aseguramiento de las mediciones, método de calibración, patrones de calibración (recipiente volumétrico, probador, medidor maestro), entre otros).
- c) Calcular los beneficios económicos obtenidos por mejorar la exactitud y disminuir la incertidumbre de la medición al emplear una medición dinámica en lugar de medición estática.
- d) Realizar un análisis costo beneficio de acuerdo con la tasa interna de retorno (TIR) y precio del crudo establecido para proyectos a nivel corporativo, tomando como punto de partida el beneficio económico calculado en el punto anterior.

- e) Evaluar si el valor presente neto (VPN) del proyecto es mayor que cero y el tiempo de repago es igual o inferior a un año (este último puede variar de acuerdo con los intereses propios de cada proyecto).

Para realizar el cálculo del VPN se deben tener en cuenta los ingresos correspondientes los generados por la producción de hidrocarburos considerando la tasa de declinación del campo y los egresos equivalentes a los costos asociados a la inversión (adquisición de instrumentación, integración y adecuación de las facilidades) y de mantenimiento y aseguramiento metrológico.

El VPN se calcula como:

$$VPN(i) = \sum_j \frac{I_j}{(1+i)^j} - \sum_j \frac{E_j}{(1+i)^j}$$

Donde,

i = Tasa de descuento

j = Período en consideración

I = Total ingresos

E = Total egresos

La tasa interna de retorno (TIR) es una medida porcentual de la magnitud de los beneficios que le genera un proyecto a un inversionista y se calcula como:

$$\sum \frac{I_j}{(1+i)^j} - \sum \frac{E_j}{(1+i)^j} = 0$$

Con respecto a la estimación de incertidumbre, su estimación requiere de un análisis estadístico más profundo. En la actualidad el método ampliamente empleado es la GUM cuyo procedimiento se encuentra detallado en el anexo A. Los conceptos importantes para la estimación de incertidumbre de a medición estática y dinámica se presentan en el próximo capítulo.

## 5. INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN BASADO EN LA G.U.M.

A continuación se presentarán los modelos matemáticos para estimar la incertidumbre asociada al volumen estándar neto cuando se emplea medición estática y medición dinámica. Para un mejor entendimiento, se recomienda remitirse al apéndice A “Estimación de la Incertidumbre de la Medición”, donde se dan los pasos a seguir para estimar la incertidumbre de la medición basado en la GUM.

### 5.1 INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA MEDICIÓN ESTÁTICA

**5.1.1 Modelo matemático.** Identificado el mensurando (magnitud por medir) que para nuestro caso corresponde al volumen estándar neto (NSV), se define el modelo matemático a emplear para calcularlo, por lo tanto :

$$NSV = GSV \times CSW$$

$$GSV = GOV \times CTL$$

$$GOV = (TOV - FW) \times CTSh \pm FRA$$

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + a^2\Delta T^2$$

$$\Delta T = (TSh - Tb)$$

$$TSh = \frac{(7 \times Tl) + Ta}{8}$$

$$FRA = (\text{°API}_{REFERENCIA} - \text{°API}_{OBSERVADO}) \times \frac{\text{Barriles}}{\text{°API}}$$

$$CSW = 1 - \frac{BSW}{100}$$

La corrección de la densidad del producto por efectos de temperatura, se calcula a partir de:

$$CTL = \frac{RHO_{tp}}{RHO_b}$$

La densidad del fluido a condiciones de 15°C se determina como:

$$RHO_{15} = \frac{RHO_{tp}}{e^{(-\beta_{15} \cdot (T-15) \cdot (1+0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T-15)))}}$$

El coeficiente de expansión térmica del producto a 15°C se calcula a través de la siguiente expresión:

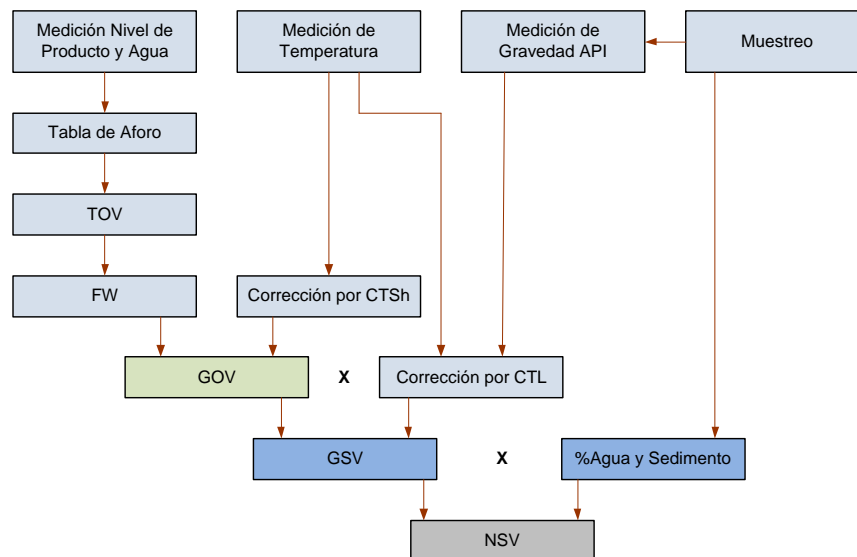
$$\beta_{15} = \frac{K_0}{RHO_{15}^2} + \frac{K_1}{RHO_{15}}$$

**Tabla 5. Constantes K0 y K1**

PRODUCTO	Intervalo de densidades a 15°C, kg/m <sup>3</sup>	K0	K1
Gasolina	653 – 770	346,42278	0,43884
Diesel	839 – 1075	186,9696	0,48618
Turbosina	788 – 839	594,5418	0,0
Combustóleo		186,9696	0,48618
Crudo	610 – 1075	613,97226	0,0

Fuente: Taller de metrología de flujo y volumen, CENAM

**Figura 18. Esquema de cálculo para liquidación de tanques**



Fuente: El autor

**5.1.2 Identificación y organización de las fuentes de incertidumbre.** Este es uno de los pasos más importantes en el proceso de estimación de incertidumbre, ya que es aquí donde se consideran todas las fuentes de incertidumbres que contribuyen con el presupuesto de incertidumbre para cada una de las magnitudes de entrada del modelo matemático tales como características técnicas de los instrumentos, calibración de equipos, materiales de referencia, modelo matemático, incertidumbres asociadas a las constantes, aspectos propios del mensurando como inestabilidad u homogeneidad entre otros. La organización de las fuentes se realizan en diagramas de árbol o espinas de pescado también llamados diagramas de Ishikawa.

En nuestro caso, la totalización del volumen de un tanque se ve afectado por diferentes magnitudes tales como la temperatura la cual influye sobre la capacidad del tanque y en la resolución de la cinta de medición por efectos de dilatación térmica, o por la variación en la altura de referencia debido a la deformación de las paredes del tanque por efectos de la presión del fluido almacenado en las paredes del mismo. A continuación se presentan las magnitudes de influencia sobre el mensurando. En la Figura 19 se muestra un diagrama de árbol de las fuentes de incertidumbre que influyen sobre la medición.

*Altura de producto:* La fuente de incertidumbre asociada a la medición de nivel resulta de la combinación del método de medición a la cual se asigna una función de probabilidad con distribución uniforme y del certificado de calibración de la cinta a la cual se le asigna una distribución normal.

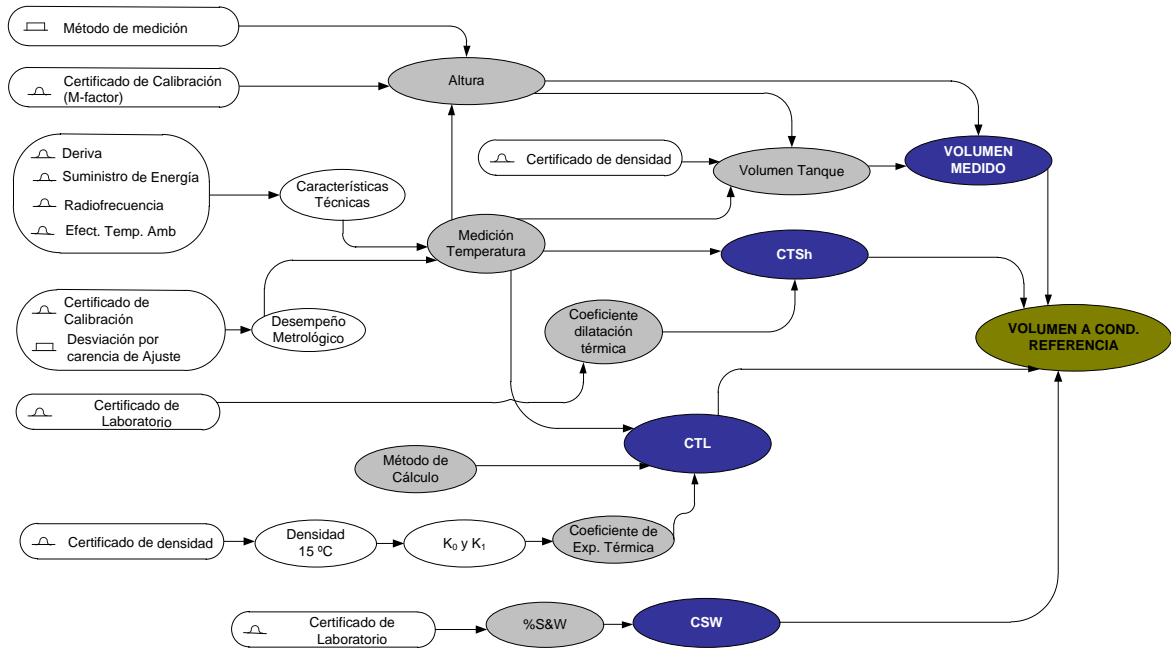
*Volumen total observado:* Se asume la incertidumbre reportada por los resultados de las tablas de aforo a la cual se le atribuye una función de probabilidad normal.

*Medición de temperatura:* Esta fuente de incertidumbre resulta de la combinación de incertidumbres asociadas a características técnicas de la instrumentación, así como la relacionada con el aseguramiento metrológico de los mismos. Se propone una distribución de probabilidad uniforme para la carencia de ajuste, una distribución normal debida a la calibración del sistema de medición de temperatura y las características técnicas del transmisor.

*Medición de densidad:* La densidad se determina en función de la temperatura del fluido en el medidor. Se asume la incertidumbre reportada por los resultados de laboratorio a la cual se le atribuye una función de probabilidad normal.

*Medición de porcentaje de agua y sedimento:* Se asume la incertidumbre reportada por los resultados de laboratorio a la cual se le atribuye una función de probabilidad normal.

**Figura 19. Fuentes de incertidumbre en medición estática**



Fuente: El autor

**5.1.3 Propagación de la incertidumbre.** Una vez estimada la incertidumbre estándar de cada fuente, el paso a seguir es combinar estas incertidumbres para obtener la incertidumbre combinada del mensurando. Para combinar las fuentes de incertidumbre es necesario conocer la sensibilidad de las variables de cada una de sus fuentes y el efecto de estas en el resultado final, para lo cual se calculan las derivadas parciales de cada magnitud con respecto al mensurando. Basado en lo anterior, la incertidumbre estándar combinada del Volumen Estándar Neto a partir de la siguiente expresión:

$$u_c(NSV) = \sqrt{\left[\frac{\partial NSV}{\partial (TOV)} \cdot u(TOV)\right]^2 + \left[\frac{\partial NSV}{\partial (FW)} \cdot u(FW)\right]^2 + \left[\frac{\partial NSV}{\partial (RHO)} \cdot u(RHO)\right]^2 + \left[\frac{\partial NSV}{\partial T} \cdot u(T)\right]^2 + \left[\frac{\partial NSV}{\partial BSW} \cdot u(BSW)\right]^2}$$

**5.1.4 Determinación de los grados de libertad.** Para obtener los grados de libertad efectivos del mensurando “ $v_{ef}$ ” se utiliza la fórmula de Welch-Satterthwaite, en términos de la relación entre la contribución de la fuente  $i$  y la incertidumbre combinada, por lo tanto:

$$v_{ef} = \frac{[u_c(NSV)]^4}{\frac{\left[\frac{\partial NSV}{\partial (TOV)} \cdot u(TOV)\right]^4}{v_{TOV}} + \frac{\left[\frac{\partial NSV}{\partial (FW)} \cdot u(FW)\right]^4}{v_{FW}} + \frac{\left[\frac{\partial NSV}{\partial (RHO)} \cdot u(RHO)\right]^4}{v_{RHO}} + \frac{\left[\frac{\partial NSV}{\partial T} \cdot u(T)\right]^4}{v_T} + \frac{\left[\frac{\partial NSV}{\partial BSW} \cdot u(BSW)\right]^4}{v_{BSW}}}$$

**5.1.5 Incertidumbre expandida.** La incertidumbre expandida se calcula como:

$$U(NSV) = u_c(NSV) \cdot t_p(v_{ef})$$

Donde  $t_p(v_{ef})$  es el factor derivado de la distribución t de Student a un nivel de confianza p y  $v_{ef}$  grados de libertad. El factor de cobertura k corresponde al valor  $t_p(v_{ef})$ .

**Otras consideraciones de incertidumbre en la medición de tanque:** Por lo general la liquidación de un tanque se realiza por el método de medición con cinta, sin embargo, existen situaciones en donde no es posible emplear este método (por ejemplo durante tormenta eléctrica) y se deben utilizar lo que se conoce como medición contingente, que no es más que un medio alternativo para determinar el volumen del tanque. Los métodos alternativos de medición pueden ser medición del nivel por radar, presión diferencial, flotador, columna de vidrio, entre otras, cada una con niveles de incertidumbre mayores al método de medición de nivel con cinta.

No debemos olvidar que las lecturas de las medidas y las tablas de calibración de los tanques son utilizadas para determinar el volumen total observado (TOV) del petróleo contenido en el tanque y que por lo tanto, la incertidumbre de medición del TOV está sujeta a la exactitud ofrecida por el tipo de medición utilizado.

Con respecto a la medición contingente se debe tener precaución con su selección, debido a los niveles de incertidumbres en la medición que puede tener asociado y si las magnitudes asociadas que afectan el presupuesto de incertidumbre, pueden ser fácilmente cuantificadas.

La medición estática se ve afectada por múltiples factores que no son fáciles de cuantificar, lo que incrementa los niveles de incertidumbre de la medición, entre ellos encontramos:

- Incrustaciones.
- Depósitos en el plato de medición.
- Movimiento del fondo del tanque.
- Cambio en la altura de referencia del tanque en el punto de medición.
- Plato de medición o cota cero.
- Expansión térmica de la pared del tanque y el tubo de medición.
- Oscilaciones en el fluido.
- Espumas.

## 5.2 INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LA MEDICIÓN DINÁMICA

**5.2.1 Modelo matemático.** El volumen neto a condiciones estándar (VSN) cuantificado por el sistema de medición dinámica, se determina a partir de los siguientes cálculos:

$$GSV = IV \times CTL \times CPL \times MF$$

$$NSV = GSV \times CSW$$

$$IV = \frac{N}{K_{factor}}$$

La corrección de la densidad del producto por efectos de temperatura, se calcula a partir de la siguiente expresión (para mayor información, remitirse al cálculo del CTL en medición estática).

$$CTL = \frac{RHO_{tp}}{RHO_b}$$

El factor de corrección de la densidad del líquido por efectos de la compresibilidad, se calcula como:

$$CPL = \frac{1}{1 - P_m \cdot F}$$

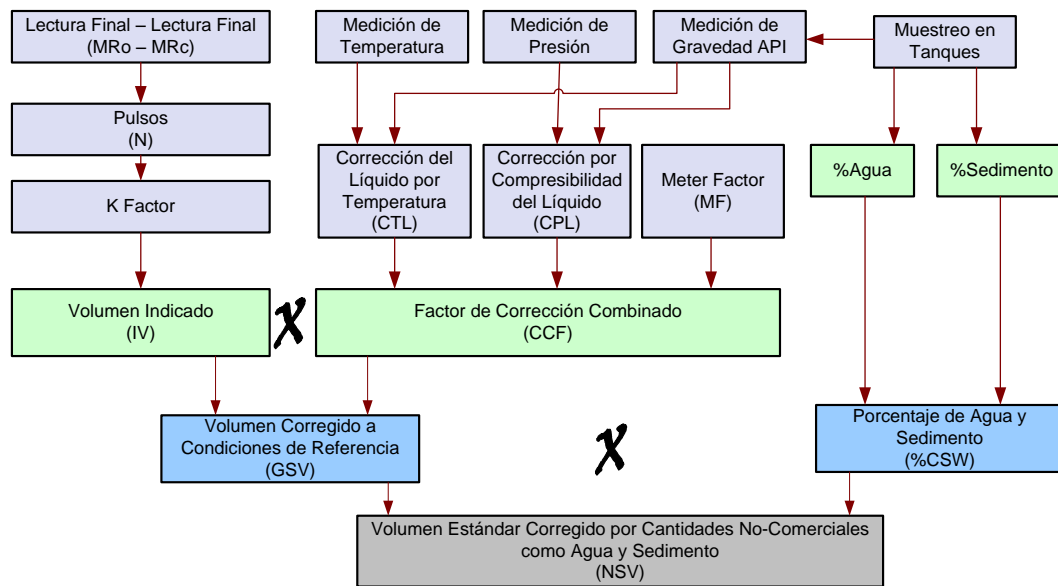
Donde el factor de compresibilidad del líquido se determina a partir de:

$$F = 0,0001 \times e^{(-1,6208 + 2,1592 \cdot 10^{-4} \cdot T + 0,87096 \cdot RHO_{15}^{-2} + 4,2092 \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot RHO_{15}^{-2})}$$

El factor de corrección por sedimento y agua se calcula a partir de:

$$CSW = 1 - \frac{BSW}{100}$$

**Figura 20. Esquema del cálculo de volumen con medición dinámica**



Fuente: El autor

**5.2.2 Identificación y organización de las fuentes de incertidumbre.** Definido el mensurando, se identifican las fuentes de incertidumbre asociadas a las magnitudes de influencia. Como los medidores empleados para la medición de crudo son calibrados a condiciones de operación (presión, temperatura, caudal, viscosidad, densidad, entre otros), las fuentes de influencia se ven reducidas principalmente sin ser excluyente a parámetros tales como algoritmos de cálculo, certificados de calibración y características técnicas de los instrumentos asociados. Las fuentes existentes debido a condiciones de operación están incluidas en el cálculo del meter factor del medidor. En la Figura 21 se muestra un diagrama de árbol de las fuentes de incertidumbre para medición dinámica, las cuales se resumen a continuación:

*Volumen registrado por el medidor:* Volumen obtenido por la diferencia entre la lectura final y la lectura inicial, la incertidumbre debida al conteo de pulsos se les asigna una función de probabilidad con distribución uniforme, y la debida al certificado de calibración se le asigna una distribución normal.

*Medición de temperatura:* Esta fuente de incertidumbre resulta de la combinación de incertidumbres asociadas a características técnicas de la instrumentación, así como la relacionada con el aseguramiento metrológico de los mismos. Se propone una distribución de probabilidad uniforme para la carencia de ajuste, una distribución normal debida a la calibración del sistema de medición de temperatura y las características técnicas del transmisor.

*Medición de presión:* Esta fuente de incertidumbre resulta de la combinación de incertidumbres asociadas a características técnicas de la instrumentación, así como la relacionada con el aseguramiento metrológico de los mismos. Se propone



**5.2.4 Determinación de los grados de libertad.** Para obtener los grados de libertad efectivos del mensurando “Veff” se utiliza la fórmula de Welch-Satterthwaite, en términos de la relación entre la contribución de la fuente i y la incertidumbre combinada, por lo tanto:

$$v_{ef} = \frac{[u_c(NSV)]^4}{\sum \frac{[c_N \cdot u(N)]^4}{v_N} + \frac{[c_{MF} \cdot u(MF)]^4}{v_{MF}} + \frac{[c_{RHO} \cdot u(RHO)]^4}{v_{RHO}} + \frac{[c_T \cdot u(T)]^4}{v_T} + \frac{[c_{P_m} \cdot u(P_m)]^4}{v_{P_m}} + \frac{[c_{BSW} \cdot u(BSW)]^4}{v_{BSW}}}$$

**5.2.5 Incertidumbre expandida.** La incertidumbre expandida se calcula como:

$$U(NSV) = u_c(NSV) \cdot t_p(v_{ef})$$

Donde  $t_p(v_{ef})$  es el factor derivado de la distribución t de Student a un nivel de confianza p y  $v_{ef}$  grados de libertad. El factor de cobertura k corresponde al valor  $t_p(v_{ef})$ .

## 6. MATRIZ

A partir de conocer la incertidumbre de la medición, se evalúa si la ganancia de exactitud obtenida al usar medición dinámica permite pagar tanto las inversiones como el mantenimiento y aseguramiento metrológico del sistema (egresos), es decir, lo que corresponde a los ingresos en el modelo financiero.

Para sistemas de medición dinámica bien asegurados, se logran obtener incertidumbres en la medición de volumen de aproximadamente 0,15%, en tanto que para la medición estática, se estiman incertidumbres de aproximadamente 0,5%. Esto da una diferencia de 0,35%, sin embargo, es posible encontrar diferencias mayores dependiendo de las condiciones de cada caso en particular, por ejemplo, cintas con dobleces, falta de aseguramiento metrológico de la instrumentación asociada, usos de métodos de medición no apropiados, personal no competente, entre otras (se atribuye una mayor contribución en la diferencia a la medición estática debido a que la dinámica se encuentra en fase de diseño).

Bajo el concepto anterior, se presenta una matriz de resultados de evaluación costo beneficio basados en dos panoramas, la primera asumiendo una diferencia de incertidumbres de 0,35% y la segunda de 0,8% con una producción constante de crudo durante el tiempo de evaluación del proyecto. Otros aspectos fueron:

- Uso de medición dinámica con un solo brazo con instrumentación asociada (Presión, Temperatura y computador de flujo).
- Caudal de operación máximo del medidor 250 gpm.
- Muestreo manual en tanques antes de despacho.
- Análisis de calidad en laboratorio de las instalaciones.
- Calibración mensual de medidor empleando como patrón un recipiente volumétrico aforado propiedad de la empresa.
- Calibración trimestral de transmisores de presión y temperatura.
- Crudo liviano ( $> 30^{\circ}\text{API}$ ) a condiciones de transporte (BSW  $< 0,5\%$  y sal  $< 20$  PTB)
- Presión de operación  $< 100$  psi.
- Temperatura de operación  $< 120^{\circ}\text{F}$ .
- Costo de inversión de 110.000 dólares.
- Pago de regalías del 8%.
- Impuesto de renta del 33%.
- Valor del crudo de 70 USD/barril.

**Tabla 6. Matriz de selección**

Tipo de Medición	PRODUCCIÓN, BI/día									
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
	<b>Recuperación de la inversión a 5 años</b>									
	<b>Diferencia de exactitud de 0,35%</b>									
Estática	X	X	X	X						
Dinámica					X	X	X	X	X	X
TIR	-	-	-	-	2,2%	2,8%	3,4%	3,9%	4,5%	5,0%
Tiempo de repago del proyecto					Mes 34	Mes 30	Mes 27	Mes 24	Mes 22	Mes 20
	<b>Diferencia de exactitud de 0,8%</b>									
Estática										
Dinámica	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
TIR	0,4%	2,0%	3,3%	4,5%	5,7%	6,9%	8,0%	9,1%	10,3%	11,5%
Tiempo de repago del proyecto	Mes 55	Mes 36	Mes 27	Mes 22	Mes 18	Mes 16	Mes 14	Mes 12	Mes 11	Mes 10

Fuente: EL autor

El cuadro muestra que para un nivel de inversión de aproximadamente 107.000 USD es posible financiar el proyecto a partir de los ingresos generados por disminuir la incertidumbre de la medición con tasas internas de retorno que se incrementan en la medida en que la diferencia entre la incertidumbre asociada a la medición estática y la medición dinámica son mayores.

Es importante recordar que la producción asumida se mantuvo constante durante el tiempo de inversión, parámetro que es variable dependiendo de los perfiles y de los proyectos de incremento de producción. En el próximo capítulo, se aplica esta metodología sobre datos reales de un campo de producción.

## 7. APLICACIÓN

A continuación se presenta una evaluación costo-beneficio basada en la estimación de incertidumbre con el objetivo de determinar la viabilidad de implementar medición dinámica en un campo de producción. Por cuestiones de seguridad de información, se cambió el nombre del campo.

El campo Margaritas tiene una producción actual de 500 barriles y se proyecta incrementar la producción a través de una campaña de perforación de pozos de 1000 barriles para el segundo año y de 2200 barriles para el tercer año, con lo cual se espera un plateau de dos años antes de que empiece a declinar. Actualmente la producción es liquidada en los tanques de almacenamiento y entregada a carrotanques, pero se plantea la implementación de medición dinámica debido a la cercanía para enviar la producción vía oleoducto. Debido a que la producción es inferior a 5000 barriles promedio mes, se pagarán 8% por efectos de regalías de acuerdo con la Ley 756 del 2002.

La liquidación se realiza en dos tanques de almacenamiento de techo fijo, con una capacidad de 5125 y 5110 barriles, una altura de referencia de 914 cm y 913 cm y una incertidumbre de aforo de 0,19% y 0,2% respectivamente. Los análisis de laboratorio se efectúan en el laboratorio de la estación por personal competente y analizadores asegurados metrológicamente. La medición de nivel a fondo se realiza con una cinta calibrada de 1,5 m de longitud y división de escala de 1 mm e incertidumbre de  $\pm 0,50$  mm. La temperatura del producto se mide con un termómetro electrónico portátil (PT7) con intervalo de operación entre  $-5$  °C y  $215$  °C, resolución de  $0,5$ °F e incertidumbre de  $0,35$ °F. Todas las incertidumbres reportadas en este ejercicio corresponden a un nivel de confianza de aproximadamente el 95% para un factor de cobertura con  $k=2$ .

### 7.1 ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN ESTÁTICA

Siguiendo la estrategia de selección, se estima la incertidumbre de la medición de cantidad de producto por medición estática para lo cual se tuvieron las siguientes consideraciones:

- El tanque es de techo fijo, por lo tanto, no se considera corrección por techo flotante,  $FRA=0$
- La temperatura del producto en el tanque, se considera con un gradiente de temperatura de  $1$ °F entre la cima y el fondo del tanque.
- El movimiento de la pared del tanque y del plato de medición por efectos del nivel se consideran despreciables.
- No existe inclinación en el tanque.

- El producto en el tanque se encuentra estabilizado y con suficiente tiempo de reposo.
- No se considera la dilatación térmica de la cinta de medición.

La incertidumbre de la medición se estimó siguiendo los lineamientos dados por la GUM y se tomaron como datos de entrada los siguientes datos de entrada:

- Nivel inicial: 893 cm equivalentes a 4995,859 Bbl
- Nivel final: 445 cm equivalentes a 2486,162 Bbl
- Nivel de agua: 3 cm equivalentes a 16,819 Bbl
- Temperatura del fluido: 90°F
- Temperatura ambiente: 90°F
- °API observada: 36

El modelo matemático empleado fue:

$$DESAPCHO = NSV_{INICIAL} - NSV_{FINAL}$$

$$NSV = (TOV - FW) \times CTSh \times CTL \times BSW$$

Los resultados mostraron que las magnitudes de mayor impacto en el presupuesto de incertidumbre fueron el nivel, la corrección de densidad del producto por temperatura y el aforo del tanque. La incertidumbre asociada a la medición fue estimada en 0,54% para un nivel de confianza de aproximadamente 95% y con un factor de cobertura con  $k=2$  para un despacho de 2510 barriles de crudo. En la Tabla 8 se muestran los resultados de la estimación de incertidumbre.

**Tabla 7. Resultados de la estimación de incertidumbre de medición inicial del volumen.**

No.	Magnitud de Entrada Xi Fuente de Incertidumbre	Abrev.	Valor Estimado xi		Incertidumbre Original		Tipo, Distribución	Incertidumbre estándar u(xi)		Coeficiente de Sensibilidad Ci		Contribución u <sup>2</sup> (y) Valor
			Valor	Unidad	Valor	Unidad		Valor	Unidad	Valor	ci* <sup>2</sup> u(xi)	
	Volumen Estándar neto	NSV	4879,6	Bbl								
<b>1.0</b>	<b>Corrección de densidad por temperatura</b>	<b>CTL</b>	<b>0,98459</b>	<b>adi.</b>				<b>0,00103</b>		<b>4955,99</b>	<b>5,0849</b>	<b>29,9%</b>
1.1	Modelo matemático				0,0004923	%	Tipo B Rectangular, k=2	0,00025	adi.	1	0,0002	
1.2	Densidad a condiciones de operación	RHOtp	824,0	kg/m <sup>3</sup>								
1.2.1	Reporte laboratorio				0,81	kg/m <sup>3</sup>	Tipo B Rectangular, k=2	0,41	kg/m <sup>3</sup>	0,0012	4,84E-04	
1.3	Densidad a condiciones base	RHOb	836,9	kg/m <sup>3</sup>								
1.3.1	Reporte laboratorio				1,48	kg/m <sup>3</sup>	Tipo B Rectangular, k=2	0,74	kg/m <sup>3</sup>	-0,0012	-8,71E-04	
<b>2.0</b>	<b>Corrección por temperatura pared tanque</b>	<b>CTSh</b>	<b>1,00037</b>	<b>adi.</b>				<b>0,00</b>		<b>4877,78</b>	<b>2,06E-02</b>	<b>0,00%</b>
<b>2.1</b>	<b>Coefficiente de dilatación térmica</b>	<b>α</b>	<b>6,2E-06</b>	<b>1/°F</b>							<b>0</b>	
<b>2.2</b>	<b>Temperatura base</b>	<b>Tb</b>	<b>60</b>	<b>°F</b>							<b>0</b>	
<b>2.3</b>	<b>Temperatura de la pared</b>	<b>TSh</b>	<b>90</b>	<b>°F</b>				<b>0,34</b>	<b>°F</b>	<b>1,24023E-05</b>	<b>4,23E-06</b>	
<b>2.3.1</b>	<b>Temperatura del líquido</b>	<b>Tl</b>	<b>90</b>	<b>°F</b>				<b>0,33</b>	<b>°F</b>	<b>0,88</b>	<b>0,29</b>	
2.3.1.1	Calibración				0,50	°F	Tipo B, Normal, K=2	0,25	°F			
2.3.1.2	Estabilidad en el tiempo				0,05	°F	Tipo B, Rectangular, k=2	0,02	°F			
2.3.1.3	Error por carencia de ajuste				-0,70	°F	Tipo B, Rectangular	-0,20	°F			
2.3.1.4	Estabilidad en la lectura				0,20	°F	Tipo B, Rectangular	0,06	°F			
<b>2.3.2</b>	<b>Temperatura ambiente</b>	<b>Ta</b>	<b>90</b>	<b>°F</b>				<b>1,48</b>	<b>°F</b>	<b>0,13</b>	<b>0,18</b>	
2.3.2.1	Calibración				0,50	°F	Tipo B, Normal, K=2	0,25	°F			
2.3.2.2	Estabilidad en el tiempo				0,05	°F	Tipo B, Rectangular, k=2	0,02	°F			
2.3.2.3	Error por carencia de ajuste				-0,70	°F	Tipo B, Rectangular	-0,20	°F			
2.3.2.4	Estabilidad en la lectura				5,00	°F	Tipo B, Rectangular	1,44	°F			
<b>3.0</b>	<b>Volumen</b>	<b>V</b>	<b>4979,0</b>	<b>Bbl</b>				<b>7,54</b>		<b>0,9800</b>	<b>7,39</b>	<b>63,18%</b>
3.1	Volumen total	TOV	4995,9	Bbl				7,52	Bl	1,0	7,52	
3.1.1	Tabla de aforo				0,30	%	Tipo B, Rectangular, k=2	7,49	Bl			
3.1.2	Lectura de nivel (variación 3 mm)				1,90	Bl	Tipo B, Rectangular	0,55	Bl			
3.1.3	Certificado de calibración de la cinta				0,30	Bl	Tipo B, Rectangular	0,09	Bl			
3.1.4	Error por carencia de ajuste				0,26	Bl	Tipo B, Rectangular	0,07	Bl			
3.1.5	Método de medición				0,52	Bl	Tipo B, Rectangular	0,15	Bl			
<b>3.2</b>	<b>Volumen Agua</b>	<b>FW</b>	<b>16,8</b>	<b>Bbl</b>				<b>0,58</b>	<b>Bl</b>	<b>1,0</b>	<b>0,58</b>	
3.2.1	Tabla de aforo				0,30	%	Tipo B, Rectangular, k=2	0,03	Bl			
3.2.2	Lectura de nivel (variación 3 mm)				1,90	Bl	Tipo B, Rectangular	0,55	Bl			
3.2.3	Certificado de calibración de la cinta				0,30	Bl	Tipo B, Rectangular	0,09	Bl			
3.2.4	Error por carencia de ajuste				0,26	Bl	Tipo B, Rectangular	0,07	Bl			
3.2.5	Método de medición				0,52	Bl	Tipo B, Rectangular	0,15	Bl			
<b>4.0</b>	<b>Porcentaje de agua</b>	<b>BSW</b>	<b>0,995</b>	<b>%</b>						<b>4904,12</b>	<b>2,44</b>	<b>6,89%</b>
4.1	Reporte del laboratorio		0,5		0,1	%	Tipo B, Normal	0,00	%	1	0,0004975	

Incertidumbre combinada	9,29	Bbl
Factor de cobertura	2	
Incertidumbre expandida	18,59	Bbl
Incertidumbre relativa	0,38%	

Fuente: El autor

## 7.2 ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN DINÁMICA

La estimación de la incertidumbre del sistema dinámico se realizó tomando como referencia las características técnicas de la instrumentación mostrada en la Tabla 8. Así mismo se consideró:

- Durante el proceso de medición, no existe cavitación o flushing.
- El fluido se mantiene homogéneo.
- El skid de medición cumple con los lineamientos dados por la norma de referencia.
- La instrumentación asociada se encuentra asegurada metrológicamente.
- El sistema cuenta con muestreo automático.
- El sistema de medición no es afectado por su instalación física, y los efectos de vibración e instalación originados por el arreglo de tuberías y sus accesorios no provocan vórtices severos o distorsiones en el perfil de velocidades.
- Se asume un factor de CPS = 1.
- El computador de flujo se encuentra bien configurado.
- No se cuenta con densímetro a frecuencia en línea. La gravedad API se determina en laboratorio.

El modelo matemático aplicado fue:

$$GSV = IV \times CTL \times CPL \times MF$$

$$GSV = \frac{N}{K_{factor}} \times \frac{RHO_{tp}}{RHO_b} \times \frac{1}{1 - P_m \cdot F} \times MF$$

**Tabla 8. Características técnicas de la instrumentación.**

Característica	Presión	Tempertura	Turbina
Linealidad	-	-	0,15%
Repetibilidad	-	-	0,02%
Alcance	0-800 psi	32°F a 200°F	95 a 950 L/min
Clase	0,075% span (k=3)	±0,1 °C ±0,02% span (k=3)	-
Estabilidad en el tiempo	±0,125 % del LS por 5 años	±0,10% la lectura por dos años	-

Fuente: El autor

Con base a los parámetros anteriormente mencionados, se realizó la estimación de incertidumbre de la medición del despacho de 2500 barriles de crudo, encontrando un valor de ±0,17% para un nivel de confianza de aproximadamente el 95% y un factor de cobertura k=2. Las magnitudes con mayor impacto en el

presupuesto de incertidumbre están asociadas a la medición del volumen y a la corrección por densidad del producto debido a la temperatura (CTL). En la Tabla 9 se muestran los resultados de la estimación de incertidumbre.

**Tabla 9. Resultados de la estimación de incertidumbre de medición de volumen con medidor.**

No.	Magnitud de Entrada Xi Fuente de Incertidumbre	Abrev.	Valor Estimado xi		Incertidumbre Original		Tipo, Distribución	Incertidumbre estándar u(xi)		Coeficiente de Valor	ci*u(xi)	Contribución u(y) Valor
			Valor	Unidad	Valor	Unidad		Valor	Unidad			
	<b>Volumen Estándar Neto</b>	NSV	389,8	m <sup>3</sup>								
1.0	<b>Volumen medido</b>	IV	397,5	m <sup>3</sup>				0,29	pulsos	9,81E-01	2,83E-01	75,18%
1.1	Pulsos	N	13116451	pulsos				0,29	pulsos			
1.1.1	Conteo				1	pulso	Tipo B, Rectangular	0,29	pulsos			
1.2	Kfactor	Kf	33000	pulsos/m <sup>3</sup>								
1.2.1	Configuración				0			0				
2.0	<b>Corrección de densidad por temperatura</b>	CTL	0,98494	adi.				0,00026		395,72	0,1039	10,12%
2.1	Modelo matemático				0,05	%	Tipo B Rectangular, k=2	0,00025	adi.	1	0,0002	
2.2	Densidad a condiciones base	RHOtp	836,6	kg/m <sup>3</sup>								
2.2.1	Reporte laboratorio				0,15	kg/m <sup>3</sup>	Tipo B Rectangular, k=2	0,08	kg/m <sup>3</sup>	0,0012	9,10E-05	
2.3	Densidad a condiciones de operación	RHOob	824,0	kg/m <sup>3</sup>	1,5	kg/m <sup>3</sup>	Tipo B Rectangular	0,43	kg/m <sup>3</sup>			
2.3.1	Temperatura	T	32,2	°C				0,09	°C			
2.3.1.1	Clase				0,13	°C	Tipo B Rectangular, k=3	0,04	°C			
2.3.1.2	Estabilidad en el tiempo				0,00	°C	Tipo B Rectangular, k=3	0,00	°C			
2.3.1.3	Condiciones de instalación				0,275	°C	Tipo B Rectangular,	0,08	°C			
3.0	<b>Corrección de densidad por presión</b>	CPL	1,00046					3,61E-06		389,58	0,0014	0,0%
3.1	Presión	Pm	551581	Pa				863	Pa	3,94E-09	3,40E-06	
3.1.1	Clase				2586	Pa	Tipo B Rectangular, k=3	862	Pa			
3.1.2	Estabilidad en el tiempo				144	Pa	Tipo B Rectangular, k=3	48	Pa			
3.2	Factor de compresibilidad	F	0,00084	1/MPa				4,76E-07		2,5880	0,0000	
3.2.1	Temperatura	T	32,2	°C				0,09	°C	5,2E-06	4,7E-07	
3.2.1	Densidad base	RHOob	0,84	kg/L				0,00	kg/m <sup>3</sup>	-0,0029	-5,7673E-08	
4.0	<b>Meter factor</b>	MF	1,00015					0,00020003	%	389,70	0,08	5,7%
4.1	Calibración				0,00040	%	Tipo B Nomal, k=2	0,00020003				
4.0	<b>Porcentaje de agua</b>	CSW	0,995	%				2,50E-04		391,72	0,10	9,00%
4.1	Reporte del laboratorio	BSW	0,5	%	0,1	%	Tipo B, Normal	2,50E-04	%	1	0,00025	

Incertidumbre combinada	0,3 m <sup>3</sup>
Factor de cobertura	2
Incertidumbre expandida	0,7 m <sup>3</sup>
Incertidumbre relativa	0,17%

Fuente: El autor

### 7.3 EVALUACIÓN COSTO BENEFICIO

Se evalúa la viabilidad de implementación de medición dinámica basado en la ganancia de exactitud (0,37%) por cambio de tipo de medición a partir de la implementación de un patín de un brazo de medición con medidor tipo turbina convencional de DN 2 pulgadas con su respectivo rectificador de flujo teniendo en cuenta que es crudo liviano. El diseño del patín contemple sistema de filtración con eliminador de aire, válvulas de doble bloqueo y purga ANSI 150, una válvula automática para el corte del bache, facilidades para la instalación de patrón de

calibración e instrumentación integrada al computador de flujo. Se prevé continuar con el muestreo manual y realizar los análisis de laboratorio de la estación de recolección.

Para el aseguramiento metrológico del patín, se planea adquirir dos patrones volumétricos con capacidad de 500 L y 1000 L calibrados por el Instituto Nacional de Metrología (INM). Los programas de aseguramiento metrológico serán ejecutados por personal contratista enmarcado en el contrato global de mantenimiento. A continuación se presentan los costos asociados de adquisición de los equipos, fabricación, mantenimiento y aseguramiento metrológico.

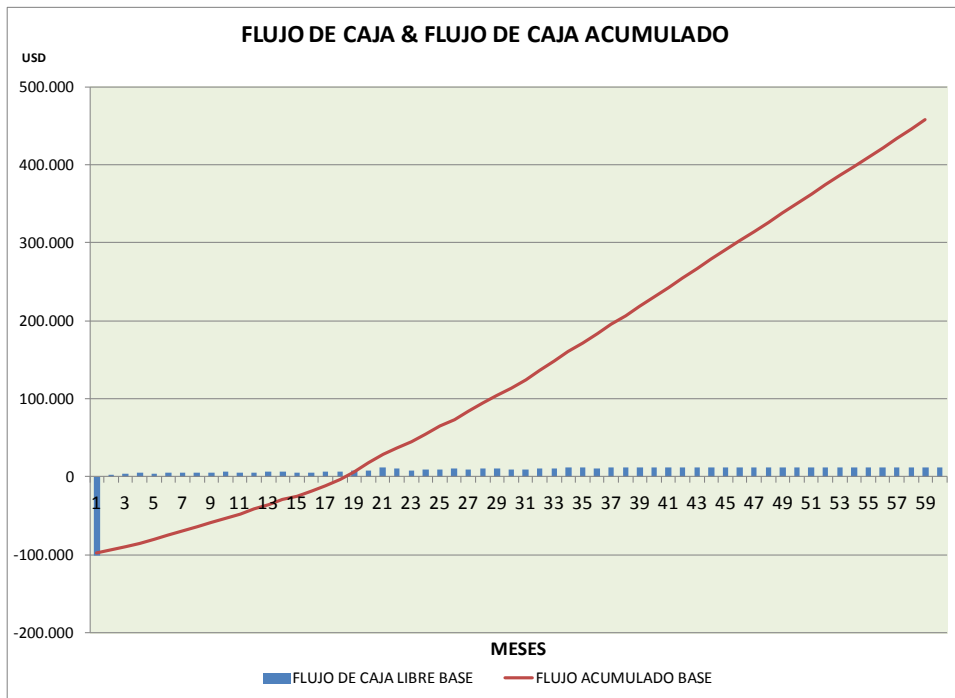
**Tabla 10. Costos de adquisición de equipos y aseguramiento metrológico en USD.**

EGRESOS			
Diseño e ingeniería			
Adquisición de equipos	Cantidad	Costo unitario	Costo Total
Medidor tipo turbina con tubos de medición y rectificador de flujo	1	17.500,0	17.500,0
Sistema de filtración	1	4.000,0	4.000,0
Transmisor de presión estática	1	1.750,0	1.750,0
Transmisor de temperatura, sensor y termopozo	1	1.750,0	1.750,0
RTD Pt100 20 in DN 1/4 mas indicador	1	500,0	500,0
Computador de flujo	1	15.000,0	15.000,0
Válvulas manuales de bloqueo	11	500,0	5.500,0
Válvula automática de apertura y cierra	1	12.500,0	12.500,0
Patrón volumétrico de 500 L con trazabilidad a la INM de Colombia	1	9.500,0	9.500,0
Patrón volumétrico de 1000 L con trazabilidad a la INM de Colombia	1	10.750,0	10.750,0
Obras de ingeniería, integración, cableado	1	25.000,0	25.000,0
			103.750
Facilidades			
Obra civil	1	600,0	600,0
		<b>Total</b>	<b>104.350</b>
Mantenimiento y aseguramiento metrológico	Periodo	tiempo	Costo unitario
Elaboración de carta de control y aprobación		2 días	500,0
Verificación del MF, limpieza del patrón y calibración de los transmisores y sincronización de computador de flujo in situ	mensuales	1 día	250,0
Calibración de RTD e indicador en laboratorio acreditado	anual		300,0

Fuente: El autor

Realizado el análisis costo beneficio tomando como referencia las proyecciones de producción con un pico de aproximadamente 2200 barriles, pagando regalías del 8%, un impuesto de resta del 33% y tomando el precio del crudo a 70 UDS/barril de acuerdo con los parámetros establecidos para la evaluación de proyectos, se encontró una TIR de 6,6% con un tiempo de repago a los 20 meses para períodos de recuperación de la inversión de 5 años (Ver Figura 22).

**Figura 22. FCL con periodo de recuperación de la inversión de 5 años.**



Fuente: Autor

## 8. CONCLUSIONES

Estimada la incertidumbre de la medición y realizado el análisis costo-beneficio para la implementación de sistemas de medición dinámica es campos de baja producción, se concluye:

- La estimación de incertidumbre de la medición requiere el pleno conocimiento de las magnitudes que afectan la medición, que van desde las características técnicas de la instrumentación asociada hasta parámetros como los efectos de las condiciones operativas, trazabilidad, competencia de los operadores y métodos de medición empleados, entre los más importantes.
- Se debe tratar de considerar la mayor cantidad de magnitudes que impacten el presupuesto de incertidumbre para alcanzar un mayor grado de confiabilidad en el resultado. Así mismo, reportar las consideraciones asumidas ya que su influencia es particular para cada caso.
- La incertidumbre de la medición estática en promedio, asumiendo buenas prácticas metrológicas y aseguramiento de las mediciones se estima alrededor de 0,5%, sin embargo, esto es una referencia y debe ser evaluada para cada caso en particular.
- Existen muchos factores que no son fácilmente controlables y/o cuantificables que afectan la medición estática, como por ejemplo las incrustaciones o el movimiento del fondo, incrementando la incertidumbre de la medición.
- La incertidumbre de la medición dinámica asumiendo buenas prácticas metrológicas y aseguramiento de las mediciones se estima alrededor de 0,15%, sin embargo, esto es una referencia y debe ser evaluada para cada caso en particular.
- En campos de baja producción (<1000 barriles/día) la ganancia de exactitud por cambiar de medición estática a medición dinámica puede llegar a financiar los costos de inversión y aseguramiento metrológico del patín de medición, sin embargo, la tasa interna de retorno no es muy alta y puede no llegar a alcanzar la TIR requerida, lo que implicaría no darle viabilidad al proyecto.
- Para el caso en particular evaluado para el campo Margaritas, la incertidumbre de la medición estática fue de 0,54%, cuyas magnitudes de mayor impacto en el presupuesto de incertidumbre correspondió a la medición de nivel, CTL y aforo del tanque.

- La incertidumbre asociada a la medición de volumen con los datos de diseño del patín de medición fue de 0,17%, donde las magnitudes de mayor impacto en el presupuesto de incertidumbre fueron la indicación del volumen y la corrección de la densidad del fluido por temperatura.
- La implementación de medición dinámica en el campo Margaritas se sustenta en una disminución en la incertidumbre de 0,37%. La TIR calculada bajo estos parámetros fue de 6,6% con un tiempo de repago de 20 meses para un período de recuperación de la inversión de 5 años.
- De acuerdo con los criterios de evaluación de proyectos establecidos para la empresa, los proyectos son viables si se logra una VPN > 0 con una TIR del 18% en un tiempo de recuperación de la inversión de 5 años. Bajo este concepto, el proyecto de implementación de medición dinámica en campo Margaritas no sería viable, sin embargo, es importante tener en cuenta que a pesar de no obtener la rentabilidad esperada, la inversión inicial se recupera en menos de dos años y los costos de inversión no son mayores en comparación con otros proyectos asociados a la industria. Así mismo, aspectos menos tangibles en el uso de medición dinámica, los cuales no fueron considerados en el análisis costo beneficio, tienen un gran impacto e influyen positivamente los resultados del mismo. Entre ellos tenemos:
  - ✓ Disminuir los riesgos del personal gracias a que no tendrán que subir a un tanque a realizar la liquidación a media noche y/o exponerse a la emanación de gases en los casos donde se instale muestreador automático,
  - ✓ la información de la transacción es rastreable debido a que todos los movimientos quedan registrados en el computador de flujo,
  - ✓ operación remota de estaciones dependiendo del grado de automatización,
  - ✓ mejorar la imagen corporativa debido a la disminución de las diferencias en línea,
  - ✓ disminuir tiempos de operación, por lo tanto, incrementar la productividad de los operadores,
  - ✓ ser puntos oficiales de medición eliminando las pérdidas caudas por asumir los desbalances de línea,
  - ✓ entre otras.

## 9. RECOMENDACIONES

En pro de la implementación de medición dinámica en campos de baja producción se recomienda:

- Los perfiles de producción y los costos iniciales de inversión, tienen un gran impacto en los resultados finales de la evaluación costo beneficio, por lo tanto, se recomienda realizar diseños *in house* que permitan disminuir los costos iniciales de inversión, ya que las unidades paquetizadas tienen un alto costo en el mercado.
- El aseguramiento metrológico de la instrumentación asociada, juega un papel muy importante en la estimación de la incertidumbre, por lo que se recomienda realizar adecuados programas de aseguramiento metrológico que permitan disminuir la incertidumbre asociada a la medición.
- Los servicios de calibración por externos implican mayores inversiones en el tiempo, por lo tanto, desarrollar y ejecutar los programas de aseguramiento metrológico por personal competente y disponer de los patrones requeridos, es una manera de disminuir costos asociados al aseguramiento de las mediciones.
- Emplear patrones volumétricos para la calibración de medidores de flujo, es una alternativa económica que brinda una adecuada trazabilidad y repetibilidad cuando se manejan crudos livianos, caso contrario con los crudos, pesados ya que estos se adhieren a las paredes del patrón disminuyendo el volumen reportado en la tabla de aforo. Para estos casos, se pueden emplear medidores máscicos tipo Coriolis operando en flujo máscico y verificando el medidor con master meter (en masa) o por el método gravimétrico estático.
- Incluir dentro del análisis financiero, los beneficios asociados al uso de la medición dinámica adicionales al asociado con mejor calidad de la medición (menor incertidumbre de la medición), con el objetivo de incrementar la Tasa Interna de Retorno resultado del análisis.

## BIBLIOGRAFÍA

ARIAS, Roberto, Trazabilidad e Incertidumbre en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos. 1er Seminario Latinoamericano de Medición de Flujo de Hidrocarburos. Mayo 2002.

API MPMS 3.1A. Tank Gauging. Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products. Third edition, august 2013

API MPMS 4.3. Proving System. Small Volume Provers. October 1993.

API MPMS 4.4. Proving System. Tank Provers. May 1998. Reaffirmed: November 2005

API MPMS 4.5. Proving System. Master Meter Provers. Third edition, november 2011

API MPMS 5.6. Metering. Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters. Reaffirmed March 2008.

API MPMS 8.1. Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products. Fourth edition, october 2013.

API MPMS 8.2. Sampling. Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products. Second edition, October 1995, reaffirmed, march 2010

BRAVO, Óscar y SÁNCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Cuarta edición., B&S, Bogotá. 2012.

BUITRAGO, Fabio y FUENTES, José. Aseguramiento Metrológico. Ventajas para la Aplicación de la Industria. Quinta Jornada Técnica Internacional de Medición de Fluidos. Septiembre 2008.

CENAM-EMA. Guía Técnica sobre Trazabilidad e Incertidumbre en la Calibración de Medidores de Flujo de Líquidos Empleando como Referencia un Patrón Volumétrico. Abril 2008.

FALCON, G., HEWITT, G. y ALIMONTI, C. Multiphase Flow Metering – Principles and Applications. Elsevier. 2009.

GARCÍA, Luis y REYES, Andrés. Introducción a la Estimación de Incertidumbre. Quinta Jornada Técnica Internacional de Medición de Fluidos. Septiembre 2008.

NTC-ISO 10012. Sistema de Gestión de la Medición – Requisitos para los Procesos de Medición y los Equipos de Medición. 2003.

ISO GUM. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM) — Supplement 1: Numerical Methods for the Propagation of Distributions. 2004.

JCGM. Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos Fundamentales, Generales y Términos Asociados. Marzo 2009. Pag. 32 y 36.

JCGM 100. Evaluation of Measurement Data – Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement. Septiembre 2008.

SCHMID, Wolfgang y LAZOS, Rubén. Guía para La Estimación de Incertidumbre de la Medición. Abril 2004.

## ANEXO A. ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN<sup>5</sup>.

Toda medición tiene un error correspondiente a la diferencia entre el valor medido y el valor real, provocando una incertidumbre, que de acuerdo al VIM, es un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al mensurando. La figura 1 muestra un procedimiento para la estimación de la incertidumbre de la medición:

### A.1 ASPECTOS CRÍTICOS EN LA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN

**A.1.1. El Mensurando.** El propósito de una medición es determinar el valor de una magnitud, llamada mensurando. El mensurando es el atributo sujeto a medición de un fenómeno, cuerpo o sustancia que puede ser distinguido cualitativamente y determinado cuantitativamente.

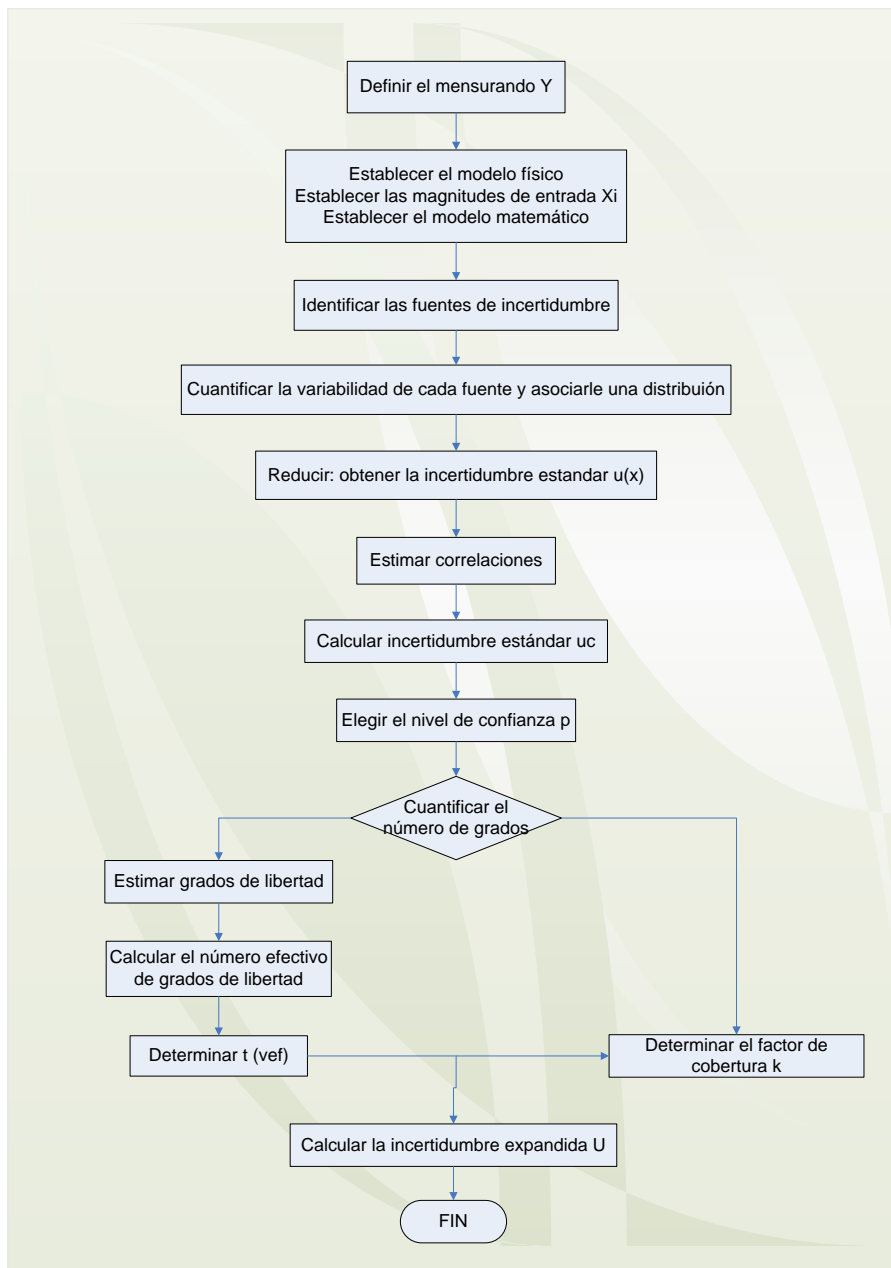
El resultado de una medición incluye la mejor estimación del valor del mensurando y una estimación de la incertidumbre sobre ese valor. La incertidumbre se compone de contribuciones de diversas fuentes, algunas de ellas descritas por las magnitudes de entrada respectivas. Algunas contribuciones son inevitables por la definición del propio mensurando, mientras otras pueden depender del principio de medición, del método y del procedimiento seleccionados para la medición.

También pueden influir en el resultado de la medición, y por lo tanto en la incertidumbre, algunos atributos no cuantificables en cuyo caso es siempre recomendable reducir en lo posible sus efectos, preferentemente haciendo uso de criterios de aceptación en las actividades tendientes a reducir tales efectos.

**Figura 23. Procedimiento para estimación de incertidumbre.**

---

<sup>5</sup> Tomado de la Guía para estimar la Incertidumbre de la medición, CENAM, 2000



Fuente: El autor

**A.1.2. Modelo físico.** Un modelo físico de la medición consiste en el conjunto de suposiciones sobre el propio mensurando y las variables físicas o químicas relevantes para la medición. Estas suposiciones usualmente incluyen:

- relaciones fenomenológicas entre variables;
- Consideraciones sobre el fenómeno como conservación de cantidades, comportamiento temporal, comportamiento espacial, simetrías;
- Consideraciones sobre propiedades de la sustancia como homogeneidad e isotropía.

- Una medición física, por simple que sea, tiene asociado un modelo que sólo aproxima el proceso real.

**A.1.3. Modelo matemático.** El modelo físico se representa por un modelo descrito con lenguaje matemático. El modelo matemático supone aproximaciones originadas por la representación imperfecta o limitada de las relaciones entre las variables involucradas.

Considerando a la medición como un proceso, se identifican magnitudes de entrada denotadas por el conjunto:

$$\{X_i\}$$

Expresión en la cual el índice  $i$  toma valores entre 1 y el número de magnitudes de entrada  $N$ . La relación entre las magnitudes de entrada y el mensurando  $Y$  como la magnitud de salida se representa como una función

$$Y = f(X_i) = f(X_1, X_2, \dots, X_N)$$

Representada por una tabla de valores correspondientes, una gráfica o una ecuación

$Y$  - puede considerarse como un escalar, o puede aplicarse el mismo formalismo para elementos matemáticos más complejos como vectores o matrices.

$x_i$  - mejor estimado de las magnitudes de entrada  $X_i$ .

Los valores de las magnitudes de entrada pueden ser resultados de mediciones recientes realizadas por el usuario o tomados de fuentes como certificados, literatura, manuales, etc.

El mejor estimado del valor del mensurando es el resultado de calcular el valor de la función  $f$  evaluada en el mejor estimado de cada magnitud de entrada,

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_N)$$

**A.1.4. Identificación de las fuentes de incertidumbre.** Determinados el mensurando, el principio, el método y el procedimiento de medición, se identifican las posibles fuentes de incertidumbre. Estas provienen de los diversos factores involucrados en la medición, por ejemplo, los resultados de la calibración del instrumento, la incertidumbre del patrón o del material de referencia, la repetibilidad de las lecturas, la reproducibilidad de las mediciones por cambio de observadores, instrumentos u otros elementos, las características del propio instrumento, como resolución, histéresis, deriva, las variaciones de las condiciones ambientales, la definición del propio mensurando, el modelo particular de la medición, las variaciones en las magnitudes de influencia, entre otras

No es recomendable desechar alguna de las fuentes de incertidumbre por la suposición de que es poco significativa sin una cuantificación previa de su contribución, comparada con las demás, apoyadas en mediciones. Es preferible la inclusión de un exceso de fuentes que ignorar algunas entre las cuales pudiera descartarse alguna importante. No obstante, siempre estarán presentes efectos que la experiencia, conocimientos y actitud crítica del metrologo permitirán calificar como irrelevantes después de las debidas consideraciones.

**A.1.5. Cuantificación.** Se utilizan dos métodos, el método de evaluación tipo A basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones y el método de evaluación tipo B, el cual comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre. Por este método, el metrologo supone una distribución con base en experiencia o información externa.

En la práctica, esta clasificación no tiene consecuencia alguna en las etapas para obtener una estimación de la incertidumbre combinada. En la evaluación tipo A, la incertidumbre de una magnitud de entrada  $X_i$  obtenida a partir de observaciones repetidas bajo condiciones de repetibilidad, se estima con base en la dispersión de los resultados individuales.

Si  $X_i$  se determina por  $n$  mediciones independientes, resultando en valores  $q_1, q_2, \dots, q_n$ , el mejor estimado  $x_i$  para el valor de  $X_i$  es la media de los resultados individuales:

$$x_i = \bar{q} = \frac{1}{n} * \sum_{j=1}^n q_j \quad \text{Ecuación 1}$$

La dispersión de los resultados de la medición  $q_1, q_2, \dots, q_n$  para la magnitud de entrada  $X_i$  se expresa por su desviación estándar experimental:

$$s(q) = \sqrt{\frac{1}{n-1} * \sum_{j=1}^n (q_j - \bar{q})^2} \quad \text{Ecuación 2}$$

La incertidumbre estándar  $u(x_i)$  de  $X_i$  se obtiene finalmente mediante el cálculo de la desviación estándar experimental de la media:

$$u(x_i) = s(\bar{q}) = \frac{s(q)}{\sqrt{n}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Así que resulta para la incertidumbre estándar de  $X_i$ :

Para una medición que se realiza por un método bien controlado o en condiciones controladas, es razonable suponer que la distribución (dispersión) de los  $q_j$  no cambia, o sea se mantiene prácticamente igual para mediciones

$$u(x_i) = \frac{1}{\sqrt{n}} * \sqrt{\frac{1}{n-1} * \sum_{j=1}^n (q_j - \bar{q})^2} \quad \text{Ecuación 4}$$

realizadas en diferentes días, por distintos metrologos, etc. (esto es, la medición está bajo control estadístico). En este caso esta componente de la incertidumbre puede ser más confiablemente estimada con la desviación estándar  $s_p$  obtenida de un solo experimento anterior, que con la desviación estándar experimental  $s(q)$  obtenida por un número  $n$  de mediciones, casi siempre pequeño, según la ecuación 2. La incertidumbre estándar de la media se estima en este caso por:

$$u(x_i) = \frac{s_p}{\sqrt{n}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Cabe mencionar que  $n$  es el número de mediciones repetidas para evaluar  $x_i = \bar{q}$ , según la ecuación 1, mientras  $s_p$  se determinó por un número distinto (y grande) de mediciones.

No se puede dar una recomendación general para el número ideal de las repeticiones  $n$ , ya que éste depende de las condiciones y exigencias (meta para la incertidumbre) de cada medición específica. Hay que considerar que:

- Aumentar el número de repeticiones resulta en una reducción de la incertidumbre tipo A, la cual es proporcional a  $\frac{1}{\sqrt{n}}$
- Un número grande de repeticiones aumenta el tiempo de medición, que puede ser contraproducente, si las condiciones ambientales u otras magnitudes de entrada no se mantienen constantes en este tiempo.
- En pocos casos se recomienda o se requiere  $n$  mayor de 10 (ver Sección A.1.8.1 y A.1.8.2). Por ejemplo cuando se caracterizan instrumentos o patrones, o se hacen mediciones o calibraciones de alta exactitud.
- Para determinar el impacto que tiene  $n$  en la incertidumbre expandida hay que estimar su influencia en el número de grados efectivos de libertad (ver Sección A.1.8.1).
- Otras fuentes de incertidumbre que se evalúan con este método son la reproducibilidad y las obtenidas al hacer una regresión lineal.

Las fuentes de incertidumbre tipo B son cuantificadas usando información externa u obtenida por experiencia. Estas fuentes de información pueden ser certificados de calibración, manuales del instrumento de medición, especificaciones del instrumento, normas o literatura, valores de mediciones anteriores, conocimiento sobre las características o el comportamiento del sistema de medición.

A.1.5.1 Distribuciones de probabilidad: La cuantificación de una fuente de incertidumbre incluye la asignación de un valor y la determinación de la distribución a la cual se refiere este valor. Las distribuciones que aparecen más frecuentemente son:

- **Distribución normal:** Los resultados de una medición repetida afectada por una o más magnitudes de influencia que varían aleatoriamente, generalmente siguen en buena aproximación una distribución normal. También la incertidumbre indicada en certificados de calibración se refiere generalmente a una distribución normal.
- **Distribución rectangular:** En una distribución rectangular cada valor en un intervalo dado tiene la misma probabilidad, o sea la función de densidad de probabilidad es constante en este intervalo. Ejemplos típicos son la resolución de un instrumento digital o la información técnica sobre tolerancias de un instrumento. En general, cuando exclusivamente hay conocimiento de los límites superior e inferior del intervalo de variabilidad de la magnitud de entrada, lo más conservador es suponer una distribución rectangular.
- **Distribución triangular:** Si además del conocimiento del límite superior e inferior hay evidencia de que la probabilidad es más alta para valores en el centro del intervalo y se reduce hacia los límites, puede ser más adecuado basar la estimación de la incertidumbre en una distribución triangular.
- **Otras distribuciones:** Pueden encontrarse también distribuciones como la U, en la cual los extremos del intervalo presentan los valores con probabilidad máxima, típicamente cuando hay comportamientos oscilatorios subyacentes. También se encuentran distribuciones triangulares con el valor máximo en un extremo como en las asociadas a “errores de coseno”.

**A.1.6. Reducción.** Antes de comparar y combinar contribuciones de la incertidumbre que tienen distribuciones diferentes, es necesario representar los valores de las incertidumbres originales como incertidumbres estándar. Para ello se determina la desviación estándar de la distribución asignada a cada fuente.

- **Distribución normal:** La desviación estándar experimental de la media calculada a partir de los resultados de una medición repetida según la ecuación 4 ya representa la incertidumbre estándar. Cuando se dispone de valores de una incertidumbre expandida  $U$ , como los presentados por ejemplo en certificados de calibración, se divide  $U$  entre el factor de cobertura  $k$ , obtenido ya sea directamente o a partir de un nivel de confianza dado:

$$u(x_i) = \frac{U}{k} \quad \text{Ecuación 6}$$

- **Distribución rectangular:** Si la magnitud de entrada  $X_i$  tiene una distribución rectangular con el límite superior  $a_+$  y el límite inferior  $a_-$ , el mejor estimado para el valor de  $X_i$  está dado por:

$$x_i = \frac{a_+ + a_-}{2} \quad \text{Ecuación 7}$$

y la incertidumbre estándar se calcula por:

$$u(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{\sqrt{12}} \quad \text{Ecuación 8}$$

o por:

$$u(x_i) = \frac{a/2}{\sqrt{3}} \quad \text{Ecuación 9}$$

donde  $a/2$  es el semiancho del intervalo  $a$  con

$$a = a_+ - a_- \quad \text{Ecuación 10}$$

Una aplicación típica es la resolución de un instrumento digital. También la incertidumbre relacionada con el número finito de cifras significativas de datos tomados de la literatura puede ser tratada con esta distribución (siempre y cuando no haya indicios que la incertidumbre en realidad es mayor que la incertidumbre relacionada con la última cifra significativa). Si se aplica a la resolución o a datos tomados de la literatura,  $a$  corresponde al último dígito significativo o a la última cifra significativa respectivamente.

- **Distribución triangular:** Como en una distribución rectangular, para una magnitud de entrada  $X_i$  que tiene una distribución triangular con los límites  $a_+$  y  $a_-$ , el mejor estimado para el valor de  $X_i$  está dado por:

$$x_i = \frac{a_+ - a_-}{2} \quad \text{Ecuación 11}$$

La incertidumbre estándar se calcula en este caso por:

$$u(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{\sqrt{24}} = \frac{a/2}{\sqrt{6}} \quad \text{Ecuación 12}$$

con  $a$  definido por la ecuación 10

**A.1.7. Combinación.** El resultado de la combinación de las contribuciones de todas las fuentes es la incertidumbre estándar combinada  $u_c(y)$ , la cual contiene toda la información esencial sobre la incertidumbre del mensurando  $Y$ . La contribución  $u_i(y)$  de cada fuente a la incertidumbre combinada depende de la incertidumbre estándar  $u(x_i)$  de la propia fuente y del impacto de la fuente sobre el mensurando. Es posible encontrar que una pequeña variación de alguna de las magnitudes de influencia tenga un impacto importante en el mensurando, y viceversa. Se determina  $u_i(y)$  por el producto de  $u(x_i)$  y su coeficiente de sensibilidad  $c_j$  (o factor de sensibilidad):

Ecuación 13

$$u_i(y) = c_i * u(x_i)$$

A.1.7.1 Coeficiente de sensibilidad: El coeficiente de sensibilidad describe, qué tan sensible es el mensurando con respecto a variaciones de la magnitud de entrada correspondiente. Para su determinación existen dos métodos:

- a) Determinación a partir de una relación funcional: Si el modelo matemático para el mensurando  $Y = f(X_1, X_2, \dots, X_N)$  describe la influencia de la magnitud de entrada  $X_i$  suficientemente bien mediante una relación funcional, el coeficiente de sensibilidad  $c_i$  se calcula por la derivada parcial de  $f$  con respecto a  $X_i$ :

$$c_i = \frac{\partial f(X_1, \dots, X_N)}{\partial X_i} \quad \text{Ecuación 14}$$

- b) Otros métodos de determinación: Si la influencia de la magnitud de entrada  $X_i$  en el mensurando  $Y$  no está representada por una relación funcional, se

$$c_i = \frac{\Delta Y}{\Delta X_i} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$u(x_i) = \sqrt{\sum_{j=1}^{M_i} [u_j(x_i)]^2} \quad \text{Ecuación 18}$$

- c) determina el coeficiente de sensibilidad  $c_i$  por una estimación del impacto de una variación de  $X_i$  en  $Y$  según:

Esto es, manteniendo constantes las demás magnitudes de entrada, se determina el cambio de  $Y$  producido por un cambio en  $X_i$  por una medición o a partir de la información disponible (como una gráfica o una tabla).

A.1.7.2 Propagación de la incertidumbre para magnitudes de entrada no correlacionadas. En el caso de magnitudes de entrada no correlacionadas, la incertidumbre combinada  $u_c(y)$  se calcula por la suma geométrica de las contribuciones particulares:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N u_i^2(y) \quad \text{Ecuación 16}$$

Considerando (13) y (14) resulta finalmente:

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N [c_i * u(x_i)]^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^N \left[ \frac{\partial f}{\partial X_i} * u(x_i) \right]^2} \quad \text{Ecuación 17}$$

La regla presentada en ecuación 17 es llamada *ley de propagación de incertidumbre*. Note que la última expresión en esta ecuación se aplica cuando se dispone de la relación funcional entre  $Y$  y  $\{X_i\}$ .

*Magnitudes de entrada relacionadas con más de una fuente de incertidumbre:* En la mayoría de los casos una magnitud de entrada  $X_i$  es afectada por varias fuentes de incertidumbre, que pueden ser por ejemplo la resolución del instrumento, la dispersión de datos obtenidas por mediciones repetidas y la incertidumbre de la calibración del instrumento. En este caso hay dos maneras (equivalentes) de calcular la incertidumbre combinada.

Como primera alternativa, se calcula la incertidumbre total (combinada) relacionada con cada magnitud de entrada  $X_i$  por la suma geométrica de las incertidumbres individuales:

$$u(x_i) = \sqrt{\sum_{j=1}^{M_i} [u_j(x_i)]^2} \quad \text{Ecuación 18}$$

donde  $u_j(x_i)$  es la incertidumbre estándar de la fuente de incertidumbre número  $j$  de las  $M_i$  fuentes relacionadas con la magnitud de entrada  $X_i$ . Después se introducen los valores de  $u(x_i)$  la ecuación (C.17).

Si uno está interesado en ver el efecto particular que tiene cada una de las fuentes en la incertidumbre combinada  $u_c(y)$ , cada fuente puede entrar individualmente en la ecuación 17, sustituyendo el número de magnitudes de entrada  $N$  en la suma por el número total de fuentes de incertidumbre. Cabe mencionar que el coeficiente de sensibilidad  $c_i$  es igual para todas las fuentes de incertidumbre relacionadas con la misma magnitud de entrada  $X_i$ .

Cuando el coeficiente de sensibilidad  $c_i$  es cero o cuando la función no admite una representación lineal adecuada (únicamente con la primera derivada) en el intervalo  $\pm u(x_i)$  es conveniente y aun indispensable considerar términos de segundo orden (que dependen de las segundas derivadas) .

**A.1.8. Incertidumbre expandida.** La forma de expresar la incertidumbre como parte de los resultados de la medición depende de la conveniencia del usuario. A veces se comunica simplemente como la incertidumbre estándar combinada, otras

ocasiones como un cierto número de veces tal incertidumbre, algunos casos requieren se exprese en términos de un nivel de confianza dado, etc.

*Factor de cobertura y nivel de confianza:* La incertidumbre estándar  $u_c$  representa un intervalo centrado en el mejor estimado del mensurando que contiene el valor verdadero con una probabilidad  $p$  de 68% aproximadamente, bajo la suposición de que los posibles valores del mensurando siguen una distribución normal.

Generalmente se desea una probabilidad mayor, lo que se obtiene expandiendo el intervalo de incertidumbre por un factor  $k$ , llamado factor de cobertura. El resultado se llama incertidumbre expandida  $U$

$$U = k * u_c$$

Ecuación 19

La incertidumbre expandida  $U$  indica entonces un intervalo que representa una fracción  $p$  de los valores que puede probablemente tomar el mensurando. El valor de  $p$  es llamado el nivel de confianza y puede ser elegido a conveniencia.

*Distribución t de Student:* Frecuentemente, los valores del mensurando siguen una distribución normal. Sin embargo, el mejor estimado del mensurando, la media (obtenida por muestreos de  $n$  mediciones repetidas) dividida entre su desviación estándar, sigue una distribución llamada t de Student, la cual refleja las limitaciones de la información disponible debidas al número finito de mediciones.

Esta distribución coincide con la distribución normal en el límite cuando  $n$  tiende a infinito, pero difiere considerablemente de ella cuando  $n$  es pequeño. La distribución t de Student es caracterizada por un parámetro  $n$  llamado número de grados de libertad.

Considerando lo anterior, es necesario ampliar el intervalo correspondiente al nivel de confianza  $p$ , por lo que la ecuación C.19 se transforma a

$$U = t_p(v) * u_c$$

Ecuación 20

El factor  $t_p(v)$  indica los límites del intervalo correspondiente a un nivel de confianza  $p$  de la distribución y su valor siempre es mayor o igual que el factor  $k$  (tomado de la distribución normal). Sus valores se encuentran en tablas.

Cuando se combinan varias fuentes de incertidumbre con sus respectivas distribuciones para obtener la incertidumbre combinada  $u_c$  del mensurando, el Teorema del Límite Central permite aproximar la distribución resultante por una distribución normal. La aproximación será mejor mientras más grande sea el número de fuentes y sus contribuciones sean similares, independientemente de la forma particular de sus distribuciones.

Nuevamente, la disponibilidad limitada de información hace necesario el uso de la distribución t de Student para determinar la incertidumbre expandida de manera

rigurosa (con la suposición de que los valores del mensurando obedecen una distribución normal). El número efectivo de grados de libertad  $v_{ef}$  para esta situación se discute en la siguiente sección.

Cuando sólo es relevante la contribución de una fuente cuya distribución no sea normal, lo más conveniente es estimar la incertidumbre expandida directamente de los parámetros de la distribución.

*Grados de libertad:* De cierta manera el número  $v$  de grados de libertad asociado a una distribución de una magnitud ( $X_i$  o  $Y$ ) puede considerarse una medida de incertidumbre de la incertidumbre de esa magnitud. Entre mayor sea  $v$  la estimación de la incertidumbre será más confiable.

El número efectivo de grados de libertad  $v_{ef}$  del mensurando considera el número de grados de libertad  $v_i$  de cada fuente de incertidumbre.

En las incertidumbres tipo A,  $v_i$  depende directamente del número de datos considerados y disminuye conforme el número de parámetros estimados a partir de los mismos datos. La repetibilidad de una medición, estimada por la desviación estándar experimental de  $n$  lecturas tiene  $n-1$  grados de libertad. Una regresión lineal de  $M$  puntos mediante una ecuación de  $m$  parámetros tiene  $M-m$  grados de libertad.

La determinación del número de grados de libertad de una incertidumbre tipo B implica el criterio del metrólogo soportado por su experiencia, aun cuando sea subjetiva, para determinar la incertidumbre relativa de la propia incertidumbre, y calcular el número de grados de libertad para esa fuente específica  $i$  con la ecuación ):

$$v_i \approx \frac{1}{2} * \left[ \frac{\Delta u(x_i)}{u(x_i)} \right]^{-2} = \frac{1}{2} * \left[ \frac{u(x_i)}{\Delta u(x_i)} \right]^2 \quad \text{Ecuación 21}$$

La cantidad  $\Delta u(x_i)$  es una estimación de la incertidumbre de la incertidumbre  $u(x_i)$  de la fuente  $i$  cuantificada por el metrólogo. Es recomendable aproximar el resultado del cálculo con la ecuación anterior al entero cercano más bajo.

Siguiendo, el número efectivo de grados de libertad se calcula según la ecuación de Welch-Satterthwaite, aun cuando existan observaciones sobre su validez merecedoras de atención, la cual puede escribirse en términos de la relación entre la contribución de la fuente  $i$  y la incertidumbre combinada como:

$$\frac{1}{v_{ef}} = \sum_{i=1}^N \frac{\left( \frac{u_i(y)}{u_c(y)} \right)^4}{v_i} \quad \text{Ecuación 22}$$

Si el valor de  $v_{nef}$  resultante no es entero, generalmente se considera  $nef$  como el entero menor más próximo.

Un análisis de la ecuación anterior muestra el dominio de las fuentes con pocos grados de libertad en el cálculo de  $v_{ef}$ , sobre todo de aquellas cuyas contribuciones son grandes a la incertidumbre combinada. De hecho una fuente cuya contribución es alta y con pocos grados de libertad, es determinante del valor de  $v_{ef}$ .

*Incertidumbre expandida* Resumiendo, de manera rigurosa la incertidumbre expandida se calcula de acuerdo a la ecuación 20 como:

$$U = u_c * t_p(v_{ef}) \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde  $t_p(v_{ef})$  es el factor derivado de la distribución t de Student a un nivel de confianza p y  $n_{ef}$  grados de libertad. Comparando la ecuación B.19 con la ecuación B.20 es evidente que el factor de cobertura  $k$  de la ecuación B.19 corresponde al valor de  $t_p(v_{ef})$ .

*Expresión de la incertidumbre:* La incertidumbre puede expresarse de forma absoluta o de forma relativa. En la absoluta, el valor numérico va acompañado por la unidad de medida de la magnitud correspondiente. Ejemplo: Al medir un la intensidad de corriente eléctrica se obtuvieron los siguientes valores:

$$I = 10A \quad \mu = 0.05A$$

La expresión de la incertidumbre de forma relativa ayuda a formar una idea de que tan importante es el error cometido o la duda que se tiene con respecto a ese valor. Ejemplo:

$$\mu_{rel} = \frac{0.05A}{10A} = 0.005$$

El valor relativo también puede expresarse en porcentajes:

$$\mu_{rel\%} = 0.5\%$$

El valor de la incertidumbre no debe ser expresado con un número excesivo de cifras. De acuerdo a los lineamientos de la GEIE se deben tener en cuenta los siguientes lineamientos para expresar los resultados finales de una medición o una calibración:

- La incertidumbre debe expresarse con dos cifras significativas, y los demás parámetros con tantas cifras, como para que solo las dos últimas estén afectadas por la incertidumbre.
- Cuando la incertidumbre presenta un mayor número de cifras se debe aproximar por regla general, al número superior.