



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

**“ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE MEDIDORES MÁSICOS  
TIPO CORIOLIS EN UNIDADES LACT EN EL RODA Y EL  
SOTE, SEGÚN LA NORMA API MPMS 5.6, REGLAMENTO DE  
OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS Y ACUERDO  
MINISTERIAL 014.”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Autor: GONZALO RAFAEL CEVALLOS PÁRRAGA**

**DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN LÓPEZ**

**Quito – Ecuador**

**2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015  
Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo **GONZALO RAFAEL CEVALLOS PÁRRAGA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Gonzalo Rafael Cevallos Párraga

171799207-5

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis del desempeño de medidores másicos tipo coriolis en unidades LACT en el RODA y el SOTE, según la norma API MPMS 5.6, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y Acuerdo Ministerial 014**”, que, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por el Sr. Gonzalo Rafael Cevallos Párraga, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

Ing. Raúl Baldeón López  
DIRECTOR DEL TRABAJO

## DEDICATORIA

*A Dios por haber estado a mi lado en cada momento brindándome nuevos días de vida llenos de salud y sabiduría para obtener este objetivo*

*A mis padres Gonzalo y Narcisa, quienes a lo largo de mi vida han estado presentes en mis más grandes logros y que siempre velaron por mi bienestar y mi salud, pero mucho más allá estuvieron presentes cuando con sus palabras de aliento no me dejaron decaer.*

*A mis hermanos Luis, Carlos y Cintya quienes siempre han sido al igual que mis padres el motor de vida para seguir adelante.*

*Una dedicatoria muy especial a mis tíos Ángel y Rosario los cuales al igual que mis padres y hermanos depositaron su confianza en mí y me apoyaron incondicionalmente en todo el transcurso de mi vida, sin su apoyo este sueño no se estaría materializando ahora.*

*A mis sobrinos Michelle Guadalupe, Jose Emilio y el más pequeño de la familia Matías Javier, para quienes espero ser un apoyo y un ejemplo a seguir.*

*Rafael Cevallos Párraga*

## AGRADECIMIENTO

*A mi Director de Tesis, Ing. Raúl Baldeón López, quien día a día con sus conocimientos, experiencia, paciencia y sobre todo motivación, me llevo a culminar con éxito esta última etapa de mis estudios, gracias por hacer de mí un profesional íntegro y responsable.*

*A mis compañeros pero sobre todo amigos de la Universidad, en especial a Fabio Bastidas con quien compartí grandes y dificultosos momentos, pero que la verdadera amistad nos permitió superar a lo largo de este camino, gracias a todos quienes de una u otra manera ayudaron para que se esté cumpliendo esta meta.*

*A Ericka Muñoz, la mujer quien día a día con sus palabras y su cariño me motivó para culminar con este proyecto, gracias por estar ahí y recordarme cada que podía que cumpliera este objetivo.*

*A la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL por abrirme sus puertas, brindarme la oportunidad de estudiar y hacer de mí un profesional altamente calificado e íntegro, para poder desarrollarme en todo ámbito que conlleve la Industria Hidrocarburífera no solo a nivel nacional sino internacional.*

*A todos mis profesores quienes día a día aportaron con su valioso conocimiento, para que mi formación profesional sea la mejor y con una alta capacidad crítica y de reflexión ante los obstáculos que se puedan presentar.*

*Rafael Cevallos Párraga*

## RESUMEN

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tiene como una de sus principales responsabilidades llevar a cabo el control y fiscalización de la calidad y cantidad de Petróleo Crudo que se extrae en el Oriente Ecuatoriano, mediante los Centros de Fiscalización y Entrega (CFE), donde se cuantificará el petróleo proveniente de los campos, mediante los elementos primarios de medición (desplazamiento positivo actualmente utilizados), esta aplicación requiere de una alta exactitud motivo por el cual los avances tecnológicos en cuestión de medición buscan mejor la exactitud en la medida de sus equipos.

A continuación se realiza una breve descripción capítulo por capítulo de los contenidos que tiene este estudio; el Capítulo I describe los antecedentes que motivaron a llevar a cabo este estudio técnico, el propósito del mismo y las incógnitas que se desean aclarar.

El Capítulo II hace una descripción de la situación actual de los Centros de Fiscalización y Entrega como también de la normativa nacional mediante la cual se encuentra amparado estas prácticas.

El Capítulo III describe técnicamente los fundamentos, principios, ventajas y desventajas de los medidores Coriolis y se realiza una breve comparación de con las tecnologías utilizadas actualmente y avaladas por ARCH en base a la normativa nacional y las referencias internacionales.

En el Capítulo IV se detalla el análisis de los resultados obtenidos mediante la comparación de las tecnologías usadas actualmente y de la tecnología Coriolis, tanto en el aspecto técnico como económico.

En el Capítulo V se establecen las conclusiones y recomendaciones en base al estudio realizado, a fin proponer la utilización de esta tecnología para aplicaciones de transferencia de custodia y prácticas que permitan mejorar los procesos para la aprobación y operación de los puntos de fiscalización.

## **ABSTRACT**

The Agency for Regulation and Control Hydrocarbon has as one of its main responsibilities to carry out the control and supervision of the quality and quantity of Crude Oil extracted in the Eastern Ecuadorian Region, by the Inspection and Delivery Centers (CFE), where the oil from the fields will be quantified through the Measurement primary-elements (positive displacement used at the present moment), as this application needs of a high accuracy, technological advances in measurement issue better seek accuracy in the measurement of their equipment.

Coming up next, a brief description (chapter by chapter) is made about the content that this research has; Chapter I describes the background that led to perform this technical study, its purpose and the unknowns that wish to clarify.

Chapter II gives a description of the current situation of the Centers for Control and Delivery as well as the national regulation by which these practices have been covered.

Chapter III describes in a technical way the foundations, principles, advantages and disadvantages of the Coriolis meters and a brief comparison of the current technologies used and endorsed by ARCH based on national legislation and international references.

In Chapter IV the analysis of the results obtained are detailed by comparing current used technologies and the Coriolis technology, both in a technically and economic aspects.

In Chapter V, recommendations and conclusions of this study are established, to propose the utilization of this technology for custody transfer applications and other practices that let us improve processes for the approval and operation of the control points.



# ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN.....	i
CERTIFICACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xviii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN.....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	5
1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	6
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
CAPÍTULO II.....	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 PRECISIÓN DE LA MEDICIÓN Y REVISIÓN DE LAS DEFINICIONES ESTADÍSTICAS.....	8
2.1.1 PRECISIÓN.....	8

2.1.2	REPETIBILIDAD .....	8
2.1.3	ERROR .....	9
2.1.4	INCERTIDUMBRE .....	9
2.1.5	FACTORES QUE AFECTAN LA INCERTIDUMBRE .....	10
2.2	MEDICIÓN.....	11
2.3	TIPOS DE MEDICIÓN .....	12
2.3.1	MEDICIÓN ESTÁTICA .....	13
2.3.1.1	Aforo de Tanques .....	13
2.3.2	MEDICIÓN DINÁMICA .....	14
2.3.3	TRANSFERENCIA DE CUSTODIA .....	14
2.4	UNIDAD ACT .....	18
2.5	UNIDADES LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER) .....	19
2.5.1	EQUIPOS DE LA UNIDAD LACT .....	21
2.5.1.1	Bomba de Transferencia.....	22
2.5.1.2	Lazo de Calidad.....	22
2.5.1.3	Detector de BS&W .....	22
2.5.1.4	Válvula de 3 Vías (Rechazo).....	23
2.5.1.5	Válvula de Seguridad.....	23
2.5.1.6	Filtro .....	24
2.5.1.7	Desaerador .....	24
2.5.1.8	Sampler (Sistema de Muestreo Automático) .....	25
2.5.1.9	Transmisores de Presión y Temperatura .....	26
2.5.1.10	Válvula Check .....	26
2.6	PROBADOR .....	27
2.6.1	CALIBRACIÓN DEL PROBADOR .....	29

2.6.2	MÉTODOS PARA PRUEBA DE LÍQUIDOS .....	30
2.6.2.1	Probadores Volumétricos o Tanques Calibrados .....	30
2.6.3	PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO MECÁNICO.....	31
2.6.3.1	Probador Unidireccional de Esfera.....	32
2.6.3.2	Probador Bidireccional de Esfera.....	32
2.6.3.3	Probadores de Volumen Pequeño o “Small Volume Prover” 34	
2.6.3.4	Master Meter Prover (Probador “Medidor Maestro”) .....	34
2.7	ELEMENTO PRIMARIO DE MEDICIÓN .....	34
2.7.1	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MEDIDORES .....	35
2.7.1.1	Rango de Viscosidad.....	36
2.7.1.2	Contenido de Sedimentos y Agua (S&W) .....	36
2.7.1.3	Flujo.....	37
2.7.1.4	Rango de Flujo .....	37
2.7.1.5	Número de Reynolds .....	37
2.8	MEDIDORES DE FLUJO .....	39
2.9	MEDIDORES VOLUMÉTRICOS.....	41
2.9.1	MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS .....	41
2.9.1.1	Medidores de Desplazamiento Positivo .....	41
2.9.1.2	Ventajas y Desventajas de los Medidores de Desplazamiento Positivo .....	43
2.9.2	MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS .....	44
CAPÍTULO III.....		45
3	MEDIDORES MÁSCOS TIPO CORIOLIS .....	45
3.1	FUERZA CORIOLIS .....	45
3.2	¿QUÉ ES UN MEDIDOR CORIOLIS? .....	45

3.3	TEORÍA DE OPERACIÓN .....	46
3.4	COMPONENTES DE UN MEDIDOR CORIOLIS .....	47
3.5	SENSORES CORIOLIS: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO - CAUDAL .....	48
3.6	IMPORTANCIA DE MEDIR MASA.....	51
3.7	DIAGRAMA TÍPICO DE UNIDAD LACT CON MEDIDOR CORIOLIS 52	
3.8	GEOMETRÍAS DEL SENSOR CORIOLIS .....	54
3.8.1	DOBLE TUBO CURVADO, PARA MAXIMIZAR EL RENDIMIENTO .....	54
3.8.2	DOBLE TUBO LIGERAMENTE CURVADO .....	55
3.8.3	TUBO RECTO.....	56
3.9	ANÁLISIS NORMA API MPMS 5.6 .....	56
3.9.1	CONSIDERACIONES PARA EL SENSOR DE FLUJO .....	58
3.9.1.1	Configuración del Tubo Sensor.....	58
3.9.1.2	Consideraciones del Transmisor Coriolis .....	62
3.10	CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA.....	63
3.11	MÉTODOS DE PRUEBA.....	67
3.12	INDICACIONES PARA CORRECCIÓN DE UN MEDIDOR CORIOLIS.....	69
3.13	CALIBRACIÓN DE FÁBRICA .....	70
3.14	APENDICE “E” DE LA NORMA API MPMS 5.6 – CÁLCULOS....	72
3.14.1	CÁLCULO DEL METER FACTOR .....	72
3.14.2	MASA DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR MÁSIKO .....	73

3.14.3	MASA DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR VOLUMÉTRICO .....	73
3.14.4	VOLUMEN DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR VOLUMÉTRICO .....	73
3.14.5	VOLUMEN DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR MÁSIKO .....	74
3.14.6	CAMBIOS DEL METER FACTOR EN EL TRANSMISOR CORIOLIS .....	74
3.14.7	VARIACIÓN DEL K-FACTOR PARA CORREGIR LA INDICACIÓN DEL MEDIDOR .....	75
3.14.8	CONVERSIÓN DE LA DENSIDAD ENTRE LAS CONDICIONES DEL PROBADOR Y DEL MEDIDOR .....	75
3.15	CÁLCULO DE CANTIDADES .....	75
3.16	EJEMPLO DE CÁLCULO .....	76
3.17	TRUNCAMIENTO Y REDONDEO DEL METER FACTOR .....	79
3.18	SELECCIÓN DE MEDIDORES .....	79
3.18.1	MEDIDORES TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO (DP) ....	81
3.18.1.1	Características del Medidor de Desplazamiento Positivo ..	82
3.18.2	MEDIDOR TIPO TURBINA .....	82
3.18.2.1	Características Básicas del Medidor Tipo Turbina.....	84
3.18.3	MEDIDOR TIPO CORIOLIS .....	85
3.18.3.1	Características Básicas de una Medidor Tipo Coriolis.....	86
3.19	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	88
3.20	LA MEJOR ELECCIÓN .....	94
3.20.1	Balance de masa - La importancia de la correcta medición.	94
3.20.2	PD Meter vs Coriolis .....	95

CAPÍTULO IV .....	99
4.1 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS .....	99
4.1.1 INCERTIDUMBRE: .....	100
4.1.2 LINEALIDAD: .....	100
4.1.3 REPETIBILIDAD: .....	101
4.1.4 RANGEABILIDAD: .....	101
4.1.5 MANTENIMIENTO: .....	101
4.1.6 ENDEREZADORES DE FLUJO: .....	103
4.1.7 FACILIDAD DE CALIBRACIÓN:.....	103
4.2 REQUERIMIENTOS DE INSTALACIÓN.....	105
4.3 CAPACIDADES ÚNICAS DE DIAGNÓSTICO DE LOS MEDIDORES CORIOLIS.....	105
CAPÍTULO V .....	107
5.1 CONCLUSIONES .....	107
5.2 RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS .....	115

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Precisión.....	8
Figura 2 Repetibilidad.....	8
Figura 3 Precisión vs Repetibilidad.....	9
Figura 4 Medición a Vacío .....	13
Figura 5 Medición a Fondo .....	14
Figura 6 P&ID NSV.....	18
Figura 7 Unidad LACT Estación Paraíso .....	21
Figura 8 Lazo de Calidad Unidad LACT Estación Paraíso .....	22
Figura 9 Detector de BS&W Unidad LACT Estación Paraíso.....	23
Figura 10 Válvula de 3 vías (rechazo) Unidad LACT Estación Paraíso.....	23
Figura 11 Válvula de seguridad Unidad LACT Estación Paraíso .....	24
Figura 12 Filtro Unidad LACT Estación Paraíso.....	24
Figura 13 Desaerador Unidad LACT Estación Paraíso .....	25
Figura 14 Sampler (Toma Muestra) Unidad LACT Estación Paraíso .....	26
Fuente: ENAP SIPEC, 2014 .....	26
Figura 15 Transmisores de Presión y Temperatura Unidad LACT Estación .....	26
Figura 16 Válvula Check Unidad LACT Estación Paraíso .....	27
Figura 17 Prover Tank .....	31
Figura 18 Probador Unidireccional .....	32
Figura 19 Probador Bidireccional.....	33
Figura 20 Probador Unidad LACT Estación Paraíso .....	33
Figura 21 Master Meter .....	34
Figura 22 PD Meter Unidad LACT Estación Paraíso.....	35

Figura 23 Productos del petróleo vs Número de Reynolds .....	39
Figura 24 Clasificación de los medidores.....	40
Figura 25 PD Meter Unidad LACT Estación Paraíso.....	42
Figura 26 Elementos internos de un PD Meter .....	42
Figura 27 Secuencia de operación de un PD Meter .....	43
Figura 28 Principio Coriolis .....	45
Figura 29 Teoría de Operación de un medidor Coriolis.....	46
Figura 30 Teoría de Operación de un medidor Coriolis.....	46
Figura 31 Partes del medidor coriolis.....	47
Figura 32 Principio de Funcionamiento Sin Caudal .....	48
Figura 33 Principio de Funcionamiento de un medidor Coriolis .....	49
Figura 34 Desfasamiento de la onda sinusoidal de los detectores del medidor coriolis .....	50
Figura 35 Medición en Masa.....	52
Figura 36 Diagrama Típico de unidad LACT con Coriolis.....	52
Figura 37 Diagrama Típico de unidad LACT con Coriolis.....	53
Figura 38 Sensor de Flujo Tipo “U” .....	54
Figura 39 Sensor de Flujo Tipo “Omega” .....	55
Figura 40 Sensor de Flujo Tubo Ligeramente Doblado .....	55
Figura 41 Sensor de Flujo Tubo Recto .....	56
Figura 42 Típica Especificación de Exactitud de un Medidor Coriolis .....	61
Figura 43 P&ID de un Medidor Coriolis.....	63
Figura 44 Esquema de un Sistema de Calibración .....	71
Figura 45 Guía Selección Desplazamiento Positivo y Turbina .....	80
Figura 46 Curva típica de exactitud .....	87



Figura 47 Partes móviles de un PD Meter .....	96
Figura 48 Partes de un Coriolis.....	96
Figura 49 Performance Coriolis vs DP.....	97
Figura 50 Variaciones del Meter Factor durante eventos de pruebas .....	98

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. [1].....	9
Ec. [2].....	14
Ec. [3].....	15
Ec. [4].....	15
Ec. [5].....	15
Ec. [6].....	15
Ec. [7].....	28
Ec. [8].....	28
Ec. [9].....	28
Ec. [10].....	37
Ec. [11].....	49
Ec. [12].....	70
Ec. [13].....	72
Ec. [14].....	72
Ec. [15].....	73
Ec. [16].....	73
Ec. [17].....	74
Ec. [18].....	74
Ec. [19].....	74
Ec. [20].....	75
Ec. [21].....	75
Ec. [22].....	76
Ec. [23].....	76
Ec. [24].....	83

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No. 1 Repetibilidad del medidor e Incertidumbre aleatoria .....	10
Tabla No. 2 Medidor Coriolis – Métodos de Prueba.....	72
Tabla No. 3 Truncamiento y Redondeo del Meter Factor.....	79
Tabla N° 4 Costos de medidores .....	88
Continuación Tabla No. 4 Costos de Medidores .....	89
Tabla No. 5 Costos PD meter vs Coriolis.....	90
Continuación Tabla No. 5 Costos PD meter vs Coriolis .....	91
Tabla No. 6 Costos PD meter y Coriolis.....	91
Tabla No. 7 Cuadro Comparativo de Tamaño de Medidores .....	92
Tabla No. 8 Flujo de caja Coriolis vs PD Meter .....	93
Tabla No. 9 Comparación de Tecnologías.....	99
Tabla No. 10 Requerimientos de Instalación .....	105

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.....	116
TABLAS DE PERIODICIDAD DE CALIBRACIÓN, VERIFICACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN. AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES DE BRASIL.....	116
MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPÍTULO 1 CONDICIONES GENERALES Y VOCABULARIO. GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN. DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN- ECOPETROL.....	118
ANEXO 2.....	119
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN INDICADOR DE TEMPERATURA.....	119
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN INDICADORES DE PRESIÓN.....	121
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MEDIDOR CORIOLIS.....	126
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE PROBADOR.....	128
MONITOR DE BS&W UNIDAD DE RECHAZO.....	130
DIAGRAMA DEL TAQUE DE MUESTRO, MOSTRANDO LA MERILLA Y EL VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO.....	131

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 ANTECEDENTES

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en su calidad de ente de Control y Regulador de las actividades Hidrocarburíferas dentro del territorio nacional, tiene como una de sus principales responsabilidades la acertada y correcta medición de los volúmenes de petróleo crudo provenientes de los diferentes campos distribuidos a nivel nacional, tomando en cuenta que la mayor producción del petróleo crudo se encuentra en la región amazónica, por tal motivo, para la correcta determinación de estos volúmenes cada una de las compañías operadoras públicas o privadas contractualmente tienen establecido con la Secretaría de Hidrocarburos en su calidad de administrador de contratos, Puntos de Fiscalización y Entrega, los cuales podrán ser modificados previo acuerdo de las partes interesadas en caso de que así lo amerite, aprobados y avalados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Para la medición y fiscalización del petróleo crudo, en el Art.41 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas menciona lo siguiente,

*“Fiscalización de la producción: La medición y la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato, se realizarán diariamente en los centros de fiscalización y entrega establecidos en el contrato o en los puntos determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mediante equipos de medición automática o aforo en tanques de almacenamiento. Los resultados*

*de la fiscalización se asentarán día a día en el registro respectivo, que será presentado diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos”.*

A su vez esas mediciones deberán acogerse a lo mencionado en el Art. 42 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas el cual menciona,

*“Métodos y procedimientos de medición: Las mediciones y el control de la calidad de hidrocarburos se realizarán aplicando el "Manual of Petroleum Measurement Standards" o cualquier otro método y procedimiento acorde con los estándares y prácticas de la industria petrolera internacional. En forma previa a su utilización, los métodos y procedimientos seleccionados deberán ser notificados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos”.*

En la actualidad los Puntos de Fiscalización y Entrega que se encuentran distribuidos a lo largo del territorio nacional cuentan en su gran mayoría con medidores de Desplazamiento Positivo y en algunos casos con medidores de Turbina, estos como parte de la primera generación de elementos primarios de medición, los cuales son elementos netamente mecánicos y que se encuentran expuestos a un desgaste considerable por su contacto directo con los fluidos a ser cuantificados, este desgaste provoca que se dé un error en las mediciones, generando una baja exactitud de las mismas, motivo por lo cual acorde a la normativa nacional vigente (Acuerdo Ministerial 014) se establece que los medidores instalados en las unidades LACT o ACT utilizados para llevar a cabo la Transferencia de Custodia del petróleo crudo deberán ser calibrados con una periodicidad quincenal o cuando sea necesario por el funcionamiento defectuoso del mismo.

La exploración y desarrollo de nuevos bloques en el territorio nacional, conlleva dentro de los planes de inversión, establecidos claramente en los contratos de servicios que firman las operadoras con el Estado Ecuatoriano a través de la Secretaría de Hidrocarburos, la construcción de las facilidades necesarias para la ubicación y puesta en marcha de los Centros de Fiscalización y Entrega (CFE), que cuantificaran la producción proveniente de los nuevos bloques, es así que dentro de estos CFE cada una de las operadoras buscará y pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el Dossier de calidad de la unidad LACT a ser instalada, para la revisión y posterior aprobación, emitida con la debida Resolución de autorización de operación del nuevo Centro de Fiscalización y Entrega.

Actualmente es una necesidad que las mediciones en sistemas de transferencias de custodia tenga una alta exactitud, adicional a esto el esfuerzo y desgaste que tiene actualmente los medidores mecánicos (Desplazamiento Positivo y Turbina) usados normalmente en el Distrito Amazónico, generado por los cambios en las características de los fluidos, genera altos costos de mantenimiento y aminora la vida útil de los elementos primarios de medición, adicionalmente los costos de calibración de los medidores mecánicos, que acorde al Art. 7 del Reglamento para el Transporte por el SOTE y el RODA deberá realizarse cada 15 días, generando un costo adicional para las operadoras.

## **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En la actualidad los sistemas de medición comúnmente utilizados para la transferencia de custodia en el país se encuentran muy centrados en la aplicación de unidades LACT con medidores de Desplazamiento Positivo, sin embargo la compañía Gente Oil Ecuador PTE LTD, propone una nueva tecnología en sistemas de medición como lo son los medidores de efecto

Coriolis, a fin de mejorar los procesos y dar mayor exactitud en las mediciones de petróleo crudo en la Región Amazónica.

Esta nueva tecnología resulta novedosa y nueva para la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, lo cual ha generado un interés muy alto por parte del ente de Regulación y Control en la aplicación de estos nuevos sistemas.

Sin embargo al ser una tecnología que se ha aplicado en procesos internos tales como Entrega y recirculado en Plantas Toppings y Estaciones de Bombeo tanto del SOTE como OCP para cuantificación de entregas de petróleo, para Consumo Interno, es la primera vez que surge el interés de aplicar estos medidores para operaciones de transferencia de custodia.

Es por esta razón que se ha pensado en llevar a cabo un análisis de los medidores Coriolis, con el propósito de establecer cuáles son las diferencias con los elementos primarios de medición que se tienen actualmente instalados en las unidades de Transferencia de Custodia, que entregan el crudo a la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, para su posterior transporte por los oleoductos principales hacia los terminales de exportación que tiene el estado ecuatoriano, es importante mencionar que el propósito primordial es establecer si los medidores en análisis brindarían una mayor exactitud en la medición de hidrocarburos antes los sistemas actualmente instalados.

### **1.3 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN**

¿Existen dentro del normativa nacional vigente que aplica la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el aval para la aplicación de sistemas de medición Coriolis?



¿La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero daría como válida la aplicación del sistema de medición coriolis, para operaciones de Transferencia de Custodia?

¿Cuáles son las ventajas que presentan los medidores coriolis antes otras tecnologías aprobadas para transferencia de custodia tales como desplazamiento positivo o turbinas?

¿Cuáles serían los requerimientos mínimos que debería presentar una compañía para que tengan de ARCH la aprobación para el registro y operación de un Centro de Fiscalización y Entrega con tecnología Coriolis?

¿Existe un procedimiento para la calibración y verificación de medidores coriolis establecido por la ARCH?

## **1.4 JUSTIFICACIÓN**

Debido a la producción discontinua que se está generando a nivel mundial de medidores mecánicos, en los últimos años ha surgido la aplicación de medidores electrónicos como elementos primarios de medición, uno de estos elementos permite realizar la cuantificación de crudo mediante el principio de determinar el caudal másico, para lo cual, los medidores másicos tipo Coriolis son una alternativa, los mismos que tienen como una de las principales ventajas que no solo es un medidor másico sino también un medidor volumétrico y a su vez también tiene la posibilidad de desempeñarse como un densitómetro, adicionalmente tiene una alta exactitud en la medición de caudal y densidad, sin olvidar que estos medidores no presentan problemas con la medición de flujo en transición lo

cual en la actualidad no lo puede llevar a cabo los medidores de desplazamiento positivo.

Una de las aplicaciones más importantes de los medidores tipo Coriolis, es que permiten la detección de interfaces con el manejo de varios productos en la línea, por lo general usado en poliductos sin restringirlo específicamente a esta aplicación.

Para determinar la factibilidad técnica y operativa de estos medidores dentro de las facilidades o sistemas de Transferencia de Custodia, donde es de suma importancia la cuantificación de volúmenes, la correcta interpretación y aplicación del Capítulo 5, Sección 6 del “Manual of Petroleum Measurement Standar” de la API y la reglamentación nacional vigente será de suma importancia.

## **1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

### **1.5.1 OBJETIVO GENERAL**

Determinar el desempeño de medidores máxicos tipo Coriolis en unidades LACT en el RODA y el SOTE, en base a la Norma API MPMS 5.6, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y Acuerdo Ministerial 014.

### **1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar los requerimientos e instrumentos con los que debe constar una unidad LACT con medidor Coriolis.

- Comparar y determinar de manera general las ventajas y desventajas de los medidores tipo Coriolis con medidores de Desplazamiento Positivo, Turbina y Ultrasónicos.
- Determinar un procedimiento de verificaciones para medidores másicos tipo Coriolis en unidades LACT.
- Proponer una tabla con la periodicidad de verificación y calibración de los elementos primarios de medición en unidades LACT.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 PRECISIÓN DE LA MEDICIÓN Y REVISIÓN DE LAS DEFINICIONES ESTADÍSTICAS

##### 2.1.1 PRECISIÓN

Es el grado de concordancia entre el resultado de una medición y el valor verdadero de la medición. En el caso de medidores de flujo, la precisión se verifica durante la prueba y se corrige mediante la aplicación de un factor del medidor.



**Figura 1** Precisión

**Fuente:** <http://climatica.org.uk/wp-content/uploads/2012/02/Accuracy-vs-precision1.jpg>

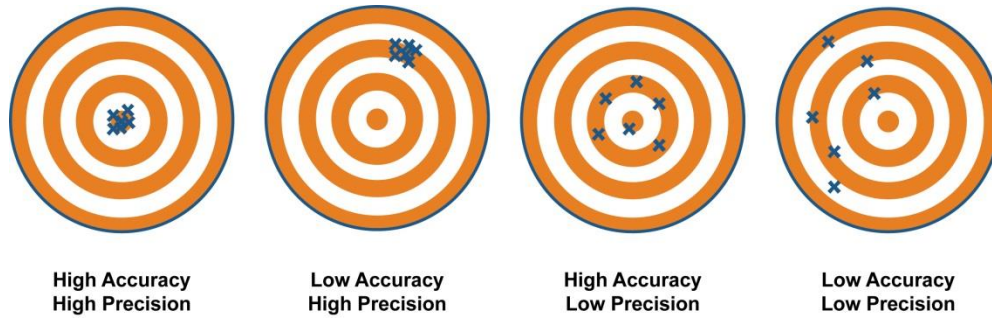
##### 2.1.2 REPETIBILIDAD

Se caracteriza por el grado de concordancia entre una serie de medidas individuales.



**Figura 2** Repetibilidad

**Fuente:** <http://climatica.org.uk/wp-content/uploads/2012/02/Accuracy-vs-precision1.jpg>



**Figura 3** Precisión vs Repetibilidad

**Fuente:** <http://climatica.org.uk/wp-content/uploads/2012/02/Accuracy-vs-precision1.jpg>

### 2.1.3 ERROR

El error es la diferencia entre la medición y el valor verdadero. Existen principalmente dos tipos de errores.

- Random (Aleatorio)
- Sistemático

### 2.1.4 INCERTIDUMBRE

La incertidumbre es una estimación de los límites de los errores con un cierto nivel de confianza.

Los errores aleatorios y sistemáticos contribuyen para la incertidumbre total.

Típicamente la incertidumbre se encuentra en el rango de  $\pm 0.15\% \leq U_T \leq \pm 0.30\%$  donde se tiene un nivel de confianza del 95%.

$$U_T = U_R + U_S \quad \text{Ec. [1]}$$

## 2.1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA INCERTIDUMBRE

La incertidumbre en las mediciones se ve afectada debido a:

- La Repetibilidad de las medidas supera un error aleatorio  $U_R$  del +/- 0.027% donde se tiene un 95% de nivel de confianza, o,
- La incertidumbre generada por errores sistemáticos se ve afectada por las Condiciones de Instalación (tubería y condiciones de configuración) o por las Condiciones de Operación (Rango de Flujo, Rango de viscosidad, Temperatura, Densidad y Presión).

**Tabla No. 1** Repetibilidad del medidor e Incertidumbre aleatoria

Corridas consecutivas	Repetibilidad*	Incertidumbre
3	0.02%	+/- 0.027%
4	0.03%	+/- 0.027%
5	0.05%	+/- 0.027%
6	0.06%	+/- 0.027%
7	0.08%	+/- 0.027%
8	0.09%	+/- 0.027%
9	0.10%	+/- 0.027%
10	0.12%	+/- 0.027%
11	0.13%	+/- 0.027%
12	0.14%	+/- 0.027%

13	0.15%	+/- 0.027%
14	0.16%	+/- 0.027%
15	0.17%	+/- 0.027%
16	0.18%	+/- 0.027%
17	0.19%	+/- 0.027%
18	0.20%	+/- 0.027%
19	0.21%	+/- 0.027%
20	0.22%	+/- 0.027%

**Fuente:** FMC Technologies, 2014

\*API MPMS, Ch 4.8, Tabla A-1 para obtener +/- 0.027% de incertidumbre del factor del medidor

## 2.2 MEDICIÓN

Es el proceso utilizado para medir el volumen de un producto al moverse pasando por un punto específico. El volumen es una medida de cantidad referida al espacio que ocupa una sustancia. En la actividad petrolera los volúmenes se miden en barriles o metros cúbicos

Siempre que se trabaja con un fluidos, es necesario cuantificar la cantidad que se tiene; no solo por motivos de venta sino que también en la mayoría de los procesos industriales se necesita tener información real y confiable de la capacidad de producción de las instalaciones, con la finalidad de programar, planear y asignar los recursos necesarios para optimizar la capacidad de recepción, procesamiento, almacenamiento y transporte.

Es por esto que la medición de hidrocarburos tiene como objetivo primordial, cuantificar el gasto másico o volumétrico producido por un pozo o un conjunto de éstos, y así poder diseñar las instalaciones que se requieran para manejar los fluidos y conducirlos hasta sus respectivas centros de separación, procesamiento y almacenamiento, a fin de determinar los volúmenes de hidrocarburos y la calidad de los mismos.

Es así que dentro de la cuantificación de hidrocarburos las principales variables que comúnmente son medidas son:

- Caudal
- Temperatura
- Presión

Y dentro de la determinación de la calidad de los hidrocarburos es primordial determinar:

- Densidad
- Viscosidad
- Azufre
- Agua y sedimentos

## **2.3 TIPOS DE MEDICIÓN**

En el Art. 42 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas se menciona,

*“Métodos y procedimientos de medición: Las mediciones y el control de la calidad de hidrocarburos se realizarán aplicando el "Manual of Petroleum Measurement Standards" o cualquier otro método y procedimiento acorde con los estándares y prácticas de la industria petrolera internacional. En forma previa a su utilización, los métodos y procedimientos seleccionados deberán ser notificados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos”.*



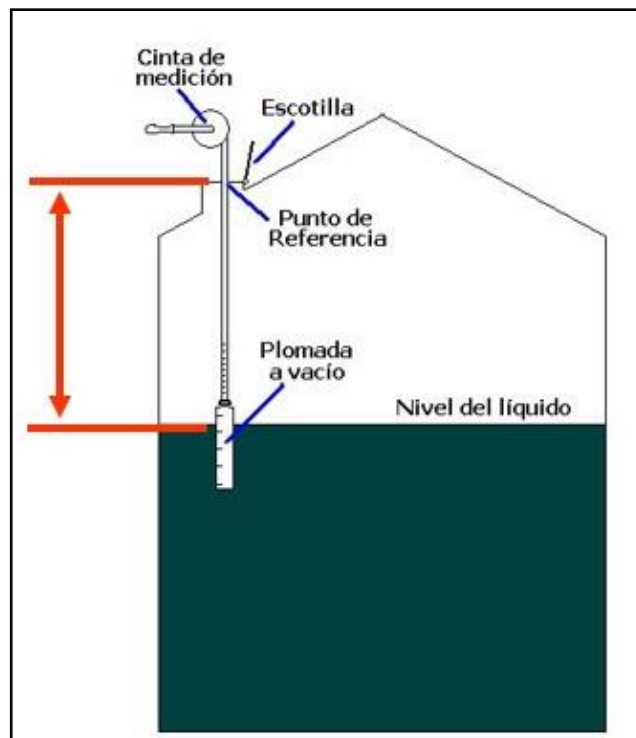
### 2.3.1 MEDICIÓN ESTÁTICA

Es determinar por métodos manuales o automatizados el volumen de un fluido en reposo; generalmente se utilizan tanques de almacenamiento para guardar este tipo de volúmenes.

#### 2.3.1.1 Aforo de Tanques

Para medir el nivel del tanque existen dos métodos:

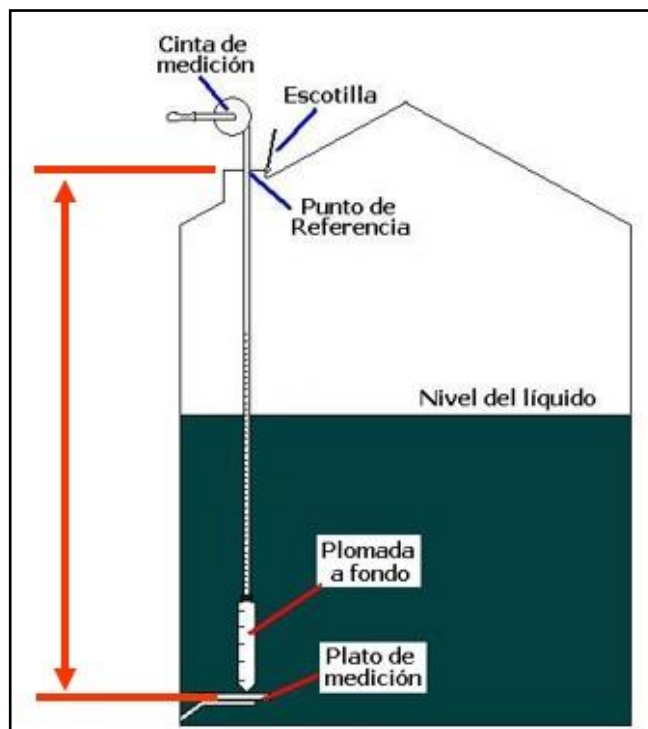
- Medición a Vacío. Consiste en medir la distancia existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. Las medidas a vacío solo son confiables si la altura de referencia es la misma en todos los casos.



**Figura 4** Medición a Vacío

**Fuente:** (Ramos, 2011)

- Medición a Fondo. Determina directamente la altura del contenido del tanque. (Ramos, 2011)



**Figura 5** Medición a Fondo

**Fuente:** (Ramos, 2011)

### 2.3.2 MEDICIÓN DINÁMICA

Es determinar por métodos directos o indirectos (inferenciar) el volumen por unidad de tiempo (caudal), de un fluido recorrido en un sistema hidráulico abierto o cerrado.

### 2.3.3 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Es el traspaso de responsabilidad durante el almacenamiento y transporte de un volumen determinado o medido de petróleo líquido. Cualquier pérdida o ganancia que resulte de una medición errónea es la responsabilidad de la compañía operadora del oleoducto.

La transferencia de custodia en mediciones dinámicas se puede determinar o simplificar mediante la siguiente expresión:

$$NSV = [IV * (CTL * CPL * MF)] * CSW^* \quad \text{Ec. [2]}$$

Dónde:

NSV= Net Standar (“Bry”) Volume, (Volumen Neto “Seco” Estandar)

IV= Indicated (“Raw”) Volume by the meter, (Volumen “Bruto” Indicado por el medidor)

CTL= Compensation due to Temperature of the Liquid, (Factor de Compensación debido a la temperature del líquido)

CPL= Compensation due to Pressure of the Liquid, (Factor de Compensación debido a presión del líquido)

MF= Meter Factor, (Factor del Medidor)

CSW\*= Compensation due to Sediment & Water, (Factor de Compensación debido al contenido de agua y sedimentos)

\*Aplicado en Mediciones de Petróleo Crudo

$$NSV = \underbrace{[IV * (CTL * CPL * MF)]}_{GSV} * CCF * CSW^* \Rightarrow GSV * CSW \quad \text{Ec. [3]}$$

Dónde:

IV= Closing Meter Reading – Opening Meter Reading, (Lectura de Cierre del Medidor – Lectura de Apertura del Medidor)

IV= # of generated pulses / K-factor, (# de pulsos generados / K-factor)

MF= Prover Reference Volume / Volume indicated by the meter, (Volumen de referencia del probador / Volumen indicado por el medidor)

$$CCF = CTL * CPL * MF \quad \text{Ec. [4]}$$

$$GSV = IV * CCF \quad \text{Ec. [5]}$$

$$CSW = 1 - [S\&W(\%)/100] \quad \text{Ec. [6]}$$

A continuación se describe cuáles son los aspectos críticos que presentan cada una de las variables de la ecuación Ec. [2].

IV= Indicated (“Raw”) Volume by de meter; (Volumen “Bruto” Indicado por el medidor)

IV= Closing Meter Reading – Opening Meter Reading, (Lectura de Cierre del Medidor – Lectura de Apertura del Medidor)

IV= # of generated pulses / K-factor, (# de pulsos generados / K-factor)

K-factor= # Meter pulses / Unit volumen, (# de pulsos generados por el medidor / Unidad de volumen)

El factor-K se define como el número de pulsos generados por el medidor por cada unidad de volumen, típicamente en el oriente se utiliza un factor-K de 8400 pulsos / barril.

#### Aspectos Críticos

- Seleccionar el correcto medidor para la aplicación que se desea, este es un de los aspectos más críticos de la medición en línea.

CTL= Compensation due to Temperature of the Liquid, (Factor de Compensación debido a la temperature del líquido)

#### Aspectos Críticos

- El volumen, la densidad y la viscosidad del fluido se ven afectadas por la temperatura.
- Correcta selección del elemento de temperatura y del transmisor de la señal.
- Proporcionar de un termopozo adicional para calibración periódica del elemento de temperatura
- Selección de las correctas tablas de compensación por temperatura.

CPL= Compensation due to Pressure of the Liquid, (Factor de Compensación debido a presión del líquido)

#### Aspectos Críticos

- El volumen y la densidad de un fluido se ve afectada por efectos de la presión.
- Correcta selección del elemento de presión y del transmisor de la señal.
- Calibración periódica del dispositivo de presión.
- Selección de las correctas tablas de compensación por presión.

MF= Meter Factor, (Factor del Medidor)

#### Aspectos Críticos

- Proporcionar el medidor bajo las condiciones de operación actuales.
  - Verificar la precisión y repetibilidad del medidor
- Seleccionar el probador correcto y la norma de referencia para aplicación.
- Certificación periódica del probador, norma de referencia y de sus elementos de Presión y Temperatura que se encuentran asociados.

CSW\*= Compensation due to Sediment & Water, (Factor de Compensación debido al contenido de agua y sedimentos)

#### Aspectos Críticos

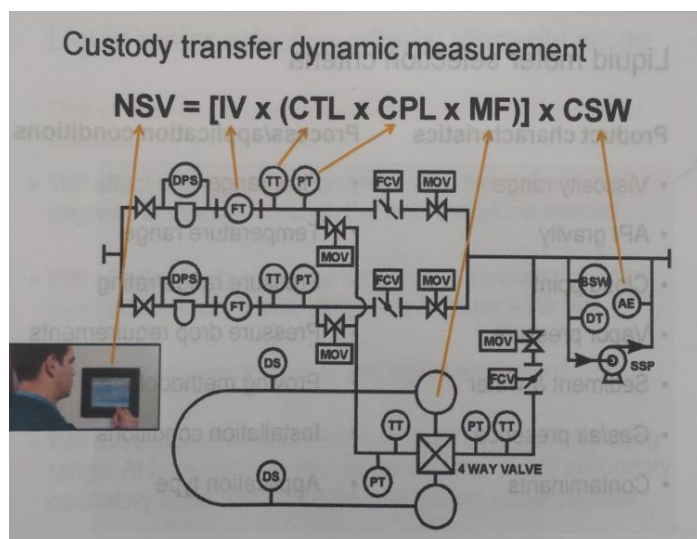
- Sistema de muestreo automático para obtener muestras representativas del producto transferido.
- Un buen equipo de laboratorio para determinar los atributos claves de calidad del producto transferido (S&W, densidad, viscosidad, contenido de azufre, pH, etc).
- Es requerido la certificación periódica del sistema de muestreo automático.

NSV= Net Standar (“Bry”) Volume, (Volumen Neto “Seco” Estandar)

Aspectos Críticos

- Seleccionar el computador de flujo correcto para la aplicación (elemento terciario) para calcular el NSV acorde a las normas y reconocidas por las partes implicadas en la transferencia de custodia.
- Capacidad para manejar medidores, instrumentos de T, P, D, válvulas, el probador, el sistema de muestreo automático, registros de auditoría, reportes, etc.

En la siguiente imagen podemos observar en el diagrama P&ID donde se encuentran cada uno de las variables que intervienen en la Ec. 2.



**Figura 6 P&ID NSV**

**Fuente:** FMC Technologies, 2014

## 2.4 UNIDAD ACT

Según el Capítulo II del Reglamento para el Transporte de Petróleo crudo por el SOTE y el RODA, Acuerdo Ministerial 014 (2004) se define como Unidad ACT:

*“Es un equipo especial utilizado para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de volúmenes, en barriles, de petróleo crudo que se transportan por el Oleoducto Transecuatoriano. Está constituido por el banco de medidores, toma muestras y probador de medidores en la estación de bombeo No. 1 Lago Agrio, de conformidad con las normas internacionales. Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Medición del Petróleo Crudo, que la operadora transfiere al Terminal Petrolero de Balao y/o a las estaciones de bombeo para consumo de sus unidades”.*

## **2.5 UNIDADES LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)**

Según el Capítulo II del Reglamento para el Transporte de Petróleo crudo por el SOTE y el RODA, Acuerdo Ministerial 014 (2004) se define como Unidad LACT:

*“Son aparatos especiales para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes, en barriles, de petróleo crudo producido en los diferentes campos u operaciones de producción, así como de los volúmenes de hidrocarburos provenientes de instalaciones industriales anexas, para luego ser transportados por el oleoducto. Está constituido por el banco de medidores, toma muestras y probadores de medidores diseñados, instalados y equipados de conformidad con las normas API SPEC 11N, API 2502 o su equivalente o la más reciente publicación u otra aplicada por la DNH. Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción de Petróleo Crudo, que los usuarios hacen al RODA y/o al SOTE”.*

Cabe mencionar que en el Art. 7 del Reglamento para el transporte de petróleo crudo por el SOTE y el RODA menciona que:

*“Los volúmenes de petróleo crudo entregados por los usuarios, serán registrados a través de las unidades LACT, instaladas tan cerca como fuere posible del respectivo punto de entrega a los Sistemas de Oleoductos Operados por Petroecuador (hoy Petroamazonas EP).*

*Además se considerará como petróleo crudo, los derivados hidrocarbúricos y/o residuos entregados a la Operadora para ser transportados por el Sistema de Oleoductos operados por Petroamazonas.*

*Las calibraciones de los medidores instalados en las unidades LACT y ACT serán de responsabilidad exclusiva de cada uno de los usuarios y/u operadoras, las cuales se realizarán antes de su uso y posteriormente dos veces al mes, los días 1 y 16, y cuando sea necesario por funcionamiento defectuoso de la misma, a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la DNH, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos y las normas bajo las cuales fueron fabricadas. Estas calibraciones serán realizadas por compañías inspectoras independientes calificadas por la DNH, presenciadas por las operadoras y certificadas por la DNH.*

*Cualquier mecanismo, dispositivo que por su uso o función afecte la precisión de la medición o control, debe ser suministrado con un medio para sellar con seguridad, los cuales serán sellados por la DNH, y si eventualmente, se requiere realizar trabajos que impliquen*



*la rotura los sellos de seguridad, los usuarios y las operadoras previamente notificarán a la DNH en la jurisdicción correspondiente.*

*De la rotura o colocación de sellos de seguridad, se dejará constancia en actas suscritas por representantes de la DNH, usuarios y/u operadoras según sea el caso”.*

Una Unidad LACT transporta el petróleo tratado y almacenado en los tanques de los CFE, detecta directamente el exceso de sedimentos y agua, la gravedad API, mide el volumen, lo corrige a 60°F y lo transfiere, todo esto de manera automática.

### **2.5.1 EQUIPOS DE LA UNIDAD LACT**

Las unidades LACT se encuentran generalmente montadas sobre los denominados patines de medición, una unidad LACT se encuentran normalmente compuesta por:



**Figura 7** Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

### **2.5.1.1 Bomba de Transferencia**

Las bombas impulsan el crudo de los tanques de almacenamiento hacia el patín de medición, manteniendo una presión constante acorde a las especificaciones de presión de los medidores y con una rata de flujo constante de acuerdo al diseño de los medidores.

### **2.5.1.2 Lazo de Calidad**

El lazo de calidad es el punto más importante de la unidad LACT ya que este determina si el crudo se encuentra dentro de especificaciones para su transporte este se encuentra compuesto por:



**Figura 8** Lazo de Calidad Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

### **2.5.1.3 Detector de BS&W**

Este dispositivo es el encargado de censar si el crudo que se está bombeando desde los tanques se encuentra dentro de especificaciones para el caso del RODA y del SOTE como se establece en el Art. 10 del Reglamento para el Transporte por el SOTE y el RODA que será  $< 1,0\%$ .



**Figura 9** Detector de BS&W Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.4 Válvula de 3 Vías (Rechazo)**

Esta válvula es la encargada de desviar el crudo que se encuentre fuera de especificaciones hacia los tanques al tanque de rechazo donde se vuelve a procesar el crudo para su posterior transferencia.



**Figura 10** Válvula de 3 vías (rechazo) Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.5 Válvula de Seguridad**

Esta válvula cumple la función de permitir el paso hacia los PD meters desde el lazo de control una vez que el crudo se encuentra dentro de especificaciones, a su vez permite realizar la calibración de los medidores en el patín de medición.



**Figura 11** Válvula de seguridad Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.6 Filtro**

Elimina partículas sólidas tales como costras de la tubería, esquirlas de soldadura, arena, etc., las cuales pueden causar muestreos y aforos inexactos. La selección del filtro depende de la cantidad y tamaño de las impurezas que contenga el crudo.



**Figura 12** Filtro Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.7 Desaerador**

Es un dispositivo que elimina el gas o el aire del petróleo. Algunas veces este y el filtro conforman un solo dispositivo. El gas libre o el aire pueden causar cavitación en la bomba, hacer que el medidor patine o que se tome una muestra no representativa. En este dispositivo se acumula petróleo, lo cual permite una separación de gas y aire. Después de que se ha

acumulado cierto volumen de gas, una válvula que opera con un flotador, se abre y permite su salida hacia una línea de ventilación.



**Figura 13** Desaerador Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.8 Sampler (Sistema de Muestreo Automático)**

Este dispositivo toma la muestra cada cierto intervalo de tiempo acorde a las necesidades del proceso de fiscalización, para que se pueda obtener una muestra representativa de crudo se debe tener un 80% del contenedor lleno, posteriormente el fiscalizador se acerca hacia el tubo capilar de donde extraerá la muestra para el respectivo análisis

Las tres partes principales de un sistema de muestreo automático son:

- Recolector de muestras.
- Contenedor de muestras.
- Válvula de 4 vías.



**Figura 14** Sampler (Toma Muestra) Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.9 Transmisores de Presión y Temperatura**

Estos dispositivos censan y transmiten los valores de presión y temperatura del fluido hacia el computador de flujo para que este lleve a cabo las compensaciones de presión y temperatura en la cuantificación de volumen.



**Figura 15** Transmisores de Presión y Temperatura Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

#### **2.5.1.10 Válvula Check**

Esta válvula impide que el flujo retorne hacia el PD Meter una vez que se ha llevado a cabo la cuantificación del volumen de crudo en el medidor.



**Figura 16** Válvula Check Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

## **2.6 PROBADOR**

Los probadores son equipos que tienen un volumen calibrado y certificado, el cual se utiliza como patrón para calibrar los medidores de flujo. Por medio de este equipo se determina si la lectura de los medidores es correcta o si está arrojando datos con error.

Generalmente lo que se obtiene mediante el uso del probador es el Meter Factor.

La determinación del Meter Factor (factor del medidor) y la acción de Probar nos permite:

- Reducir la incertidumbre en las medidas y eliminarlas parcialmente.
- Comparar varias veces la lectura del medidor vs un volumen calibrado que es trazable a un estándar de medición reconocido internacionalmente.
- Establecer uno o múltiples Meter Factors para diferentes condiciones de operación.

El Meter Factor se lo define matemáticamente como:

$$\text{Meter Factor} = \frac{\text{Volumen del Probador (conocido)}}{\text{Volumen registrado por el medidor}} \quad \text{Ec. [7]}$$

$$\text{Meter Factor} = \frac{V_P(\text{Corregido por } T \text{ y } P)}{V_M(\text{Corregido por } T \text{ y } P)} \quad \text{Ec. [8]}$$

$$MF = \frac{BPV * CTL_P * CPL_P * CTS_P * CPS_P}{\left( \# \text{ de pulsos} / k - \text{factor} \right) * CTL_M * CPL_M} \quad \text{Ec. [9]}$$

Dónde:

MF= Factor del Medidor.

BPV= Volumen Base del Probador a condiciones est.

CTL<sub>P</sub>= Factor de Corrección debido a la Temperatura en del líquido en el Probador.

CPL<sub>P</sub>= Factor de Corrección debido a la Presión en del líquido en el Probador.

CTS<sub>P</sub>= Factor de Corrección debido a la Temperatura del acero del Probador.

CPS<sub>P</sub>= Factor de Corrección debido a la Presión del acero del Probador.

# de pulsos= Número de pulsos enviado por el transmisor de pulsos del medidor.

K-factor=Número nominal de pulsos generados por el medidor por unidad de volumen.

CTL<sub>M</sub>= Factor de Corrección debido a la Temperatura del líquido en el Medidor.



$CPL_M$  = Factor de Corrección debido a la Presión del líquido en el Medidor.

Es importante mencionar que a un conjunto de condiciones similares el MF necesita ser verificado varias ocasiones. Típicamente 5 corridas de pruebas consecutivas se encuentran dentro del 0.05% de repetibilidad.

Adicionalmente las condiciones de prueba deben coincidir lo más cerca posible con las condiciones de operación.

### **2.6.1 CALIBRACIÓN DEL PROBADOR**

Los probadores de desplazamiento mecánico se calibran cada 5 años utilizando el método waterdraw API MPMS Capitulo 4.

El método waterdraw consiste básicamente en pasar agua por el probador y recolectarla en unos seraphines los cuales se utilizan como patrón de volumen. El volumen que se recolecta en los seraphines es justamente el equivalente al volumen comprendido entre los dos switches del probador. Para esto se utiliza la válvula de cuatro vías, y una válvula solenoide la cual indica el paso de la esfera y así alinea el flujo hacia los seraphines.

La calibración del probador se realiza por una compañía especializada que disponga del equipo requerido, la experiencia y el personal debidamente entrenado. También se le calibran los instrumentos que registran la temperatura y la presión.

Las válvulas que alinean el flujo de los medidores hacia el probador cuando se realiza la calibración son de doble sello y purga, con esto se garantiza que todo el volumen pasado por los medidores pasa a través del probador.

La esfera debe estar en perfecto estado de redondez, no debe presentar ovalamientos, y si esto ocurre debe ser reemplazada. Las principales causas que contribuyen al deterioro del probador son:

- Desgaste por uso
- Tiempo de uso.

La re calibración de un probador se efectúa cuando se presentan algunas de las siguientes condiciones, de acuerdo a la norma API-MPMS Capítulo 4 – Proving Systems, sección 8 – Operation of Proving Systems.

1. Se verifica que la fecha de calibración del volumen sea menor a 5 años para probadores de desplazamiento mecánico, y 3 años para probadores compactos.
2. Se comprueba que la instrumentación de temperatura, y presión del probador esté debidamente calibrada.
3. Se confirma si la válvula de 4 vías del probador hace buen sello, con lo cual se garantiza que no hay pase. Esto se realiza con la ayuda de instrumentación y mantenimiento.
4. Se verifica que las válvulas de drenaje del probador estén completamente cerradas, y tengan colocado un sello para garantizar su integridad.

## **2.6.2 MÉTODOS PARA PRUEBA DE LÍQUIDOS**

### **2.6.2.1 Probadores Volumétricos o Tanques Calibrados**

Un tanque calibrado para sistemas de pruebas, es un recipiente volumétrico que tiene una sección transversal reducida o un cuello situado en la parte superior e inferior o, en algunos casos, sólo en la parte superior. Estos cuellos están equipados con vasos calibrados y escalas graduadas. Los tanques calibrados pueden estar abiertos a la atmósfera, o pueden ser recipientes cerrados presurizados.

El principio que emplea este sistema de prueba se basa en que el volumen que se encuentra almacenado en el tanque al ser pasado por el medidor deber ser el mismo, lo cual determinará que el medidor se encuentra calibrado.

El Capítulo 4 Sección 4 de las API MPMS cuenta con información más detallada de este sistema de prueba.



**Figura 17** Prover Tank

**Fuente:** <http://techno-excel.com/images/pictures/prover.gif>

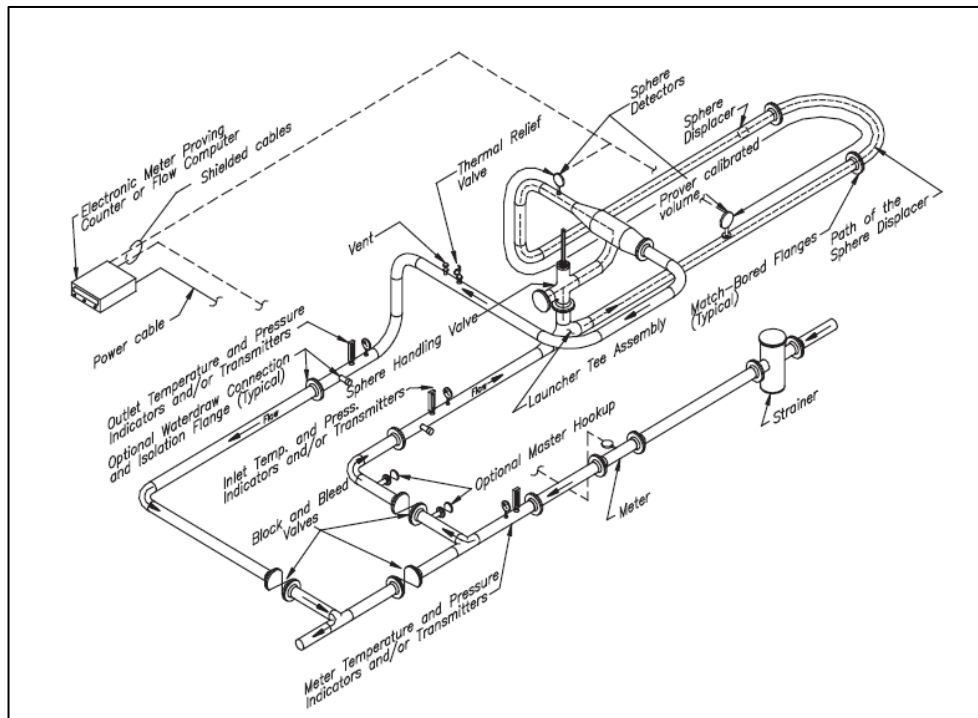
### **2.6.3 PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO MECÁNICO**

Un probador de desplazamiento incluye una sección calibrada, en la cual un dispositivo (generalmente una esfera) desplaza el fluido a través de la sección calibrada, para llevar a cabo la verificación entre el volumen del medidor y el de probador, la esfera desplaza el fluido activando unos switches que se encuentran a lo largo del probador los cuales determinan el número de pulsos que se tienen entre los switches, previamente la sección calibrado tiene establecido que cierta cantidad de pulsos corresponden a un volumen (generalmente en el oriente 8400 pulsos equivalen a un barril).

Dentro de esta división tenemos los siguientes Probadores:

### 2.6.3.1 Probador Unidireccional de Esfera

Un Probador Unidireccional está dispuesto de manera tal que el desplazador (esfera) se devuelva a la posición inicial mediante un intercambio en el manejo de la esfera.



**Figura 18** Probador Unidireccional

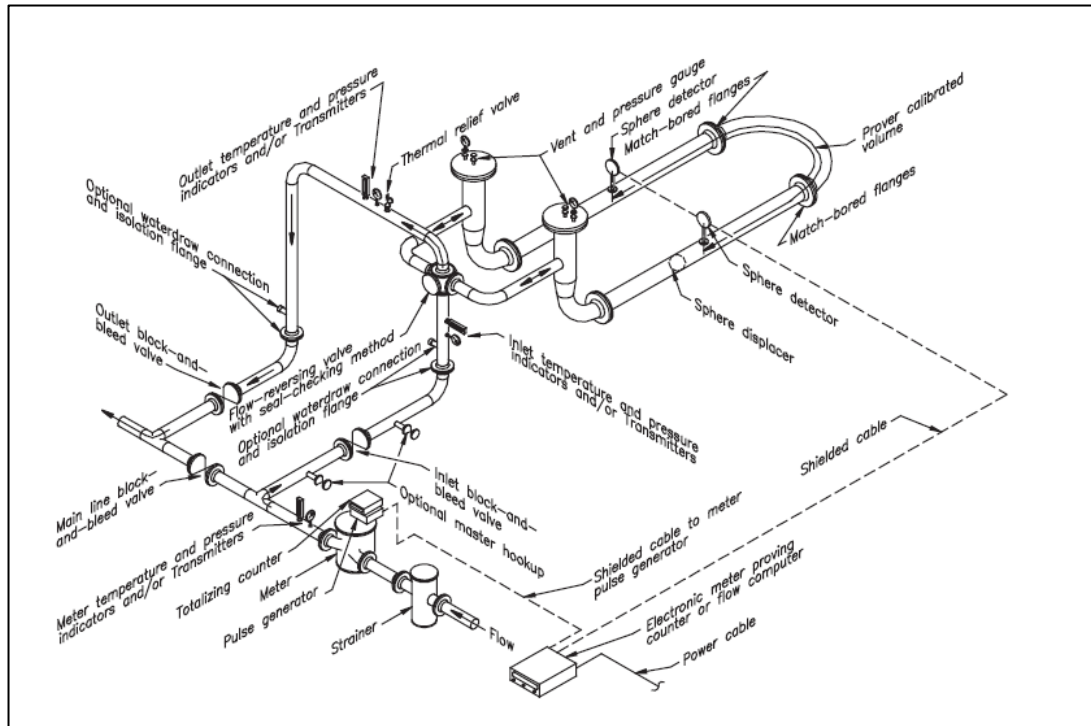
**Fuente:** API MPMS 4.2, 2003

### 2.6.3.2 Probador Bidireccional de Esfera

Los probadores Bidireccionales tienen una longitud de tubería a través del cual viaja el desplazador (esfera) de ida y vuelta, accionando un detector en cada extremo de la sección calibrada.

Tuberías complementarias y un conjunto de válvulas o válvula de inversión que es operada manualmente o automáticamente hacen posible la inversión del flujo a través del probador. El cuerpo principal del probador es a menudo

una pieza recta de tubería, pero puede estar contorneada o doblado para caber en un espacio limitado o para que sea más fácilmente móvil.



**Figura 19** Probador Bidireccional

**Fuente:** API MPMS 4.2, 2003



**Figura 20** Probador Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

### 2.6.3.3 Probadores de Volumen Pequeño o “Small Volume Prover”

Los probadores de volúmenes pequeños están disponibles en diferentes configuraciones que permiten una velocidad continua y uniforme de flujo.

### 2.6.3.4 Master Meter Prover (Probador “Medidor Maestro”)

Un probador “Medidor Maestro” es un medidor que se probó por un probador certificado. El probador certificado es un probador calibrado por el método wáter-draw. El medidor maestro se utiliza para calibrar otros probadores o medidores.

El medidor maestro y el medidor en línea a ser probado estarán conectados en serie y estarán lo suficientemente cerca para minimizar correcciones del volumen durante el periodo de prueba. Antes de realizar la prueba real con el medidor maestro, el medidor en línea y el medidor master funcionarán a la velocidad de flujo deseada, el tiempo suficiente para purgar el sistema y lograr una temperatura y presión constante.



**Figura 21** Master Meter

Fuente: <http://www.bets-co.com/images/Master%20Meter%20Cart.jpg>

## 2.7 ELEMENTO PRIMARIO DE MEDICIÓN

El elemento primario de medición es el componente más importante del patín de medición ya que este cuantifica el volumen de líquido que se transfiere desde el productor al cliente, la gran mayoría de unidades LACT en el Distrito Amazónico utilizan medidores de Desplazamiento Positivo.



**Figura 22** PD Meter Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

### **2.7.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MEDIDORES**

Para la selección correcta del elemento primario de medición se debe considerar los siguientes parámetros:

- Características del Producto
  - Rango de viscosidad
  - Punto de turbidez
  - Presión de vapor
  - Agua y sedimentos
  - Presencia de gas y aire
  - Contaminantes
- Condiciones de proceso
  - Rango de flujo
  - Rango de temperatura
  - Rango de presión
  - Requerimientos de caída de presión
  - Método de prueba
  - Condiciones de instalación

- Tipo de aplicación

A continuación se describen las propiedades del fluido más importantes en la selección de un medidor:

### **2.7.1.1 Rango de Viscosidad**

#### **CONSIDERACIONES**

La viscosidad expresa la disposición de un fluido a fluir cuando se le ejerce una fuerza.

La viscosidad del petróleo disminuye tanto como la temperatura aumenta pero no proporcionalmente.

Cuanto más viscoso es el producto mayor es el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los productos.

Esta de una de las propiedades más críticas a considerar en la selección del medidor debido a que:

- La viscosidad afecta a los medidores de desplazamiento positivo a través de diversos grados de deslizamiento a través de los sellos mecánicos.
- La viscosidad afecta la velocidad en los medidores de inferencia a través de la capa límite y del perfil de velocidad.
- Esta también afecta los medidores ultrasónicos atenuando su señal.
- La viscosidad afecta los medidores Coriolis con caídas de presión y rangos de operación. A altas viscosidades puede crear flujos oscilatorios secundarios que hacen que los medidores Coriolis tengan un bajo registro.

### **2.7.1.2 Contenido de Sedimentos y Agua (S&W)**

- El petróleo crudo contiene algunas cantidades de agua y sólidos suspendidos provenientes de la formación del reservorio.



- El principal problema es conocer si son sedimentos o lodo de perforación.
- El contenido de agua puede variar ampliamente de un campo a otro, y puede presentarse en grandes cantidades en campos maduros o si se está aplicando inyección de agua como método de recuperación.
- La mayor parte de agua y sedimentos es separado en campo para minimizar en el contenido necesario para ser transportado y el contenido residual de estas impurezas no deseadas es medida como el conocido S&W.

### 2.7.1.3 Flujo

El flujo es la cantidad de fluido, expresada en masa o en volumen, que pasa por un punto o sección en la unidad de tiempo, Por lo tanto, el parámetro rata de flujo está expresado en unidades de volumen o de masa por unidad de tiempo (m<sup>3</sup>/h o kg/h).

Un fluido puede fluir en una tubería básicamente bajo dos regímenes diferentes: flujo laminar o flujo turbulento.

### 2.7.1.4 Rango de Flujo

El rango de la rata de flujo, la velocidad del fluido, el número de Reynolds y la caída de presión son los factores que determinan el tamaño del medidor a ser utilizado.

Es importante mencionar que el flujo se encuentra en base al Número de Reynolds por lo tanto es importante definir este parámetro:

### 2.7.1.5 Número de Reynolds

Un parámetro adimensional que expresa la relación entre las fuerzas inerciales y viscosas.

$$Re = \frac{2,214 * Q(bph)}{D(in) * v(cSt)} \quad \text{Ec. [10]}$$

Mediante el Número de Reynolds se puede determinar el tipo de flujo que se tiene al momento, es así que se pueden definir 3 clases de flujo:

- Flujo Laminar: El flujo laminar es denominado de esta forma porque todas las partículas del fluido se mueven en líneas rectas diferenciadas, paralelas al eje de la tubería, y de forma ordenada. Es decir, el fenómeno se desarrolla como si las líneas del fluido se distanciaran relativamente entre sí.

Quando el  $Re < 2000$

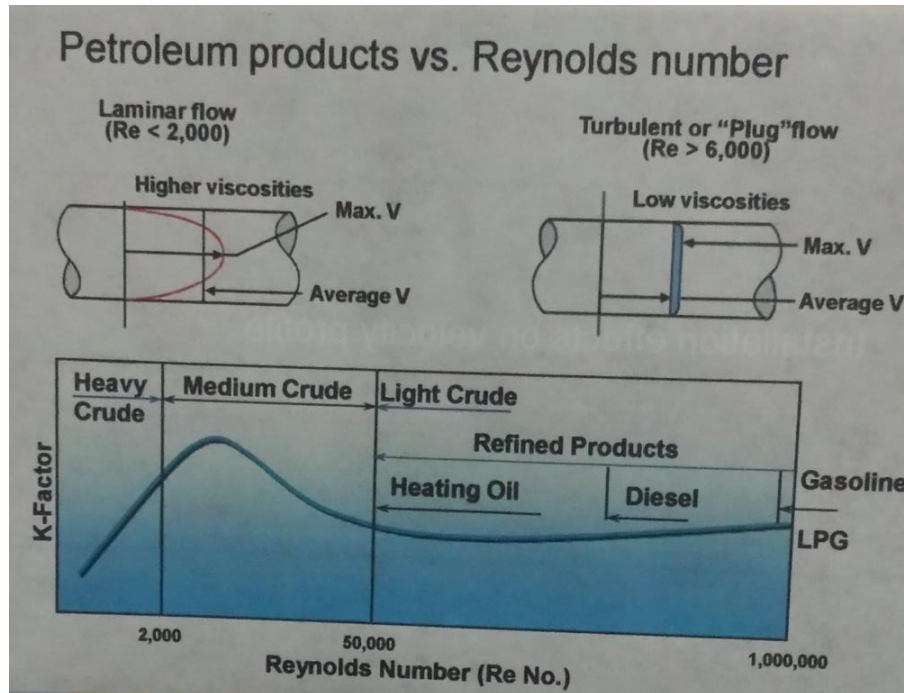
- Flujo en Transición: El paso de régimen laminar a turbulento no es inmediato, sino que existe un comportamiento intermedio indefinido que se conoce como “régimen de transición”. (Ecopetrol, 2010)

Quando  $2000 < Re < 6000$

- Flujo Turbulento: Conforme aumenta la velocidad y se alcanza la llamada “velocidad crítica”, el flujo se dispersa hasta que adquiere un movimiento de torbellino en el que se forman corrientes cruzadas y remolinos.

De esa manera, en el régimen turbulento, no es posible observar líneas de corriente discretas, lo que quiere decir que las partículas del fluido no siguen la misma trayectoria.

Quando el  $Re > 6000$



**Figura 23** Productos del petróleo vs Número de Reynolds

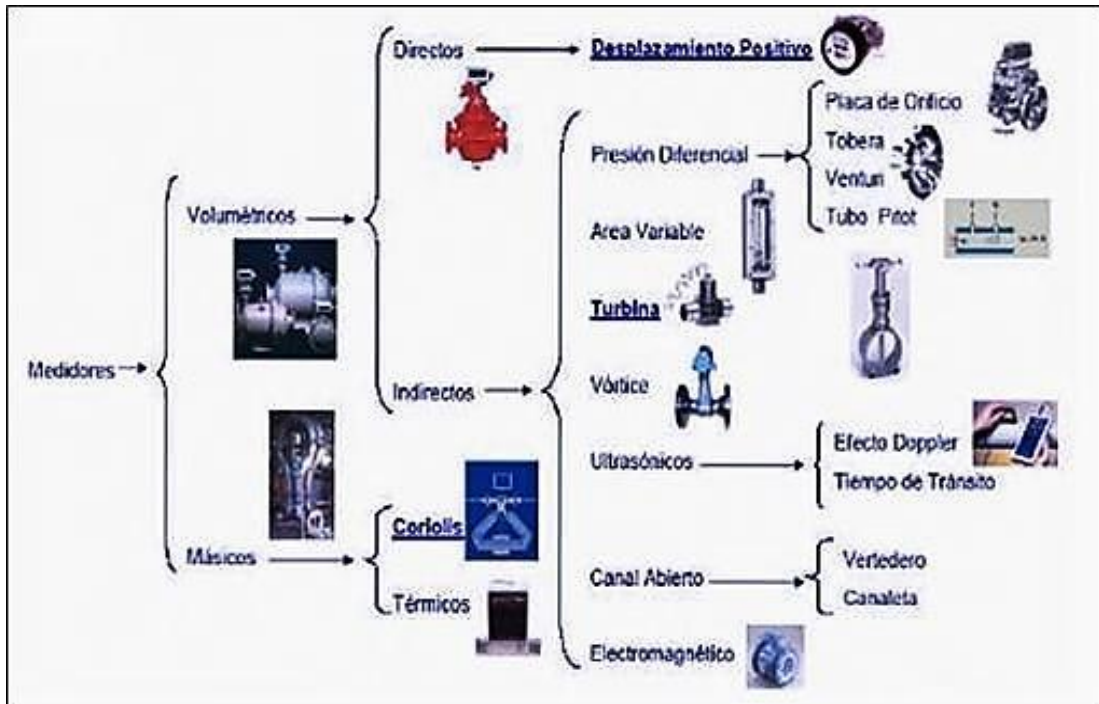
**Fuente:** FMC Technologies, 2014

## 2.8 MEDIDORES DE FLUJO

Los medidores de flujo son instrumentos de medida para determinar el caudal o gasto volumétrico o másico de un fluido, los mismos que se colocan en línea con la tubería que transporta el fluido, también suelen denominarse medidores de caudal, caudalímetros o flujómetros.

Estos medidores de flujo son el elemento principal dentro de una unidad LACT denominados elementos primarios de medida.

En la industria hidrocarburífera existen dos tipos de medidores, los medidores volumétricos o los medidores másicos.



**Figura 24** Clasificación de los medidores

**Fuente:** Ecopetrol, 2008

- **MEDIDORES VOLUMÉTRICOS**

Los medidores volumétricos determinan el caudal en volumen de fluido, bien sea directamente (desplazamiento), bien indirectamente por deducción o inferencia (presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, tensión inducida, torbellino). Hay que señalar que la medida de caudal volumétrico en la industria se lleva a cabo principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido.

- **MEDIDORES MÁSICOS**

Si bien en la industria se utilizan normalmente medidores volumétricos de caudal, en ocasiones interesa medir el caudal masa, sea inferencialmente por compensación de la presión, la temperatura o la densidad, o bien aprovechando características medibles de la masa

con sistemas básicos de medida directa, los instrumentos térmicos, los de momento angular y los de Coriolis.

## **2.9 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS**

### **2.9.1 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS**

Son aquellos que determinan el caudal en volumen de fluido directamente, un ejemplo de este tipo de medidores son los medidores de desplazamiento positivo.

#### **2.9.1.1 Medidores de Desplazamiento Positivo**

Estos medidores son giratorios, su carcasa es labrada a precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia fuera.

El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa, y las tapas inferior y superior. Cada rotación del rotor produce una serie continua de estas cámaras cerradas.

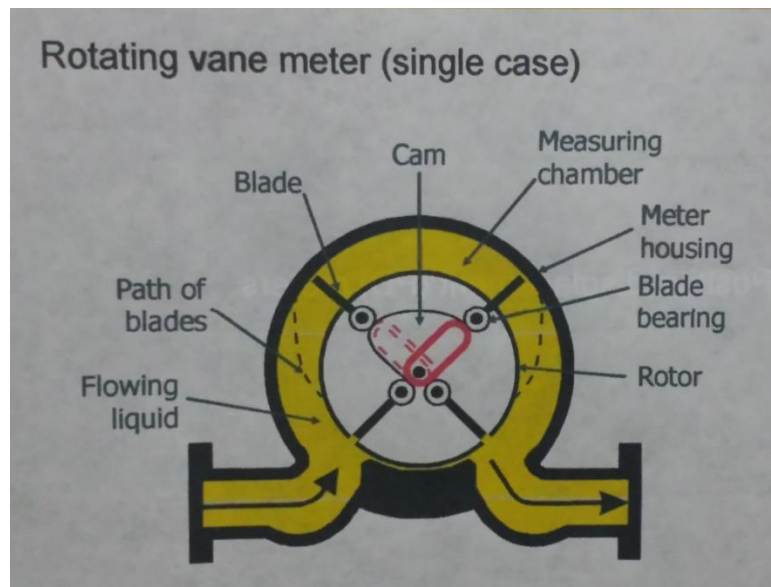
Ni los álabes, ni el rotor, hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición. Una de las características sobresalientes del medidor es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.



**Figura 25** PD Meter Unidad LACT Estación Paraíso

**Fuente:** ENAP SIPEC, 2014

A continuación se detalla las partes internas de las cuales consta un medidor de desplazamiento positivo:



**Figura 26** Elementos internos de un PD Meter

**Fuente:** FMC Technologies, 2014

Flowing liquid: Líquido fluyendo

Path of blades: Camino de las aspas o aletas

Blade: Aspas o Aletas

Cam: Leva

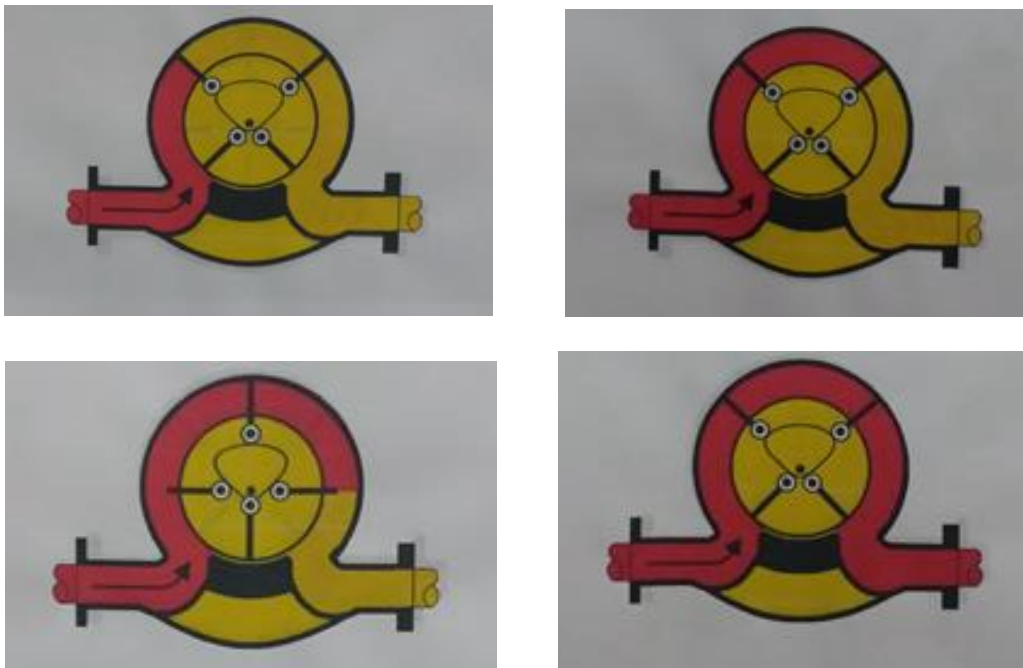
Measuring chamber: Camara de medición

Meter Housing: Carcaza del Medidor

Blade Bearing: Rodamiento

Rotor: Rotor

SECUENCIA DE OPERACIÓN



**Figura 27** Secuencia de operación de un PD Meter

**Fuente:** FMC Technologies, 2014

### 2.9.1.2 Ventajas y Desventajas de los Medidores de Desplazamiento Positivo

#### VENTAJAS

- Alta precisión.
- Fácil de probar (calibrar o verificar).
- Bajas caídas de presión.
- No requiere acondicionamiento de flujo.
- Capacidad de medir fluidos viscosos.

- Capacidad de funcionar sin alimentación eléctrica externa.
- Capacidad de registrar caudales casi nulos.
- Permite una función bidireccional.

#### DESVENTAJAS

- Posible daño por aumentos repentinos de flujo y bolsas de aire y gas.
- El tamaño físico es grande en comparación con el rango de caudal.
- Susceptible a la corrosión y a la erosión.
- Productos sucios y aumento de producción de agua salada generan mayor desgaste.

#### **2.9.2 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS**

Los medidores indirectos deducen la rata de flujo mediante la medición de alguna propiedad dinámica. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran:

- Turbina
- Ultrasónico
- Diferencial de presión (Placa Orificio)
- Diferencial de presión (Cuña, Tobera, Vénturi, Pitot, Codo).
- Área variable (Rotámetro)
- Magnético
- Vortex



## CAPÍTULO III

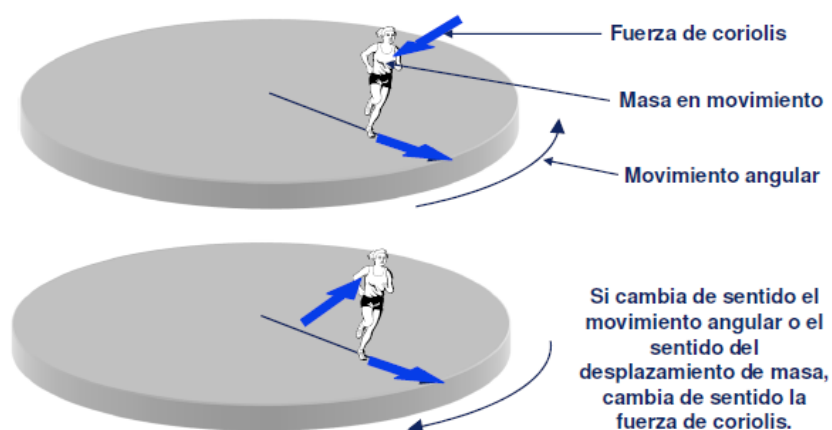
### 3 MEDIDORES MÁSICOS TIPO CORIOLIS

#### 3.1 FUERZA CORIOLIS

El efecto Coriolis es una fuerza de inercia. En 1835, Gustave-Gaspard de Coriolis mostró que esta fuerza de inercia debe ser tomada en consideración en la Ley de Newton sobre el Movimiento de los cuerpos pero en referencia a un marco giratorio.

*“Efecto Coriolis: La ruta original se desvía hacia el oeste por la rotación del planeta”*

A continuación se puede observar de manera Gráfica el Principio de Coriolis



**Figura 28** Principio Coriolis

Fuente: Micro Motion Coriolis, 2014

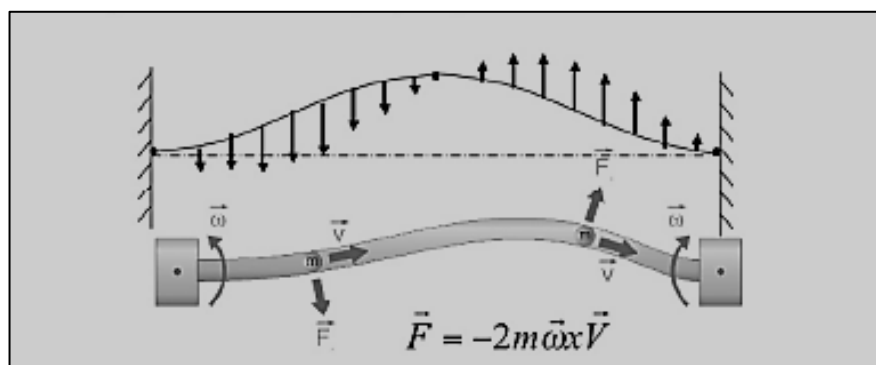
#### 3.2 ¿QUÉ ES UN MEDIDOR CORIOLIS?

De manera muy general se puede definir a un medidor Coriolis como un medidor volumétrico, másico y a su vez como un densitómetro, ya que este dispositivo puede llevar a cabo todas estas funciones cuando se trata de cuantificar cantidades de fluidos o gases.

### 3.3 TEORÍA DE OPERACIÓN

Como habíamos definido en el punto anterior un medidor Coriolis puede desempeñarse como un medidor másico, a continuación se describe la teoría de operación que implica la Medición de Flujo Másico.

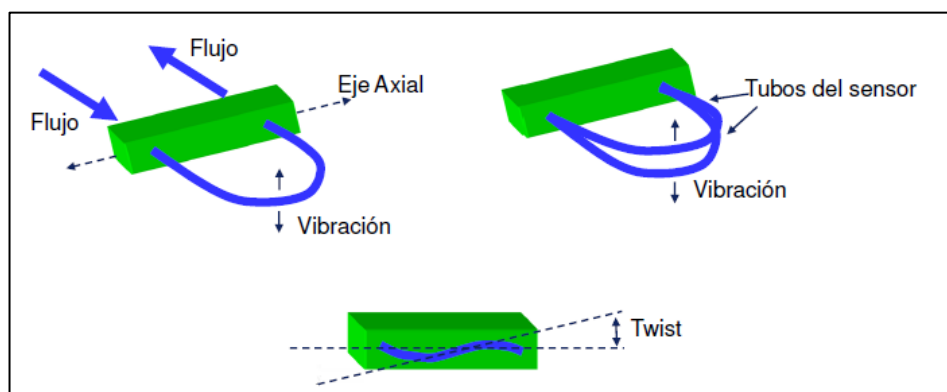
En medidores coriolis o también denominados caudalímetros coriolis, la fuerza de inercia se encuentra provista por los tubos vibrantes. La torsión del tubo o el ángulo de deflexión respecto al plano de vibración es medido y convertido en medición de caudal másico.



**Figura 29** Teoría de Operación de un medidor Coriolis

**Fuente:** Micro Motion Coriolis, 2014

La deformación del tubo (twist) o ángulo de deflexión del plano de vibración es medido y convertido en una medición de flujo.

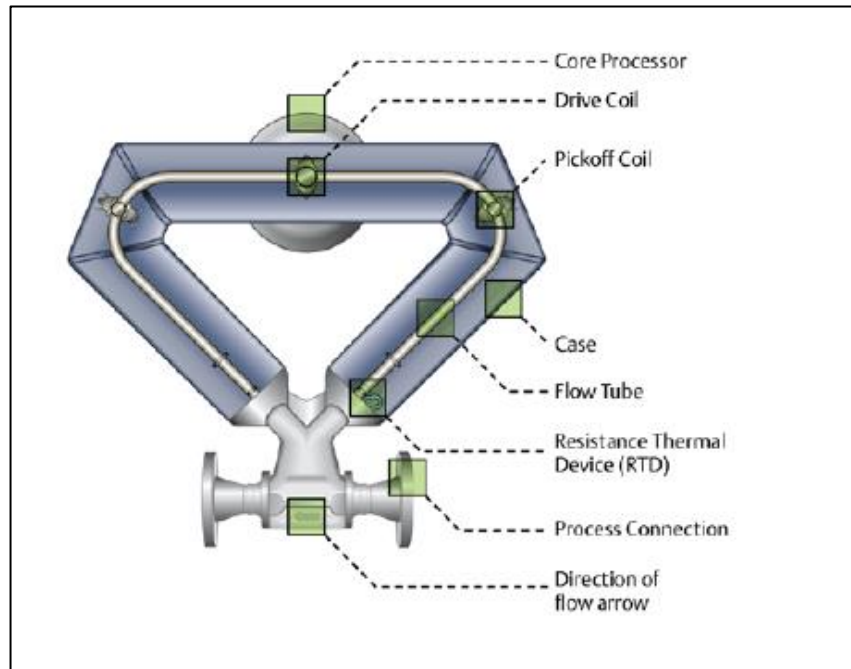


**Figura 30** Teoría de Operación de un medidor Coriolis

**Fuente:** Micro Motion Coriolis, 2014

### 3.4 COMPONENTES DE UN MEDIDOR CORIOLIS

Los medidores Coriolis cuentan con los siguientes elementos:



**Figura 31** Partes del medidor coriolis

**Fuente:** Micro Motion Coriolis, 2014

Core Processor.- Procesador Core

Drive Coil.- Bobina Generadora

Pickoff coil.- Bobina Pickoff (Bobinas Receptoras)

Case.- Caja

Flow Tube.- Tubo de medición

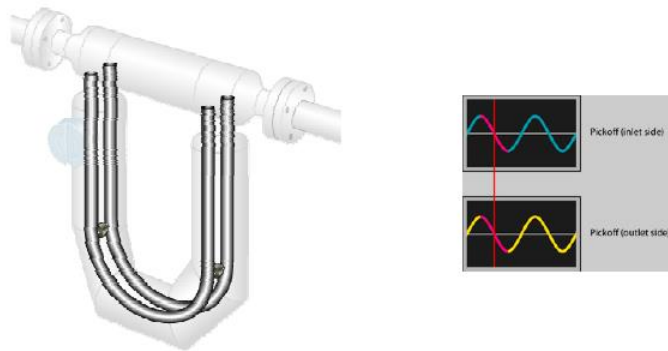
Resistance Thermal Device (RTD).- Dispositivo Térmico de Resistencia

Process Connection.- Bridas de conexión al proceso

Direction of flow arrow.- Flecha de dirección del Flujo

### 3.5 SENSORES CORIOLIS: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO - CAUDAL

Cuando no se tiene flujo a través de los tubos del sensor, se obtiene una onda de frecuencia uniforme como se observa en el siguiente gráfico,



**Figura 32** Principio de Funcionamiento Sin Caudal

**Fuente:** Micro Motion Coriolis, 2014

Cuando se tiene flujo a través de los tubos del sensor en oscilación, se produce la fuerza Coriolis. Esta fuerza origina una flexión en sentidos opuestos entre la entrada y la salida del sensor (torsión).

Si el flujo másico a través del sensor en oscilación se incrementa la flexión es mayor, y es medida por los detectores montados a la entrada y salida de los tubos, generando un desfase entre las ondas de frecuencia lo cual será medido y convertido a flujo másico.



SIN CAUDAL



CON CAUDAL

**Figura 33** Principio de Funcionamiento de un medidor Coriolis

**Fuente:** Micro Motion Coriolis, 2014

Los detectores electromagnéticos producen una señal del voltaje sinusoidal, que representa el movimiento del sensor y que es procesada por el transmisor del sistema de medición que determina el desfaseamiento ( $\Delta t$ ), en microsegundos entre las señales de entrada y de salida

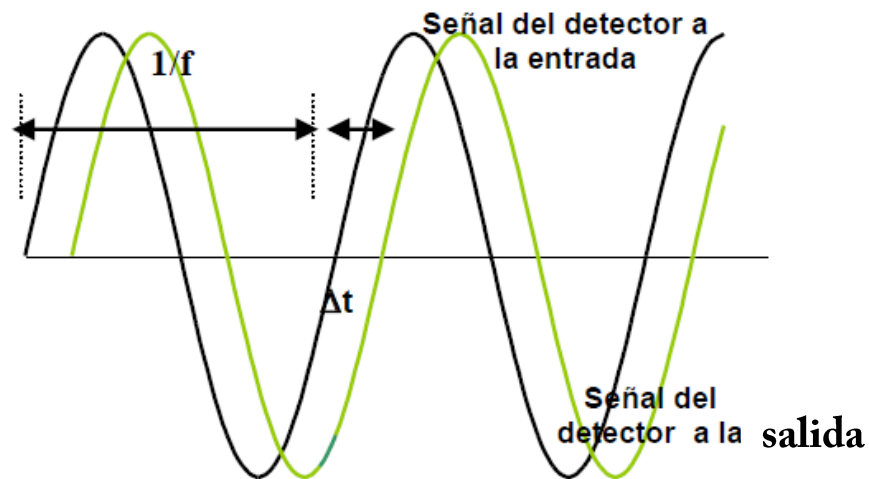
El flujo másico ( $q_m$ ) es proporcional al intervalo de tiempo  $\Delta t$  y depende también de ciertas características geométricas del sensor. Así, el flujo másico es independiente de la frecuencia de oscilación del tubo de medición.

Si el fluido está en reposo, no existe diferencia de tiempo entre las señales sinusoidales.

$$q_m \propto K \Delta K \quad \text{Ec. [11]}$$

El módulo de elasticidad  $K$  depende del material del sensor y debe ser corregido por la variación de la temperatura que ocurran en el proceso de medición. Normalmente se instala una resistencia de platino (RTD), la cual permite ajustar la constante de proporcionalidad y obtener un flujo másico compensado por los cambios en el módulo de elasticidad del sensor.

En la siguiente figura se observa el aspecto de la curva cuando el líquido fluye a través de los tubos del sensor que están oscilando; el transmisor del sistema de medición procesa la señal sinusoidal de los detectores y determina el desfase  $\Delta t$  ( $\mu\text{s}$ ), de la señal entre la entrada y la salida del sensor.



**Figura 34** Desfasamiento de la onda sinusoidal de los detectores del medidor coriolis

**Fuente:** 6ta Jornada Medición de Fluidos, 2011

Adicionalmente la mayoría de los diseños de medidores de flujo másicos tipo Coriolis poseen la capacidad de medir la densidad del fluido empleando la frecuencia de oscilación del sensor.

Así como los densitómetros a frecuencia, los métodos de calibración empleados en los medidores Coriolis para medir densidad deben poseer trazabilidad hacia los patrones nacionales o internacionales, acciones que determinaran la estabilidad de sus características metrológicas durante su uso in situ.

La oscilación de los tubos es registrada por los detectores como una señal de voltaje sinusoidal que refleja su movimiento. La frecuencia de esa señal de voltaje sinusoidal de los detectores representa la frecuencia natural de vibración del tubo.

Si la densidad del fluido cambia durante el proceso provoca un cambio en la frecuencia natural de oscilación del sensor que es captada por los detectores como un cambio en la señal de voltaje sinusoidal.

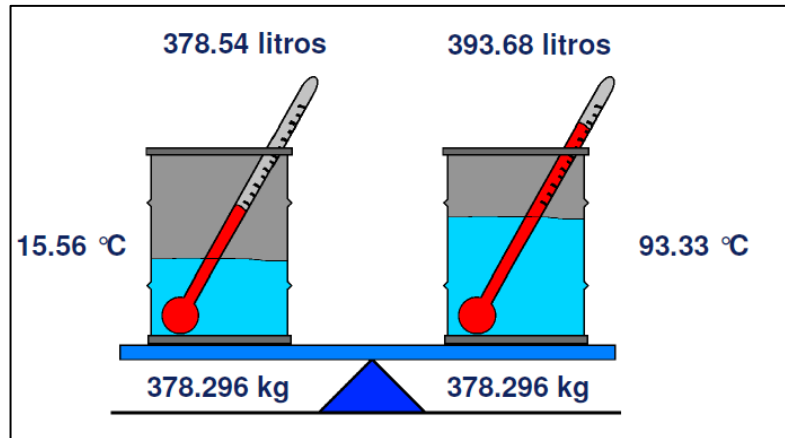
La densidad del tubo ( $\rho$ ) es directamente proporcional al cuadrado del periodo de vibración de los tubos.

Es importante recalcar que:

- A medida que la densidad aumenta, la frecuencia natural del sistema disminuye.
- A medida que la densidad disminuye, la frecuencia natural del sistema aumenta.

### **3.6 IMPORTANCIA DE MEDIR MASA**

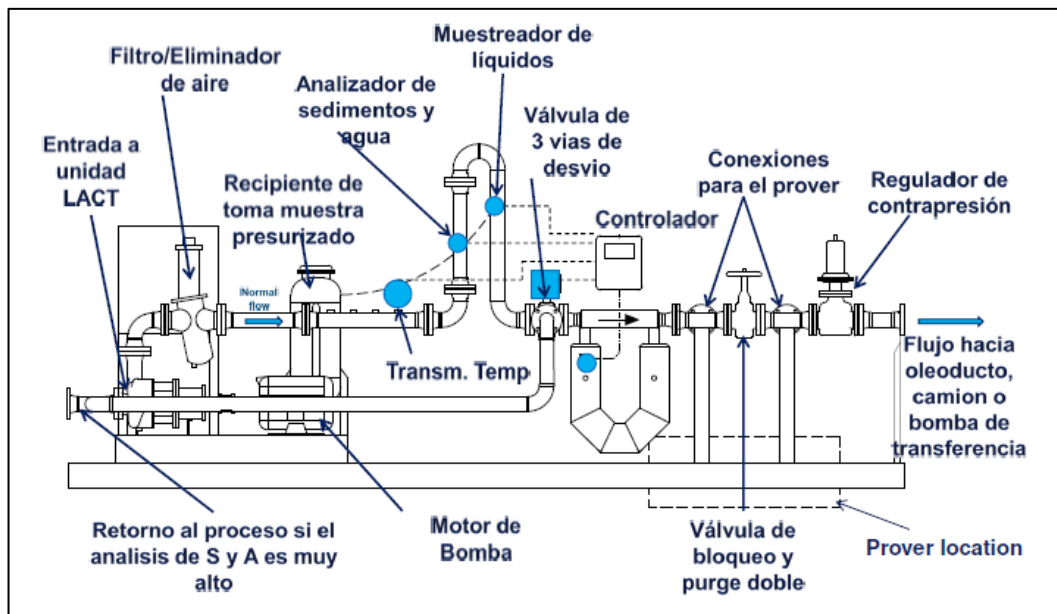
La ventaja de medir masa es que sin importar la cantidad de fluido que se tenga en el sistema a condiciones de temperatura diferentes, no se verá afectada la medición ya que esta será la misma, tal como se observa en la figura:



**Figura 35** Medición en Masa

Fuente: Micro Motion, 2014

### 3.7 DIAGRAMA TÍPICO DE UNIDAD LACT CON MEDIDOR CORIOLIS

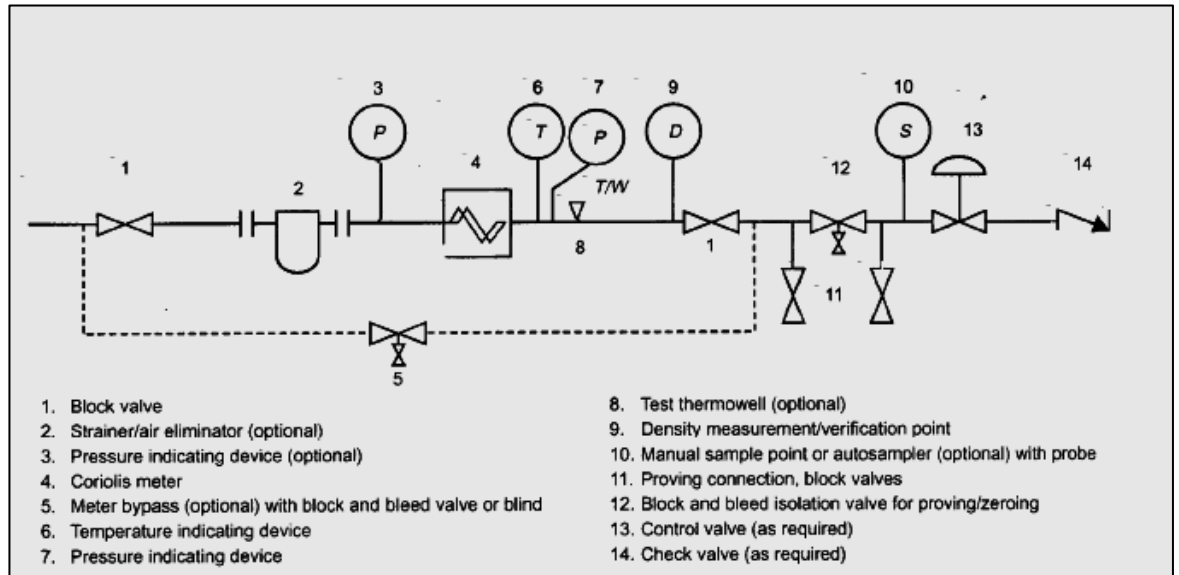


**Figura 36** Diagrama Típico de unidad LACT con Coriolis

Fuente: Micro Motion, 2014



Al igual que para los medidores de Desplazamiento Positivo y de Turbina, API en su capítulo 5.6 define la guía de instalación de un medidor coriolis la misma que se muestra a continuación:



**Figura 37** Diagrama Típico de unidad LACT con Coriolis

**Fuente:** API MPSM 5,6

1. Válvula de Bloqueo
2. Filtro/eliminador de aire
3. Dispositivo Indicador de presión
4. Medidor Coriolis
5. Bypass con válvula de bloqueo y purga
6. Dispositivo indicador de Temperatura
7. Dispositivo indicador de Presión
8. Thermowell de prueba
9. Medidor de Densidad/ punto de verificación
10. Punto de muestra manual o auto-muestreo
11. Conexiones para pruebas, válvulas de bloqueo
12. Válvulas de bloqueo y purga para llevar acabo las pruebas
13. Válvula de control
14. Válvula check

### 3.8 GEOMETRÍAS DEL SENSOR CORIOLIS

Las geometrías de los sensores de flujo que se encuentran actualmente en el mercado son las siguientes:

#### 3.8.1 DOBLE TUBO CURVADO, PARA MAXIMIZAR EL RENDIMIENTO

Las ventajas de esta configuración son:

- Mayor sensibilidad al Flujo
- Alta cobertura
- Densidad con Alta exactitud
- Mejor rendimiento en gases



**Figura 38** Sensor de Flujo Tipo “U”

**Fuente:** Micro Motion, 2014



**Figura 39** Sensor de Flujo Tipo “Omega”

**Fuente:** Micro Motion, 2014

### 3.8.2 DOBLE TUBO LIGERAMENTE CURVADO

Las ventajas de esta configuración son:

- Lacks turndown & gas performance of more highly curved dual tubes
- Densidad con Baja exactitud
- Higher tube frequency limits entrained gas capability
- Drenable



**Figura 40** Sensor de Flujo Tubo Ligeramente Doblado

**Fuente:** Micro Motion, 2014

### 3.8.3 TUBO RECTO

Las ventajas de esta configuración son:

- Optimizado para limitar el taponamiento, proporcionar drenaje y la facilidad de limpieza
- Limitado en la precisión y la cobertura en comparación con tubos dobles
- Más propensos a los efectos secundarios que un medidor de tubo curvado.



**Figura 41** Sensor de Flujo Tubo Recto

**Fuente:** Micro Motion, 2014

## 3.9 ANÁLISIS NORMA API MPMS 5.6

Acorde a la norma API MPMS, Capítulo 5, Sección 6 un Medidor Coriolis se lo puede definir de la siguiente manera:

Un medidor de Coriolis es un dispositivo que por medio de la interacción entre un fluido en movimiento y la oscilación de un tubo(s), mide la tasa de flujo de masa y densidad.

Un Medidor Coriolis consiste de un sensor y un transmisor, a continuación se describe cada uno de estos en base a la norma:

Transmisor del Coriolis.- La electrónica asociada con un medidor de Coriolis, interpreta la señal de desplazamiento de fase del sensor, la convierte a una velocidad de flujo de masa significativa (representado en unidades de ingeniería o un valor de escala), y genera una señal digital o analógica que representa la tasa y / o cantidad de flujo . La mayoría de los fabricantes también lo utilizan para manejar los tubos del sensor y determinan la densidad del fluido con la cual calculan una tasa de flujo volumétrico.

Sensor de Flujo.- Es un conjunto mecánico que consiste en:

- Caja.- Es el medio por el cual se proporciona protección del medio ambiente. Este puede o no proporcionar contención secundaria.
- Sensores de medición.- Son los sensores para monitorear las oscilaciones y para detectar el efecto de las fuerzas de Coriolis. Estos también se conocen como pastillas o pickoffs.
- Estructura de apoyo.- Es el medio para soportar el conducto vibrante.
- Conducto vibrante.- Tubos oscilantes o canal a través del cual se mide el fluido que está pasando.
- Sistema de accionamiento de vibración.- Son los medios para inducir la oscilación del tubo vibrante.

Es muy importante considerar factores únicos para los medidores Coriolis fuera de los comúnmente usados como lo son el K-factor y el Meter Factor (Factor del Medidor), adicional a estos se deber considerar los siguientes factores:

- Factor de Calibración de Densidad de Fábrica: Es un factor numérico que puede o no ser utilizado para hacer frente a la sensibilidad de la densidad de manera individual para cada sensor en un medidor Coriolis. Este es único para cada sensor y se obtiene durante la calibración del sensor. Cuando está programado en el transmisor, el

factor (s) de calibración de densidad ayuda a asegurar que el medidor funcione de acuerdo a sus especificaciones establecidas.

- Factor de calibración de Flujo del Fabricante: Un factor numérico que puede o no ser utilizado para hacer frente a la sensibilidad de flujo de manera individual para cada sensor en un medidor Coriolis. Este es único para cada sensor y se obtiene durante la calibración del sensor. Cuando está programado en el transmisor Coriolis, el factor (s) de calibración de caudal ayuda a asegurar que el medidor funcione de acuerdo a sus especificaciones establecidas.

Nota.- Este factor no debe ser confundido con el K-Factor o el Factor de Medidor.

### **3.9.1 CONSIDERACIONES PARA EL SENSOR DE FLUJO**

#### **3.9.1.1 Configuración del Tubo Sensor**

1. Cada fabricante produce medidores Coriolis con diferentes diseños de sensores y cada uno tiene diferentes configuraciones de tubería. La configuración de los tubos influirá en:
  - La caída de presión a través del medidor.
  - La susceptibilidad a la erosión y la cavitación.
  - Caudales mínimos y máximos.
  - La precisión de la medición.
  - Susceptibilidad a recubrimiento y la obstrucción.
2. Los sensores de flujo a menudo restringen el área de flujo de sección transversal resultando en una mayor velocidad y caída de presión de fluido que se experimenta en la tubería asociada. La caída de presión para una instalación particular dependerá de la configuración del tubo a lo largo con la viscosidad, la densidad del fluido y la velocidad de

flujo deseada. Se debe considerar la cantidad de caída de presión requerida por el sensor de flujo con respecto a la caída de presión total permitido en el sistema.

3. Altas velocidades de fluido, cuando el fluido se combina con partículas abrasivas en la corriente, pueden causar erosión y falla en el sensor. Se debe seleccionar el sensor de flujo para proporcionar la precisión requerida dentro de las limitaciones de caída de presión permitidas dentro del sistema, evitando así la erosión.
4. Para ayudar a mitigar los riesgos asociados con un fallo de la manguera, puede ser necesario considerar como equipo opcional o adicional proporcionado por el fabricante del medidor o el usuario:
  - Alojamientos de sensor de flujo, contruidos como un recipiente que contiene presión, diseñado para contener fluido bajo presión a un límite de presión especificado.
  - Discos Burst, válvulas de alivio de presión y desagües, o rejillas de ventilación en la carcasa, para aliviar la presión dentro de la vivienda y permiten que los fluidos liberados debido a una fractura del tubo sean dirigidos lejos del sensor de flujo a una zona menos peligrosa donde pueda intervenir personal de mantenimiento.
5. La caída de velocidad de la corriente y la presión experimentada en el sensor de flujo podría causar cavitación que provocará mediciones inexactas y puede dañar el sensor.
6. Tenga en cuenta las características del fluido y el diseño del sensor de flujo, para proporcionar un drenaje adecuado, la eliminación de vapor, y la capacidad de limpieza.

En corrientes de hidrocarburos ligeros con características de presión de vapor altas, los sensores de flujo deben instalarse de manera que se evite la captura de cualquier vapor. Dado que estos líquidos se vaporizan como gotas de presión, siendo probable que se requiera un sistema de auto-drenaje en el sensor. Los hidrocarburos más pesados pueden ser menos propensos a vaporizar a bajas presiones y por lo tanto pueden requerir medios para drenar el sensor.

#### 7. Material del Tubo Sensor

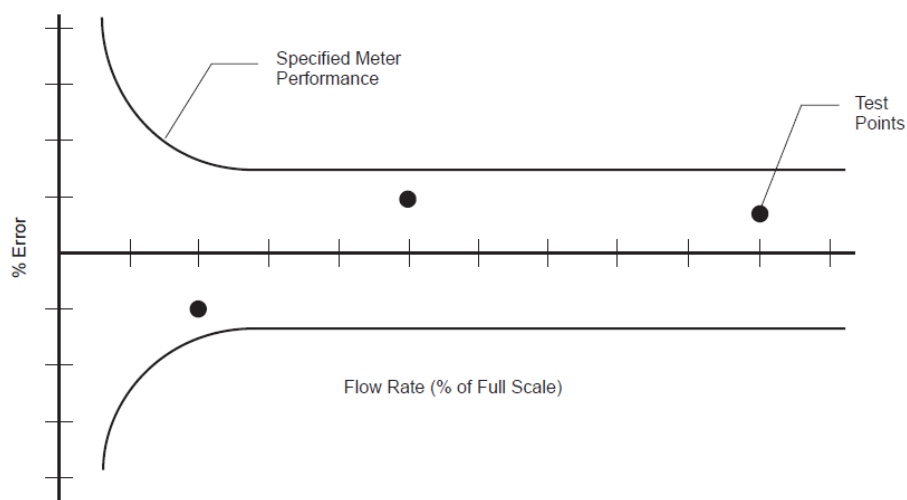
La selección del material depende de las propiedades del fluido, tales como corrosividad y la ausencia o presencia de materiales abrasivos o de depósito de formación. Considere la posibilidad de combinaciones de la corriente que fluye con posibles contaminantes como el agua la prueba hidráulica o aire que queda después de la construcción para hacer frente a la compatibilidad del material. Los materiales utilizados para todas las partes húmedas deben ser compatibles con la corriente.

#### 8. Exactitud

La exactitud del sensor de flujo es una función del de la rata de flujo a través del sensor. Estos límites de error son proporcionados a menudo por los fabricantes para caudales del 100% del máximo y mínimo porcentaje de la rata de flujo.

Al igual que otros dispositivos de medición, la incertidumbre aumenta a medida que las tasas de flujo se aproximan la cero, como se observa en la siguiente figura:





**Figura 42** Típica Especificación de Exactitud de un Medidor Coriolis

**Fuente:** API MPMS 5.6, 2012

Variaciones en la presión de línea pueden afectar la exactitud del medidor.

La precisión y el rendimiento del sensor de flujo también puede verse afectado por cargas externas a la tubería, vibraciones o pulsaciones.

Si existe un desplazamiento hacia el cero, disminuirá la precisión de la medición principalmente en el rango de velocidad de flujo inferior del medidor.

## 9. Presión de Operación

El sensor de flujo debería tener una adecuada presión de operación para el servicio y el sistema de tubería en el cual va a ser instalado.

Se deben considerar los valores máximos y mínimos de los límites de presión para el sensor de flujo y asegurar que la presión de operación y las presiones experimentadas durante condiciones anormales de operación caigan dentro de estos límites.

## 10. Flujo Bidireccional

Algunos sensores de flujo pueden ser capaces para flujo bidireccional, si es necesario para la aplicación flujo bidireccional, se debe seleccionar un sensor de flujo que sea compatible.

## 11. Orientación del Sensor

Diferentes fabricantes pueden tener requerimientos específicos a cerca de la orientación del sensor asociado a la tubería. Para diferentes condiciones de operación pueden existir restricciones en si en los tubos sensores pueden estar en un línea vertical u orientados en posición vertical (flujo hacia arriba), a los costados o colgados.

### **3.9.1.2 Consideraciones del Transmisor Coriolis**

#### 1. Consideraciones Ambientales

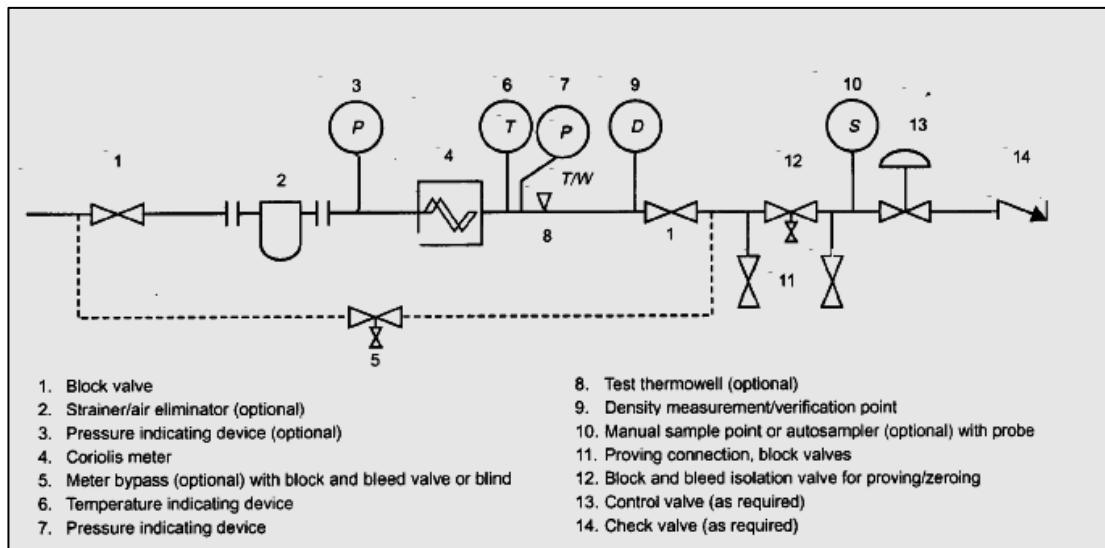
Evaluar los extremos de humedad y temperatura para una apropiada protección. Considerar pruebas climáticas, bacterianas y de corrosión.

#### 2. Condiciones Eléctricas

- Requerimientos de suministro de energía para lecturas de salida continua o intermitente del medidor.
- Certificación para clasificación de áreas.

#### 3. Operatividad

- Tamaño físico del transmisor coriolis
- Medios de configuración
- Pantalla de parámetros
- Facilidad de conexiones eléctricas
- Facilidad de reducción a cero y cambios de parámetros
- Capacidad de totalizar los flujos bidireccionales por separado
- Alarmas



**Figura 43** P&ID de un Medidor Coriolis

Fuente: API MPMS 5.6, 2012

### 3.10 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA

#### 1. Generales

- Vibraciones externas en frecuencias específicas, pueden causar errores en la medición.
- El flujo de dos fases (líquido/gas) puede afectar adversamente al desempeño del medidor.
- Los sistemas de medición coriolis debería cumplir con todos los códigos y regulaciones aplicables. Un diagrama esquemático de una instalación típica de medidor se muestra en la siguiente figura:

#### 2. Tubería

- Donde el rango de flujo o la caída de presión sea demasiado alta para un medidor, la instalación de un banco de medidores en paralelo puede ser utilizado. Cuando más de un medidor es instalado en paralelo, un medio debe ser provisto para un

balance de flujo a través de los medidores y aislar los medidores para propósitos de prueba.

- Cualquier condición que tienda a contribuir a la vaporización o cavitación de una corriente de líquido debería ser evitada por un diseño de sistema y operando el medidor dentro de su rango de flujo específico. La vaporización o cavitación puede minimizarse o eliminarse manteniendo suficiente presión en e inmediatamente aguas abajo del medidor.
- El flujo de dos fases (líquido/gas) puede afectar adversamente al desempeño del medidor. Una instalación de medidor Coriolis debe ser equipada con un equipo eliminador de aire/vapor, como necesite, entonces la precisión de la medición no será degradada.
- El efecto de los perfiles de velocidad de un fluido no uniforme y en remolino, causados por la configuración aguas arriba y debajo de la tubería en el desempeño de medidor pueden diferir desde el diseño de un medidor a otro.
- El medidor Coriolis debe estar orientado en una posición que asegure que el tubo de medida o tubos estén completamente llenos de fluido bajo todo el flujo y en condiciones estáticas.
- Para mediciones volumétricas, los termopozos (thermowells) deben ser instalados cerca del sensor de flujo entonces esta temperatura medida representa la temperatura del fluido en el medidor Coriolis. Una práctica normal es instalar el termopozo aguas abajo del medidor.
- Un dispositivo registrador o indicador de presión debe estar instalado cerca al sensor de flujo. Para medición de volumen de líquidos altamente compresibles bajo variaciones de ratas de flujo, puede ser necesario instalar equipos de presión y sensores de presión ambos aguas arriba y aguas abajo del medidor Coriolis y utilizar la presión promedia en los cálculos del factor del medidor. Estas mediciones de presión pueden

también ser utilizadas en el desempleo del medidor para compensaciones por efectos de presión.

- Filtros u otros dispositivos de protección pueden ser provistos aguas arriba del medidor para remover objetos extraños los cuales pueden causar error en la medición.

### 3. Verificación del Valor de Cero almacenado

La verificación del valor de cero almacenado es requerida como parte del procedimiento operativo normal para el medidor.

### 4. Verificación de la Densidad

La exacta determinación de la densidad en línea es crítica para una prueba exitosa de un medidor Coriolis, cuando el probador y el medidor Coriolis no se encuentran midiendo en las mismas unidades (masa o volumen). Se debe considerar:

- La capacidad para muestrear el producto por medio de un hidrómetro/análisis de laboratorio.
- La capacidad para fijar un picnómetro o un densitómetro maestro.

### 5. Facilidades de Prueba

Las facilidades deben ser provistas para probar el medidor bajo condiciones tan cercanas a las condiciones normales de operación.

Estabilidad de la temperatura, presión, rata de flujo, y composición del producto es típicamente necesario para alcanzar una repetibilidad de la prueba aceptable.

Las conexiones para prueba deben estar instaladas para que el aire o vapor no queden atrapados en la tubería entre el medidor y el probador.

Minimizar la distancia entre el medidor y el probador puede aliviar problemas en la precisión de los resultados obtenidos en la prueba del medidor. Es recomendable que el sensor de flujo este localizado aguas arriba de las conexiones para prueba.

## 6. Montaje

- a. Se requiere un montaje correcto del sensor de Coriolis. Siga las recomendaciones del fabricante. Se debe considerar el soporte del sensor, la alineación de las bridas de entrada y de salida con el sensor, y la orientación del sensor (vertical u horizontal, hacia arriba o hacia abajo).
- b. Montar el transmisor Coriolis tal que pueda acceder fácilmente a conexiones del equipo de comunicaciones, acceso a la pantalla, y para el uso de teclados. A diferencia de los medidores de turbina y medidores de desplazamiento positivo, la señal de prueba no viene desde el sensor (medidor), sino más bien desde el transmisor Coriolis.
- c. La tubería debe estar anclada para evitar la transferencia de los esfuerzos de la tubería al sensor de flujo. La vibración de la tubería y pulsación del fluido pueden afectar a la capacidad del sensor de flujo para medir con precisión parámetros de la corriente como vibración externa o las pulsaciones se aproximan a la frecuencia de resonancia del sensor. Consulte con el fabricante como evitar las frecuencias de vibración o pulsación. Amortiguadores de pulsaciones pueden ser requeridos en algunas situaciones.

- d. El rendimiento del medidor, específicamente el valor de cero observado, se verán afectados negativamente por flexión axial y esfuerzos de torsión de la presión, el peso y los efectos térmicos; estas tensiones y cargas asociadas pueden minimizarse mediante la utilización de tuberías correctamente alineadas y soportes bien diseñados. Una pieza de carrete, de longitud igual a la medidor Coriolis, se debe utilizar en lugar de la metro para alinear las tuberías durante la fase de construcción.
- e. Se deben tomar precauciones para asegurarse de que la vibración externa a la frecuencia de funcionamiento del sensor de flujo o una de sus armónicos sean aislados y no lleguen a ser perjudiciales para el rendimiento del medidor.

### **3.11 MÉTODOS DE PRUEBA**

Las metodologías utilizadas para probar un medidor Coriolis son Masa Directa, Masa Inferida y Volumétrica. Estas metodologías difieren significativamente en la forma que determinar la cantidad de referencia de líquido (cantidad del prover) para la prueba.

#### **Prueba de Masa Directa**

En una prueba de masa directa, la masa del líquido en el probador (cantidad de referencia) es físicamente medido. La masa medida por el prover es comparada con la masa medida por el medidor a fin de generar el Factor del Medidor.

Los métodos comúnmente utilizados son:

- a. Gravimétrico: La cantidad de referencia de líquido se pesa en una escala y comparado con lo indicado en masa por el medidor. Este método no está cubierto en ninguna Norma API MPMS.

- b. Medidor Master Másico: La cantidad de referencia de líquido se obtiene de la masa del medidor master y comparada con la medida de masa indicada por el medidor. Este método no está cubierto en ninguna Norma API MPMS.

### **Prueba de Inferencia de Masa**

En una prueba de inferencia de masa, la masa del líquido en el probador (cantidad de referencia) se calcula en lugar de medir físicamente como en el método anterior. La masa se calcula multiplicando el volumen y la densidad del fluido de referencia. La masa inferida se compara con la masa indicada por el medidor para de esta manera obtener el factor del medidor. La precisión de este método depende de la precisión tanto del volumen como de las mediciones de la densidad.

Los métodos de prueba volumétricos indicados en las pruebas de masa directa deben ser utilizados para determinar el volumen de referencia en una prueba de masa por inferencia.

La selección de un método para determinar una densidad de referencia (densidad del probador) es fundamental para una exitosa y precisa prueba.

Para pruebas de inferencia de masa, el método preferido para determinar la densidad del fluido en el probador, es utilizar un medidor de densidad en línea. El medidor de densidad deber ser instalado, operado y calibrado bajo la norma API MPMS Capítulo 14.6. La salida resultante de este medidor debe promediarse durante cada corrida del prover.



### **3.12 INDICACIONES PARA CORRECCIÓN DE UN MEDIDOR CORIOLIS**

El resultado de una prueba de un medidor será la obtención de un nuevo factor del medidor o reafirmar el factor obtenido. Es posible revisar el K-factor, pero no se prefiere este método. El factor del medidor (MF) puede ser ingresado en el accesorio del equipo, por el equipo de algún fabricante, en el transmisor Coriolis, o se aplica manualmente a la cantidad indicada.

Si se revisa el K-factor, el método preferido de corrección es cambiar el K-factor en el equipo.

A diferencia de turbina o medidores de desplazamiento positivo, los sensores Coriolis no lo hacen, por la naturaleza de su operación, generar una salida de pulsos que representa masa o volumen. El transmisor Coriolis realiza cálculos internos para determinar una velocidad de flujo y una frecuencia apropiada para representar la tasa de flujo. La relación exacta entre la frecuencia y la velocidad de flujo es configurable por el usuario. Dicho en otros términos, el transmisor Coriolis emite un pulso cada vez que una masa o volumen, configurado por el usuario, de fluido pasa a través del medidor. Una escala de pulsos del Factor (en relación a la cantidad pulsos) u otras variables a partir del cual se puede calcular un PSF (pulse scaling factor) se introducen en el transmisor Coriolis, por lo general de una manera tal que la salida tiene una relación conveniente, tal como 1000 impulsos / barril.

Cuando se utiliza el método preferido de corrección, y el factor del medidor se varía después de ser probado, el K-factor en el equipo coincidirá con la escala de pulsos del factor ingresado en el transmisor Coriolis.

Cuando se revisa el K- factor, el factor del medidor debe establecerse en uno (tanto en el transmisor Coriolis y el accesorio del equipo) y la Escala de

Pulsos del Factor en el transmisor Coriolis debe permanecer como lo fue durante la prueba. Sólo el factor K-factor en el equipo se cambia.

### 3.13 CALIBRACIÓN DE FÁBRICA

Durante la calibración de fábrica, la salida del medidor Coriolis bajo prueba es comparado con un patrón de alta precisión para establecer un factor de calibración inicial. Los medidores Coriolis son típicamente calibrados en fábrica en los stands de flujo gravimétrico que son trazables a una norma nacional. El líquido de ensayo, comúnmente agua, fluye a través del medidor de Coriolis y se recoge en un tanque con una escala de peso (véase la Figura 42). La lectura de masa del medidor Coriolis se compara con la masa indicada en la báscula, corregido para el efecto de flotabilidad. Un factor de calibración repetible, dentro de la tolerancia la precisión del medidor, se establece. El factor de calibración convierte la salida del medidor Coriolis a una velocidad de flujo en las unidades de ingeniería deseadas.

Una calibración por separado se realiza para la medición de la densidad en un medidor Coriolis. La densidad del fluido contenido dentro de los tubos de vibración es inversamente proporcional a la frecuencia del tubo del conjunto del sensor. Esta relación está representada por la siguiente ecuación.

$$\rho \propto \frac{1}{f^2} \quad \text{Ec. [12]}$$

Dónde:

$\rho$  = Densidad de flujo

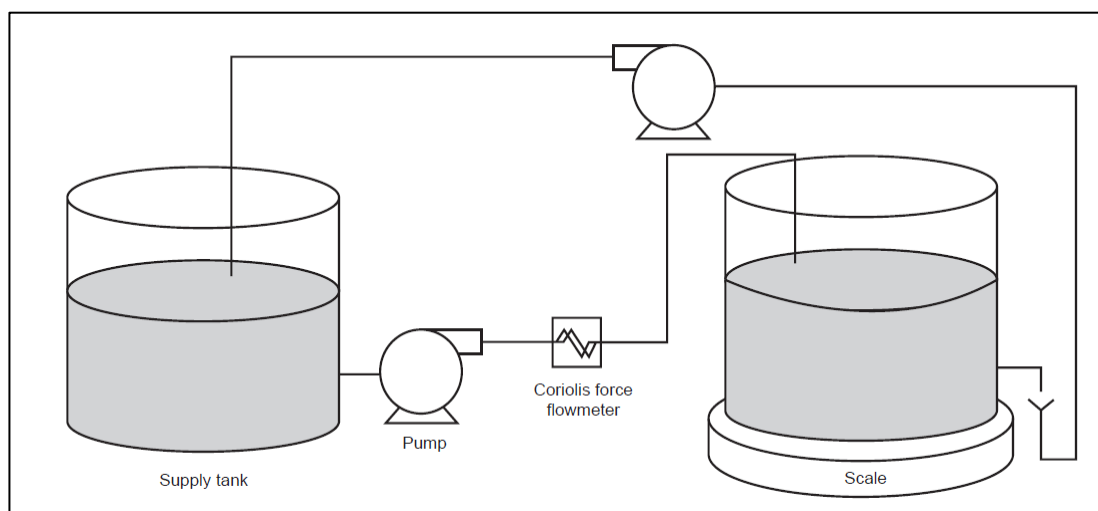
$f$  = Frecuencia de los tubos, frecuencia de resonancia del conjunto del sensor Coriolis

La calibración de fábrica de densitómetros consiste en la medición de la frecuencia de los tubos del medidor Coriolis y el valor de densidad del fluido de calibración mientras el medidor Coriolis está lleno de fluido, ya sea en un

estado estático o fluyente. La mayoría de densitómetros se calibran con dos o más líquidos (generalmente aire y agua) cuyos valores de densidad están bien definidos y son relativamente estables. Los valores de densidad para el fluido pueden determinarse bien mediante el uso de ecuaciones de estado o de los cálculos a partir de datos de laboratorio o mediante la incorporación de un patrón de transferencia para determinar la densidad del fluido durante la calibración.

Para mayor comodidad, y establecer la trazabilidad de los estándares aceptables, los líquidos de prueba se puede hacer referencia a las condiciones de base de la temperatura y de presión utilizando ecuaciones descritas en API MPMS Capítulo 14.6. Todos los parámetros de fábrica deberán ser medidos con instrumentos trazables a NIST (National Institute of Standards and Technology) u otras organizaciones de estándares reconocidos internacionalmente.

La calibración de fábrica produce los coeficientes que definen la densidad por periodo de tiempo al cuadrado relación para cada densitómetro. Esta ecuación es entonces interpolados o extrapolados linealmente por el transmisor Coriolis para determinar la densidad del fluido en el campo.



**Figura 44** Esquema de un Sistema de Calibración

**Fuente:** API MPMS 5.6, 2012

### 3.14 APÉNDICE “E” DE LA NORMA API MPMS 5.6 – CÁLCULOS

**Tabla No. 2** Medidor Coriolis – Métodos de Prueba

Proving Considerations	Proving Method					
	Tank Prover		Conventional Pipe	Small Volume	Master Meter	
	Gravimetric	Volumetric <sup>2</sup>			Volumetric	Mass
Prover Design	MPMS Chapter 4.4	MPMS Chapter 4.4	MPMS Chapter 4.2	MPMS Chapter 4.3	Varies	Varies
Proving Procedure	MPMS Chapter 4.8	MPMS Chapter 4.8	MPMS Chapter 4.8	MPMS Chapter 4.8	MPMS Chapter 4.5 and 4.8	MPMS Chapter 4.8
Process Measurements <sup>1</sup> Coriolis Meter-mass	A – None	B – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ ]	B – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ ]	B – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ ]	B – $\rho_{fp}$	A – None
Process Measurements <sup>1</sup> Coriolis Meter-volume	D – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]	C – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]	C – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]	C – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]	C – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]	C – [ $\rho_{fp}$ , $T_p$ , $P_p$ , $T_m$ , $P_m$ ]
Meter Factor Calculations Coriolis Meter-mass	A	B	B	B	B $CTS_p = 1$ $CPS_p = 1$	A
Meter Factor Calculations Coriolis Meter-volume	D	C	C	C	C $CTS_p = 1$ $CPS_p = 1$	C

Notes:

<sup>1</sup>Where A, B, C and D referred to in the table pertain to equations below.

<sup>2</sup>Pressure measurement is only required for closed vessel tank provers.

**Fuente:** API MPMS 5.6, 2012

#### 3.14.1 CÁLCULO DEL METER FACTOR

Determinación adecuada de los factores de corrección de CTL y CPL requiere el uso de la base de la densidad del fluido,  $\rho_b$ . Para un medidor Coriolis configurado para indicar la masa, la masa indicada (IMm) durante la experimentación ejecuta se determina a partir de la siguiente relación:

$$IM_m = \frac{\text{Meter Pulses}}{KF_m} \quad \text{Ec. [13]}$$

Para un medidor Coriolis configurado para indicar volumen, el volumen indicado (IVm) es determinado desde la siguiente relación:

$$IV_m = \frac{\text{Meter Pulses}}{KF_v} \quad \text{Ec. [14]}$$

### 3.14.2 MASA DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR MÁSIKO

La siguiente ecuación es aplicable para probar un medidor Coriolis configurado para indicar masa versus un tanque probador gravimétrico, a continuación se presenta la ecuación que determina el Meter Factor para medidor Coriolis que indica masa vs un probador másico.

$$MF_m = \frac{\textit{Prover Mass}}{IM_m} \quad \text{Ec. [15]}$$

### 3.14.3 MASA DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR VOLUMÉTRICO

La siguiente ecuación es aplicable para un medidor Coriolis configurado para indicar masa versus un tanque probador volumétrico, probador convencional de tubo, probadores de volumen pequeño o medidores maestros volumétricos.

$$MF_m = \frac{\textit{Prover Volume} * CTS_p * CPS_p * \rho_{fp}}{IM_m} \quad \text{Ec. [16]}$$

### 3.14.4 VOLUMEN DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PROBADOR VOLUMÉTRICO

La siguiente ecuación es aplicable para un medidor Coriolis configurado para indicar volumen versus un tanque probador volumétrico, probar convencional de tubo, probadores de volumen pequeño o medidores maestros volumétricos.

$$MF_m = \frac{\text{Prover Volume} * CTS_p * CPS_p}{IM_m} * \frac{CTL_p * CPL_p}{CTL_m * CPL_m} \quad \text{Ec. [17]}$$

### 3.14.5 VOLUMEN DE UN MEDIDOR CORIOLIS COMPARADO CON UN PRABADOR MÁSIICO

La siguiente ecuación es aplicable para medidores Coriolis configurados para indicar volumen versus un tanque probador gravimétrico.

$$MF_m = \frac{\text{Prover Mass}}{IV_m * \rho_{fp}} * \frac{CTL_p * CPL_p}{CTL_m * CPL_m} \quad \text{Ec. [18]}$$

### 3.14.6 CAMBIOS DEL METER FACTOR EN EL TRANSMISOR CORIOLIS

Durante la prueba, la señal de salida de pulsos del transmisor del medidor Coriolis puede haber sido factorizada por un factor del medidor dentro de la electrónica del transmisor. Si este es el caso, y el factor del medidor dentro del transmisor Coriolis debe ser ajustado, la determinación del nuevo factor del medidor en el momento de la prueba debe ajustarse de la siguiente manera:

$$MF_{new} = MF_{prv} * MF_{exist} \quad \text{Ec. [19]}$$

Dónde:

$MF_{new}$  = Nuevo Meter Factor a ser utilizado por el Transmisor Coriolis

$MF_{prv}$  = Meter Factor determinado por la prueba del medidor

$MF_{exist}$  = Meter Factor utilizado por el Transmisor Coriolis durante la prueba

### 3.14.7 VARIACIÓN DEL K-FACTOR PARA CORREGIR LA INDICACIÓN DEL MEDIDOR

La siguiente ecuación es aplicable a los medidores Coriolis cuando el K factor varía más que el factor del medidor para corregir la salida del medidor Coriolis.

$$K - Factor = \frac{PSF}{Meter Factor} \quad \text{Ec. [20]}$$

### 3.14.8 CONVERSIÓN DE LA DENSIDAD ENTRE LAS CONDICIONES DEL PROBADOR Y DEL MEDIDOR

Algunas ecuaciones para determinar el factor del medidor utilizan la densidad determinada a las condiciones de flujo en el probador. Si la densidad se determina en el medidor Coriolis a condiciones flujo, a continuación, la siguiente relación se puede utilizar para convertir entre los dos conjuntos de condiciones de flujo. Siempre es preferible determinar la densidad en el lugar deseado y evitar cualquier conversión si es posible. Si la densidad del medidor se utiliza para determinar la densidad probador, debe ser calibrado de acuerdo a la API MPMS Capítulo 14.6.

$$\rho_{fp} = \rho_{fm} * \frac{CTL_p * CPL_p}{CTL_m * CPL_m} \quad \text{Ec. [21]}$$

## 3.15 CÁLCULO DE CANTIDADES

El factor de medidor, que se determinó en la sección 3.14, se aplica a lo indicado por el medidor Coriolis, para determinar la cantidad actual medida como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Measured Mass} = \frac{\text{Meter Pulses}}{KF_m} * MF_m \quad \text{Ec. [22]}$$

$$GSV = \frac{\text{Meter Pulses} * CTL_m * CPL_m}{KF_v} * MF_m \quad \text{Ec. [23]}$$

### 3.16 EJEMPLO DE CÁLCULO

Para observar cómo se llevan cabo los cálculos de las cantidades por parte del medidor Coriolis se tomará los datos del día 01 de junio de 2015 del contador másico (Coriolis) de la Estación Amazonas del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), destinado para cuantificar el volumen entregado como Crudo Combustible, cabe mencionar que esta unidad a pesar de no ser parte de un Centro de Fiscalización y Entrega, es considerado como un Punto Fiscal ya que dentro del contrato que mantiene el estado ecuatoriano mediante la Secretaría de Hidrocarburos con OCP se establece el pago por los volúmenes utilizados por la compañía para consumo interno de sus estaciones.

Opening= 33 127 000 000 pulsos

Closing= 33 443 000 000 pulsos

$$\text{Dif de pulsos} = \text{Closing} - \text{Opening}$$

$$\text{Dif de pulsos} = 33\,443\,000\,000 - 33\,127\,000\,000$$

$$\text{Dif de pulsos} = 316\,000\,000$$

$$\text{Masa Indicada} = \frac{\text{Dif de pulsos}}{Kf\,masa}$$



$$Masa\ Indicada = \frac{316\ 000\ 000}{1000}$$

$$Masa\ Indicada = 316\ 000\ lb$$

El valor de masa encontrado es corregido por los factores de presión, temperatura y medidor del factor, para este caso los factores tienen los siguientes valores:

CTL: 0.98485

CPL: 1.00006

MF: 1.00000

El cálculo de estos factores se establece en el API MPMS Capítulo 11 Sección 1, los mismo que por obvias razones no son motivo de estudio.

Con los factores antes mencionados se corrige la masa indicada de la siguiente manera:

$$Masa\ gruesa\ estandar = Masa\ Indicada * CTL * CPL * MF$$

$$Masa\ gruesa\ estandar = 316000 * 0.98485 * 1.00006 * 1.00000$$

$$Masa\ gruesa\ estandar = 311\ 231\ lbs$$

$$\text{Masa gruesa estandar} = 311.231 \text{ Mlbs}$$

Con esta masa y la densidad que determino el medidor que para este caso es un valor de 58.029 (lb/cf) @ 60°F, equivalente a 364.5904041 (lb/bbl), con este valor se obtendrá el valor de volumen.

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

Despejando el volumen de la fórmula para obtener la densidad de un fluido como es un valor conocido la masa se tendría la siguiente expresión:

$$\text{volumen} = \frac{\text{masa}}{\text{densidad}}$$

$$\text{volumen} = \frac{311\ 231}{364.5904041}$$

$$\text{volumen} = 853.64 \text{ bbl}$$

De esta manera es como lleva a cabo el medidor coriolis la determinación del volumen en base a la masa indicada y la densidad medida.

### 3.17 TRUNCAMIENTO Y REDONDEO DEL METER FACTOR

**Tabla No. 3** Truncamiento y Redondeo del Meter Factor

	lb	kg
Prover mass, meter mass ( $M_m$ )	ABCDE.x	ABCDE.x
	ABCD.xx	ABCD.xx
	ABC.xxx	ABC.xxx
	AB.xxx	AB.xxx
Table E-3—Density Discrimination Table		
	lb/US gal	kg/m <sup>3</sup>
Prover density $\rho_p$ , meter density $\rho_m$ (where directly used in equations)	ABC.xxx	ABCD.xx
	AB.xxx	ABC.xx
Prover density $\rho_p$ , meter density $\rho_m$ (where used to calculate correction factors)	ABC.xx	ABCD.x
	AB.xx	ABC.x
Table E-4—Correction Factor Discrimination Table		
$KF_m$ (pulses/lb, pulses/kg)		ABCDEF.0
$KF_v$ (pulses/US gal, pulses/bbl, pulses/m <sup>3</sup> )		ABCDE.0
		ABCD.x
		ABC.xx
		AB.xxx
$MF_m$		x.xxxxx

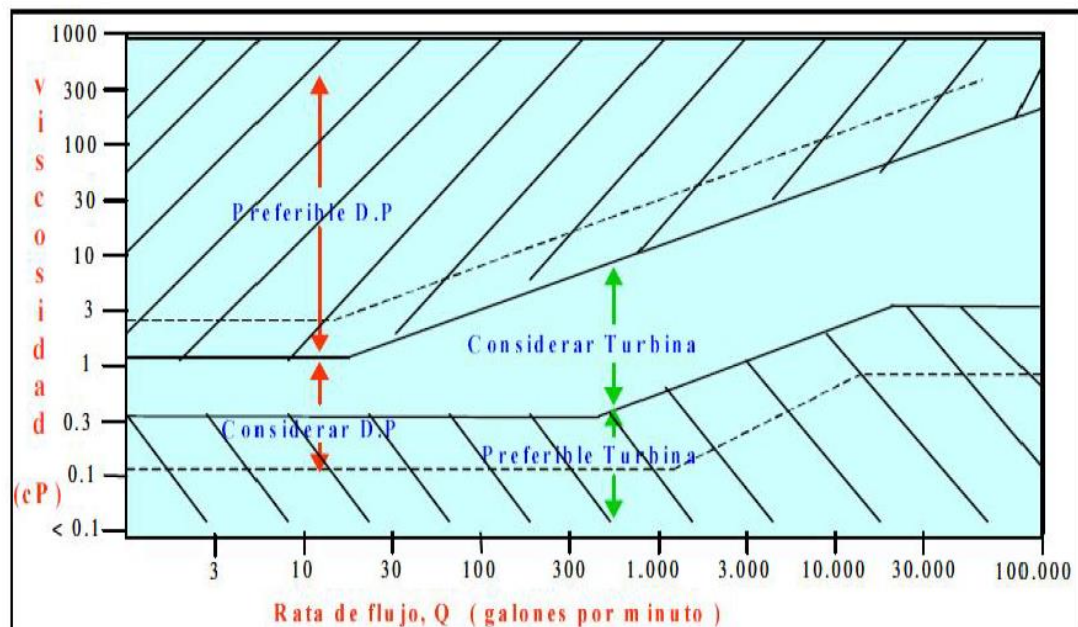
Fuente: API MPMS 5.6, 2012

### 3.18 SELECCIÓN DE MEDIDORES

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se la efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) o de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico de fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso.

Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizado el efecto Coriolis.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son más exactos según las variables que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo.



**Figura 45** Guía Selección Desplazamiento Positivo y Turbina

**Fuente:** MPMS ECOPETROL, 2008

La viscosidad del líquido es el factor principal que determina si el medidor por DP o el medidor de turbina proporcionarán la mejor exactitud global para un servicio de transferencia de custodia en particular, la figura 42, presenta una guía para la selección de medidores DP y Turbina según la viscosidad y la tasa de flujo. Dicha figura nos ilustra lo siguiente:

El medidor de DP tiene mejor rendimiento con líquidos de alta viscosidad en cambio el medidor de turbina tiene mejor rendimiento para líquidos con baja viscosidad.

Los medidores de turbina tienen mejor rendimiento cuando desarrollan el máximo flujo turbulento. Por lo tanto, pueden ser usados con líquidos de alta viscosidad a altas tasas de flujo. Las turbinas pueden tener variaciones en el comportamiento cuando son usadas con líquidos que tienen viscosidades cambiantes. Las turbinas se utilizan normalmente para medir baja viscosidad, productos refinados tales como: propano, gasolinas, kerosene, diesel y son muy precisas cuando miden este tipo de productos.

Las turbinas en términos de operación continua tienen más larga vida de servicio que los medidores de DP. Las turbinas no se pueden utilizar con líquidos que contengan sustancias que puedan aglomerarse alrededor de la superficie del medidor afectando el área de flujo del rotor y la velocidad del mismo.

### **3.18.1 MEDIDORES TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO (DP)**

Los medidores de desplazamiento positivo miden la cantidad de fluido que circula por un ducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor.

Un problema importante que se debe tener en cuenta al fabricar un medidor de DP es conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamiento inaceptable y que la cantidad de líquido de escape a través del medidor sea moderada. Por esta razón, es necesario calibrar el medidor de DP a varios caudales, dentro del margen de utilización, con un fluido de viscosidad conocida.

Estos medidores se los podría clasificar de la siguiente manera:

- Medidores tipo pistón, estos medidores se los utiliza habitualmente para medidas precisas de pequeños caudales, siendo una de sus aplicaciones en unidades de bombeo de distribución de petróleo.

- Medidores de paletas deslizantes, se usan para medir líquidos de elevado coste.
- Medidores de engranajes, estos medidores se encuentran en aplicaciones para un amplio margen de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión de la medida no es tan elevada.

La exactitud en estos medidores depende de tres factores:

- ✓ Que el volumen de la cámara de medición permanezca constante. Para ello se debe evitar depósito de cera o adherencia viscosa y desgaste que causa un cambio en el volumen.
- ✓ Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
- ✓ Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.

Evitando que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido y/o desgaste que agranda o reduce las áreas de espacios libres.

#### **3.18.1.1 Características del Medidor de Desplazamiento Positivo**

Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de  $\pm 0.025\%$  y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente de  $\pm 0.25\%$  si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la rata de flujo el facto de calibración estará dentro de ese rango.

#### **3.18.2 MEDIDOR TIPO TURBINA**

Este medidor determina la rotación angular del rotor y con esta información se deduce el volumen de líquido que ha pasado por el medidor. Los factores que afectan a la precisión de estos medidores generalmente son analizados en términos de sus efectos:

- ✓ Área de flujo: El medidor de turbina, mide el flujo volumétrico por deducción. En realidad detecta la velocidad de flujo en base a la velocidad de rotación de un rotor de alabes. Se asume que el flujo volumétrico (Q) es proporcional a la velocidad de flujo: Si las velocidades a través de rotor del medidor son altas, la presión estática localizada a la altura del rotor puede bajar hasta un nivel inferior a la presión de vapor del líquido, produciendo un fenómeno llamado cavitación.
- ✓ La contrapresión del sistema: Se recomienda que la contrapresión mínima sobre el medidor de turbina sea 1.25 veces mayor que la presión absoluta de vapor más dos veces la caída de presión a través del medidor.

$$P_b = (1.25 * P_e + 2 * D_p) \quad \text{Ec. [24]}$$

Dónde:  $P_b$  = Contrapresión mínima

$P_e$  = Presión absoluta de vapor

$D_p$  = Caída de presión a través del medidor

- ✓ Velocidad del rotor: La suposición de que la velocidad media del rotor esté directamente proporcional a la velocidad axial a través del medidor puede verse afectada por los siguientes factores:
  - Fricción de rodamiento
  - Fricción viscosa
  - Configuración del álabe del rotor
  - Acondicionamiento de flujo

Algunos de los factores que pueden afectar el área de flujo constante son:

- ✓ Depósitos (Parafinas)
- ✓ Espesor de capa límite
- ✓ Cavitación
- ✓ Condiciones de operación (Temperatura y Presión)

Por ejemplo para un medidor de 2" una película de una milésima de pulgada afectará el rendimiento del medidor más o menos en el 2%.

### **3.18.2.1 Características Básicas del Medidor Tipo Turbina**

- Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos.
- La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza a estar en desproporción frente a la rata de flujo del líquido, porque aumenta a medida que se incrementa la viscosidad.
- Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión, o adherencia de basura, cambiará la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbinas requieren acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor.
- Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectara drásticamente el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbina experimentan cambios en el área de flujo a raíz de las variaciones significativas en la presión y la temperatura.
- El medidor tipo turbina mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de +/- 0.02% y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.
- La linealidad de los medidores tipo turbina es aproximadamente de +/- 0.25% como se define.



### 3.18.3 MEDIDOR TIPO CORIOLIS

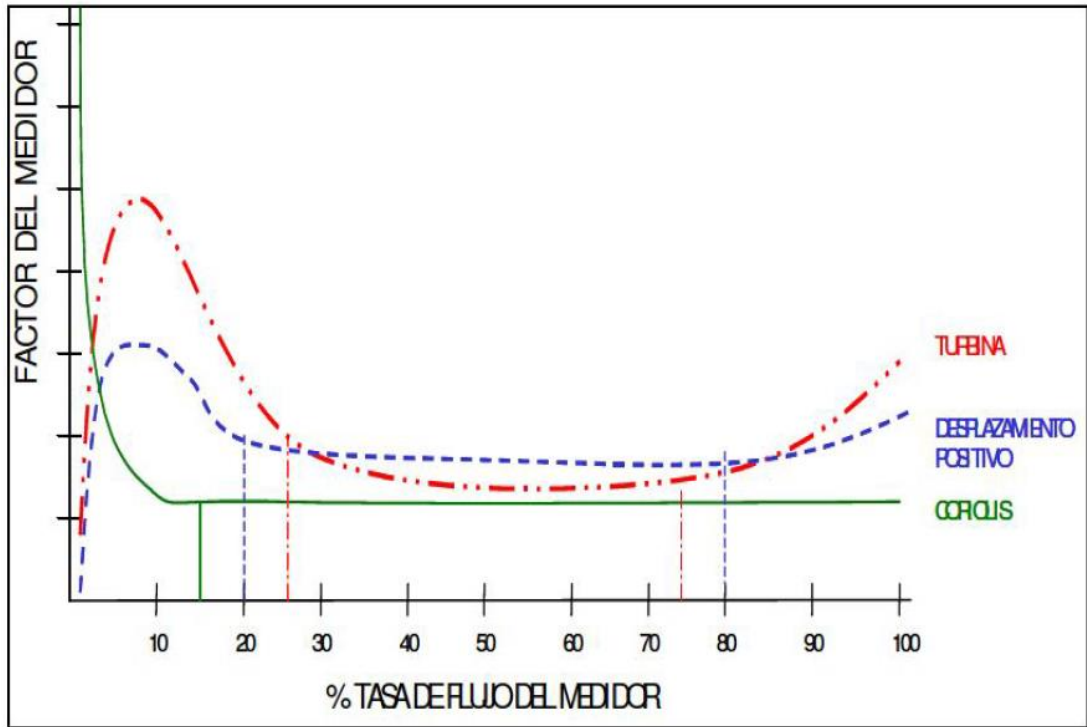
Los medidores de este tipo han encontrado numerosas aplicaciones porque esta tecnología es robusta y soporta variaciones moderadas en las propiedades del fluido sin disminuir su desempeño metrológico.

Le medida de flujo es insensible a los cambios en la presión, la temperatura, la viscosidad y la densidad. Los medidores que miden directamente masa, se valen de los principios básicos de la mecánica clásica, considerando el fluido como un medio continuo para obtener una medición exacta y confiable ante variaciones en las condiciones de proceso.

En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de “U” (existen otras formas dependiendo del fabricante). Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la de un diapasón, con una amplitud de menos que 1mm. Si hacemos circular un fluido por su interior, durante la mitad del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba) el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazarse en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, éstos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase ( $\Delta t$ ) es medida por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal de 4 – 20 mA.

### 3.18.3.1 Características Básicas de una Medidor Tipo Coriolis

- ✓ Buena exactitud y alto alcance de medición. Se introdujo al mundo de los procesos como tecnología viable para la medición de flujo y ha tenido un desarrollo intensivo de ingeniería, hasta llegar a ser altamente confiable, exacta, de uso fácil para la medición en un amplio rango de caudal de mínimo a máximo. Esta tecnología es menos exigente en el requerimiento del acondicionamiento de caudal, ya que los efectos de remolino y de perfil no son tan influyentes en la exactitud del medidor.
- ✓ Se logran exactitudes de  $\pm 0.10\%$  en medición de flujo, con repetibilidad de  $\pm 0.005\%$ . La exactitud sobre la medida de densidad es de  $\pm 0.0005$  g/cc.
- ✓ Alta fiabilidad. No tienen partes que se desgasten, casi no requieren de mantenimiento rutinario. Necesitan menos dispositivos instalados en comparación con medidores de turbina, hay menos fuentes de error, mantenimiento y calibración.
- ✓ Bajo costos de operación. Mientras que un medidor Coriolis a menudo tiene un costo de capital alto, los ahorros debidos a los costos reducidos de instalación y operación, combinados con el “valor de la exactitud” a menudo hacen que esta tecnología sea la menos costosa en el tiempo.
- ✓ Rangeabilidad de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo.
- ✓ El sensor es no intrusivo y no tiene partes móviles propensas al desgaste, expuestas al proceso, lo que genera bajo mantenimiento.
- ✓ Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.



**Figura 46** Curva típica de exactitud

**Fuente:** MPMS ECOPETROL, 2008

La figura 46 muestra la curva típica de exactitud de los medidores que se encuentran avalados tanto por API como por ARCH para aplicaciones de transferencia de custodia, en el cual se puede observar que el medidor Coriolis tiene una linealidad del Factor del Medidor (MF) mucho más estable y constante a diferentes tasas de flujo, este linealidad del MF estaría relacionado con la exactitud que tiene el equipo para la medición a diferentes tasas de flujo.

### 3.19 ANÁLISIS ECONÓMICO

**Tabla N° 4** Costos de medidores

CARACTERÍSTICAS MEDIDOR		código	NOMINAL PRESSURE RATING (PSIG)	FLOW RANGES gpm(lb/min)	PRODUCT TEMPERATURE RANGE	VISCOSITY RANGE MAX(cSt)	PESO (lb)	COSTO EN DOLARES
80F Coriolis Mass Flow Meter			275	792 (6,600)	-58 to +392 °F	100	171	14 876,00
1	DN80 3" full scale max. 180 t/h / 198 tons/h	80						
2	Stainless Steel	A						
3	Cl.300, 316L/1.4404, flange A	ABS						
4	Basic version	A						
5	0.15% 5-pt, 0.0005g/cc (flow)	C						
6	XP FM Cl. I Div. 1/CSA Cl. I Div. 1, CD+ Zone 1	O						
7	Compact IP67 NEMA4X, st	L						
8	Thread NPT 1/2 (NO APPROVAL)	B						
9	85-260VAC; WEA, 2-line + push	A						
10	Default liquid; Basic version	A						
11	4-20mA SIL HART + frequency	A						

**Continuación Tabla No. 4 Costos de Medidores**

E3-S3 PD METER			285	420 (1,600)	-20°F to 150°F	400/2000	320	18 902,00
1	CATALOG CODE	K						
2	Model	E						
3	Flange Size 3"	3						
4	Flow Path Straight	S						
5	Class 150, 285 psig/1,965 kPa	3						
6	Gallons (5:1 - S1)	G						
7	Seal Buna-N	B						
8	Trim Standard	S						
9	None Temperature Compensation	0						
10	Standard Especial Requirements	0						
TURBINE Guardsman G Series			275	60-650 (230-2,460)	-40°F to 158°F	30	202	6 471,00
1	Catalog Code	k						
2	Turbine Meter	2						
3	Model Guardsman G Series	B						
4	Size 3 Inch	D						
5	Pressure Class 150	A						
6	300 Series SS RF Flg's	F						
7	Unidirectional Flow, 430 Stainless Steel Blades	A						
8	1 Pickup Coil and Preamplifier (standard)	1						
9	Premium ±0.15% Linearity	1						
10	UL/CUL Listed	0						
11	None Specials	0						

Fuente: INCOPRO S.A., 2015

En la tabla No. 4 se describe los costos por cada uno de los medidores del estudio en cuestión, donde se debería considerar para poder determinar cuál es el elemento primario de control más económico y factible en base también a sus aplicaciones y beneficios, para el caso de los medidores de turbina es importante mencionar que estos requieren de Enderezadores de Flujo y adicionalmente para su instalación debe considerarse la regla estándar de 10 diámetros de tubería aguas arriba del medidor y 5 diámetros aguas abajo del mismo, con lo cual el costo de este se incrementaría.

En la tabla a continuación se compara costos de un PD vs un coriolis.

**Tabla No. 5 Costos PD meter vs Coriolis**

<b>Reemplazo de un PD Meter</b>
Costo de Adquisición versus Periodo de Retorno

Data ingresada

Resultados calculados en Verde

Costos de Mantenimiento para un PD	Qty.	Precio Unitario	Costo por año
Frecuencia de Reparación por año	2	---	---
Costos de Materiales de piezas de reparación	---	4 109	8 218
Costos administrativos para compras	---	100	200
Costo de Instalación (incluyendo camión elevador)	---	500	1 000
Prueba del medidor después de las reparaciones	---	150	300
Field cost to bring line down		250	500
<b>Total anual por costos de mantenimiento</b>			<b>10 218</b>
<b>Instalación de un medidor Coriolis</b>			
Medidor y Transmisor Coriolis	---	---	27 187
Costos de Hardware	---	---	600
Costos administrativos para compras	---	---	100
Costo de Instalación	---	---	500
Costos de Prueba	---	---	150
Prueba del medidor después de las reparaciones	---	---	250

**Continuación Tabla No. 5 Costos PD meter vs Coriolis**

Total Inversión			28 787
Periodo de Retorno (meses/año)		33,81	2,82
Valor Presente Neto por X años	10		
Tasa de descuento	10,0%		
PD Meter VPN			(62 785)
Coriolis Meter VPN			(28 787)
Costo adicional de un medidor DP Actual			33 998

**Fuente:** Gente Oil Ecuador, 2014

**Tabla No. 6 Costos PD meter y Coriolis**

Medidores Coriolis	Precio de Compra
2 pulg / transmisor	11 960
3 pulg / transmisor	15 366
4 pulg / transmisor	27 187
6 pulg / transmisor	38 914
PD Costos de Material	Precio de Compra
2 pulg	1 943
3 pulg	3 444
4 pulg	4 109
6 pulg	7 041
8 pulg	12 086
10 pulg	26 000

**Fuente:** MICRO MOTION, 2014

**Tabla No. 7** Cuadro Comparativo de Tamaño de Medidores

Cuadro Comparativo de Tamaño de Medidores		
Tasa de Flujo BPH	PD Meter Tamaño	Coriolis Meter Tamaño
150	2 pulg	2 pulg
600	3 pulg	3 pulg
857	4 pulg	3 pulg
1.400	6 pulg	3 pulg
2.285	8 pulg	4 pulg
4.500	10 pulg	4 pulg
7.200	12 pulg	CMF HC3
12.500	16 pulg	CMF HC3

**Fuente:** MICRO MOTION, 2014

Como se observa en Tabla No. 5, a pesar que el costo de inversión del elemento primario de medición, comparando las tecnologías Coriolis y DP, donde se puede observar que la inversión de un coriolis es mucho más elevada, la inversión por mantenimiento de un DP es mucho mayor tal como se mostrará adicionalmente en la tabla No. 7 el flujo de caja.

En el cual se puede observar que, considerando: una tasa de descuento del 10% y un periodo de 10 años para ver cuál será el valor presente neto de invertir en un Coriolis considerando de este únicamente la adquisición y de un PD meter considerando únicamente el mantenimiento del mismo, se observa que es mucho más costoso el PD meter.



**Tabla No. 8** Flujo de caja Coriolis vs PD Meter

Coriolis	Tiempo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Egresos	(\$28.787)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Valor Actual de egresos	(\$28.787)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Valor Presente Neto	(\$28.787)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

PD	Tiempo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Egresos	\$0	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)	(\$10.218)
Valor Actual de egresos	\$0	(\$9.289)	(\$8.445)	(\$7.677)	(\$6.979)	(\$6.345)	(\$5.768)	(\$5.243)	(\$4.767)	(\$4.333)	(\$3.939)
Valor Presente Neto	(\$62.785)	(\$9.289)	(\$17.734)	(\$25.411)	(\$32.390)	(\$38.734)	(\$44.502)	(\$49.746)	(\$54.512)	(\$58.846)	(\$62.785)

**Fuente:** Gente Oil Ecuador, 2014

## **3.20 LA MEJOR ELECCIÓN**

### **3.20.1 BALANCE DE MASA - LA IMPORTANCIA DE LA CORRECTA MEDICIÓN.**

La justificación técnica de porque el coriolis es la mejor opción para las aplicaciones de medición. La misma tiene dos partes, una es sobre el balance de masa y la medición en oleoductos y la otra parte es sobre los PD meters vs coriolis

Las pérdidas de hidrocarburos conllevan graves problemas tanto económicos como medioambientales, que pueden ser reales o deberse simplemente a discrepancias de medición. Para controlar este balance de masa, es importante que no existan errores sistemáticos en las mediciones de caudal.

Elegir realizar balance de masa con caudalímetros coriolis evita el arrastre de errores por cálculos y permite alcanzar los objetivos y desafíos de la medición de caudal en oleoductos. Estos son:

- Operaciones libres de incidentes
  - Eventos críticos que impactarán en las personas y/o en el medioambiente.
  - Cumplimiento del marco regulatorio.
  
- Control y monitoreo efectivo del movimiento del producto
  - Pérdidas en la cañería no detectadas
  - Reducciones de capacidad de tubería
  - Costos de transporte excesivos
  
- Cañería e instalaciones de superficie sostenibles.

- Exceso de equipamiento y cierres de las instalaciones.

### **3.20.2 PD METER VS CORIOLIS**

Los coriolis tienen características muy superiores a la de los PD Meters en cuanto a la confiabilidad de la medición, la operación y el mantenimiento:

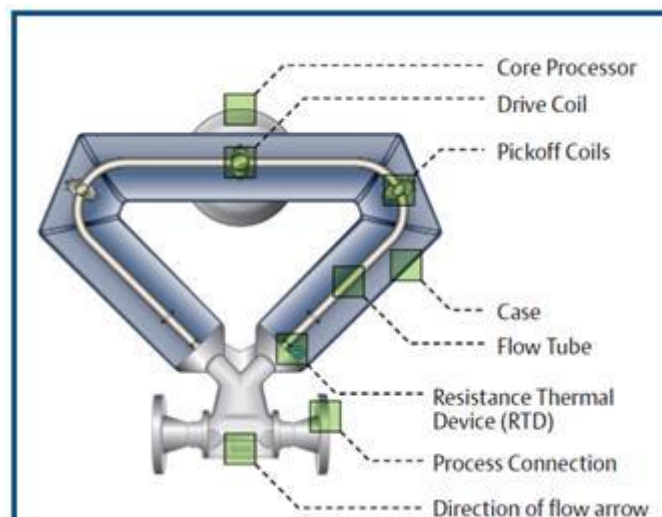
- La habilidad de ser analizados ante la falla sin necesidad de remover el instrumento del servicio. Smart Meter verification.
- La alta rangeabilidad reduce la necesidad de instalaciones con medidores múltiples.
- Provee información en tiempo real para la operación de la cañería, control y para los sistemas de adquisición de datos.
- Exactitud sostenida con el uso.
- No requiere condiciones de flujo determinadas.
- En un solo instrumento se puede obtener la medición de varias variables: caudal másico, volumétrico y densidad.

Los PD meters poseen muchas partes móviles y repuestos que hace que el costo de mantenimiento y operación sea muy alto. Los coriolis no tienen partes móviles por lo que el mantenimiento es casi nulo.



**Figura 47** Partes móviles de un PD Meter

**Fuente:** Micro Motion – EMERSON 2014

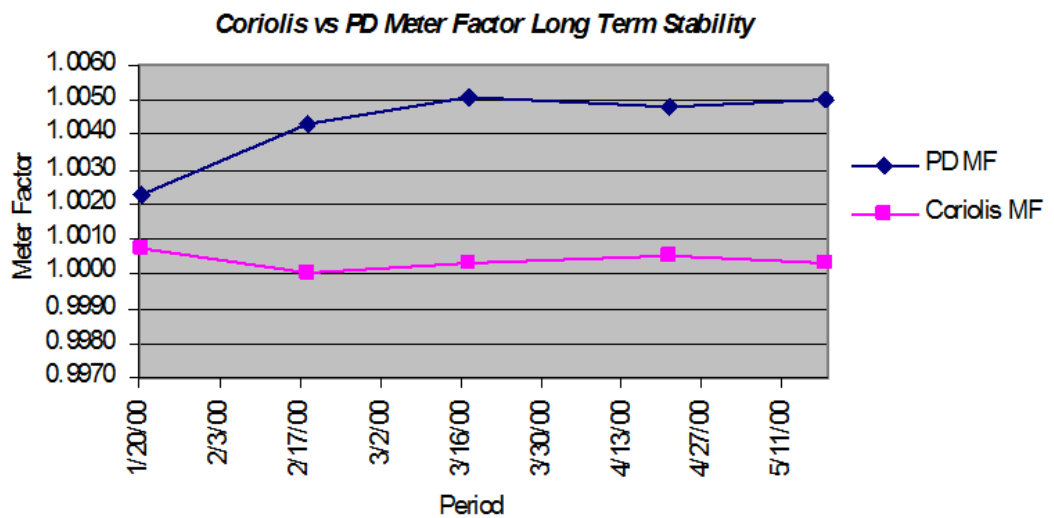


**Figura 48** Partes de un Coriolis

**Fuente:** Micro Motion – EMERSON 2014

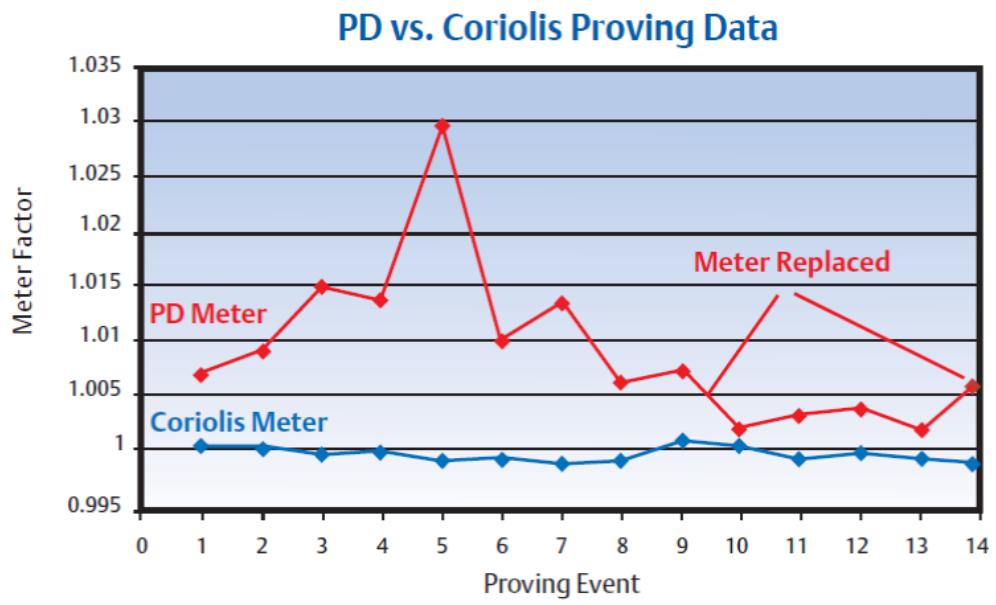
Sobre las exactitudes de los PD meters, la especificación de fábrica puede ser que sea satisfactoria pero son instrumentos sujetos a desgaste y la medición se desvía casi al instante de comenzar el uso.

Lo que sigue, son gráficos comparativos de la performance de un coriolis vs un PD meter. Se demuestra que la confiabilidad y repetibilidad de los coriolis es superior. Es peligroso que instalen un PD meter y lo comparen contra la ULACT. Nunca van a coincidir las mediciones ya que el PD Meter estará desgastado y será inexacto la mayor parte del tiempo.



**Figura 49** Performance Coriolis vs DP

**Fuente:** Micro Motion – EMERSON 2014



**Figura 50** Variaciones del Meter Factor durante eventos de pruebas

**Fuente:** Micro Motion – EMERSON 2014

## CAPÍTULO IV

### 4.1 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS

En el tabla que se describe a continuación se observa una comparación de las tecnologías comúnmente utilizadas para las aplicaciones de Transferencia de Custodia a lo largo de la Región Amazónica, y en donde se incluye la nueva tecnología que se desea implementar en referencia a la cuantificación de Hidrocarburos Líquidos, el propósito de esta tabla es determinar en parámetros metrológicos cuál de estas tecnologías debería ser la más recomendable y a su vez obtener una referencia para posteriores procesos de selección de un elemento primario de medición.

**Tabla No. 9** Comparación de Tecnologías

PARÁMETROS	MEDIDORES			
	DESPLAZAMIENTO POSITIVO	TURBINAS	ULTRASÓNICOS	CORLIOLIS
INCERTIDUMBRE	0.30 %	0.25 %	0.10 %	0.10 %
LINEALIDAD		0.15 A 1 %	0.1 A 1%	No especifica
REPETIBILIDAD		0.02 A 0.5 %	0.2 A 1 %	0.1 A 0.25 %
RANGEABILIDAD		10:1	300:1	100:1
MANTENIMIENTO	ALTO	MEDIO	BAJO	BAJO
FACILIDAD DE CALIBRACIÓN	MEDIDOR MAESTRO, TANQUE PROBADOR, PROBADOR CONVENCIONAL , PROBADOR COMPACTO	MEDIDOR MAESTRO, TANQUE PROBADOR, PROBADOR CONVENCIONAL , PROBADOR COMPACTO	PROBADOR CONVENCIONAL	MEDIDOR MAESTRO, TANQUE PROBADOR, PROBADOR CONVENCIONAL , PROBADOR COMPACTO, BÁSCULA

MEDICIÓN DE DENSIDAD	NO	NO	NO	SI
MEDICIÓN MÁSCA	NO	NO	NO	SI
ENDEREZADORES DE FLUJO	NO	SI	SI	NO
CERTIFICADO PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	SI	SI	NO	SI

**Fuente:** MPMS ECOPETROL, 2008

La interpretación de esta tabla se tiene a continuación:

#### **4.1.1 INCERTIDUMBRE:**

Los medidores Ultrasónico y Coriolis tiene una incertidumbre mucho menor a diferencia de un medidor de Desplazamiento o de turbina, lo cual resultaría en términos de cuantificación de volúmenes que se tendría una precisión mucho más alta, sin embargo el Instituto Americano del Petróleo (API) no avala la medición ultrasónica como una aplicación para transferencia de custodia.

#### **4.1.2 LINEALIDAD:**

Este parámetro hace referencia a la capacidad que posee un equipo de medición para mantener su factor de calibración casi constante para un flujo específico constante. A pesar que la Tabla No. 4 no de una apreciación mucho más clara de este parámetro metrológico, en la Figura No. 42, se puede observar que los medidores Coriolis mantienen su factor de calibración casi constante en un amplio rango de flujo, lo cual ayudaría a la precisión de la medición de este equipo.



#### **4.1.3 REPETIBILIDAD:**

Tanto los medidores de Turbina como los Coriolis tienen de acuerdo al estudio llevado a cabo por ECOPETROL los niveles más bajos de repetibilidad lo cual es un indicio de que las medidas que llevan a cabo estos equipos son altamente reproducibles generando un alto nivel de exactitud en las mediciones.

#### **4.1.4 RANGEABILIDAD:**

Sin duda alguna los medidores ultrasónicos son la tecnología con una alta rangeabilidad, sin embargo como se había mencionado anteriormente estos equipos no se encuentran avalados por API para aplicaciones de transferencia de custodia, lo cual los descartaría rápidamente para aplicaciones en el territorio nacional.

Luego de los medidores ultrasónicos se observa que los equipos con mejor rangeabilidad son los medidores coriolis ya que pueden manejar un rango de flujo mucho más alto que sus competencias tecnológicas, es indispensable recordar que este parámetro se encontrará directamente relacionado con el factor del medidor el cual como se observó en la figura 42 el medidor Coriolis mantiene en un amplio rango de flujo su medidor del factor constante.

En conclusión los medidores de Desplazamiento Positivo y de Turbina tienen una Rangeabilidad limitada, mientras que los medidores Coriolis tienen una alta Rangeabilidad.

#### **4.1.5 MANTENIMIENTO:**

Para analizar cuál de los medidores tiene un costo de mantenimiento mucho menor apegándose a la parte funcional de los mismos, y siguiendo las

recomendaciones de API en su Capítulo 5.1, “Consideraciones Generales para la Medición de Medidores” es importante tomar en cuenta lo que se menciona en el punto 5.1.5 “Factores por Considerar al seleccionar Medidores y Equipos Auxiliares de Medidores”, en su letra a) se menciona que se debe considerar los siguientes elementos:

- a) “Las propiedades de los líquidos medidos, incluida la viscosidad, la densidad, la presión de vapor, la toxicidad, la corrosión, la abrasión y la capacidad de lubricación. Se debe prestar especial atención a los fluidos tóxicos y con control de atmósferas para evitar y controlar posibles fugas o derrames”.

Considerando el punto mencionado anteriormente y continuando con el análisis para la selección del tipo de medidor, API en su Capítulo 5.1, numeral 5.1.6 “Guía para Seleccionar el Tipo de Medidor”, menciona que

“A pesar que factores como la presión, la temperatura, la viscosidad, el caudal y la contaminación del fluido pueden influenciar en el tipo de medidor seleccionado, la viscosidad, el rango de flujo y la contaminación del fluido deberían considerarse en primer lugar.

Debido a que los medidores Coriolis son los menos afectados por la contaminación del fluido, a menudo se los suele seleccionar sobre los otros dos tipos de medidores” (Desplazamiento Positivo o Turbina).

Adicionalmente los medidores de desplazamiento positivo y de turbina,

“pueden experimentar variaciones en el rendimiento cuando se utilizan con líquidos que tienen viscosidades cambiantes. Este efecto con los medidores de desplazamiento positivo es mucho mayor en líquidos de baja viscosidad. En los medidores de turbina, es mayor en líquidos de alta viscosidad. Puesto que el efecto en los medidores de turbina está

directamente relacionado con el Número de Reynolds, los medidores de turbina de menor tamaño experimentan este problema a viscosidades más bajas que los medidores de turbina de mayor tamaño”.

“El rendimiento de los medidores Coriolis generalmente no se ve afectado por cambios en la viscosidad. Sin embargo, viscosidades más altas pueden dar como resultado excesivas caídas de presión.”

Al tener partes móviles tanto los medidores de Desplazamiento Positivo como los de Turbina su mantenimiento se vuelve altamente costoso ya que estos presentan un alto desgaste con las variaciones de las propiedades el fluido, caso contrario que sucede con los medidores tipo Coriolis al no tener parte móviles no se genera un desgaste, disminuyendo así los costos por mantenimiento.

En conclusión los medidores de desplazamiento positivo y los tipo turbina tienen un costo mucho más elevado que los medidores tipo Coriolis.

#### **4.1.6 ENDEREZADORES DE FLUJO:**

Los enderezadores de flujo para el caso de medidores Coriolis no es necesario, debido a que estos cuantifican la masa que está atravesando el mismo, con lo cual no hay problema del tipo de flujo que se tenga en la operación.

#### **4.1.7 FACILIDAD DE CALIBRACIÓN:**

Independientemente del tipo de elemento que se vaya a utilizar a para llevar a cabo la calibración del elemento primario de medición, es importante definir la diferencia existente entre una calibración y una verificación, es así que API en su Capítulo 5 diferencia la “Calibration” o Calibración del “Porving” o Verificación en Campo de la siguiente manera:

- Calibración (Calibration): Es el proceso de utilizar un patrón de referencia para determinar un coeficiente que ajuste la salida del medidor y llevarlo a un valor que se encuentre dentro de la tolerancia de exactitud especificada en un rango especificado de caudal. Este proceso normalmente es llevado a cabo por el fabricante.
- Verificación en Campo (Proving): Proceso de comparación entre la cantidad indicada que atraviesa el medidor, en condiciones de operación, y una cantidad conocida tomada como referencia, con el objeto de determinar el factor del medidor (MF, meter factor). Este proceso normalmente se lleva a cabo en campo.

Esta verificación se la realiza colocando al medidor en serie con un probador que tenga un volumen conocido y que pueda considerarse como referencial de forma tal que el líquido pase por ambos al mismo tiempo.

Durante la investigación bibliográfica llevada a cabo para el tema propuesto se observó que organismos gubernamentales como entidades del sector hidrocarburífero a fin de contribuir con un mejor desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, y con especial enfoque con materia relacionado con el tema propuesto se observó que se tienen estándares para estas calibraciones y verificaciones, observando que el caso no se da únicamente para los elementos primarios de medición sino para un sin número de elementos que intervienen en las actividades de medición de hidrocarburos es así que en el ANEXO 1 se detalla el anexo B del Reglamento de la Agencia Nacional de Petróleos del Brasil en el cual se muestran las tablas de periodicidad de calibración, inspección y análisis de los sistemas de medición, y adicionalmente una tabla con la periodicidad de calibración de los sistemas de medición en un estudio llevada a cabo por la compañía colombiana ECOPETROL, donde se enmarca un régimen de periodicidad

para las calibraciones y verificaciones de los equipos con su respectivo fundamento Normativo.

## 4.2 REQUERIMIENTOS DE INSTALACIÓN

En la siguiente tabla se describe los requerimientos de instalación para cada uno de los medidores utilizados para aplicaciones de transferencia de custodia.

**Tabla No. 10** Requerimientos de Instalación

REQUERIMIENTO	CORLIOLIS	TURBINA	DESPLAZAMIENTO POSITIVO
Tubos de tramo recto aguas arriba y aguas abajo del medidor	No Requerido	Requerido	No Requerido
Enderezadores de flujo	No Requerido	Requerido	No Requerido
Filtro mecánico o Colador	No Requerido	Requerido	Estrictamente Requerido
Eliminador de aire adicional	No Requerido	Requerido en ciertas condiciones	Requerido

**Fuente:** Endress+Hauser, 2015

## 4.3 CAPACIDADES ÚNICAS DE DIAGNÓSTICO DE LOS MEDIDORES CORLIOLIS

A continuación se describe una serie de capacidades únicas de los medidores coriolis y que se encuentran acorde a las necesidades de las

operaciones actuales de la industria hidrocarburífera y de otras industrias, generando un alto valor para los procesos que necesiten la medición de fluidos.

Estos medidores permiten:

- Detección de:
  - Corrosión
  - Abrasión y Coating
  - Vibraciones y Pulsaciones de Flujo
  - Arrastre de gas y pastas en condiciones de flujo
  
- Diagnósticos Avanzados
  - La comparación con los datos de calibración originales o condiciones de referencia específicas del cliente.
  - Diagnóstico de valores límites definidos por el cliente que indiquen corrosión, abrasión o revestimiento.

Adicionalmente estos medidores tienen las siguientes características:

- Diseño compacto y peso ligero
- Fácil instalación con el menor espacio requerido
- No requiere de un apoyo especial para tubería
- No partes móviles
- Auto drenaje
- Capacidad para detectar corte de agua

# CAPÍTULO V

## 5.1 CONCLUSIONES

Una vez que se ha llevado a cabo el respectivo análisis técnico y económico, comparando las tecnologías de desplazamiento positivo, turbina y coriolis se tienen las siguientes conclusiones:

- Se concluye que basándose en el Art. 42 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, la ARCH como ente de control y regulación de las actividades hidrocarburíferas puede autorizar la operación de Medidores Másicos tipo Coriolis como unidades de Transferencia de Custodia.
- De acuerdo a la Tabla No. 9 “Comparación de Tecnologías”, donde ECOPETROL resume cada uno de los parámetros metrológicos obtenidos después de una comparación práctica de cada uno de ellos, se puede concluir que los medidores Coriolis presentan una incertidumbre en la medición mucho menor (0,10%), lo cual recae sobre una exactitud en la medición mucho más alta a las otras tecnologías avaladas por ARCH.
- Se puede concluir que los medidores Coriolis mantienen una linealidad del factor del medidor mucho más constante en un alto rango de flujo como se lo observa en la Figura 46 de presente estudio, el cual muestra los resultados obtenidos en un estudio llevado a cabo por la compañía ECOPETROL.
- Durante los eventos de prueba entre un medidor Coriolis y un medidor de Desplazamiento Positivo, los fabricantes como EMERSON determinaron que el Meter Factor del medidor Coriolis se mantiene

mucho más constante que el de Desplazamiento Positivo, como se lo puede observar en la Figura 50.

- Con el antecedente que la compañía Gente Oil llevará a cabo la instalación de la primera unidad LACT con sistema de medición Coriolis es indispensable tener un estudio técnico del comportamiento y rendimiento de estos sistemas, este tema podría ser recomendado para un trabajo de titulación dentro del área de Transporte y Almacenamiento, con lo cual se podría dar un respaldo mayor a las conclusiones obtenidas en esta tesis y que servirían para determinar el periodo apropiado de verificación y calibración.
- En cuestión de mantenimiento y enmarcándonos en el análisis llevado a cabo en conjunto con la compañía Gente Oil Ecuador, los medidores Coriolis al no tener partes móviles hace que su mantenimiento sea menos costoso y la vida útil de los equipos se alargue mucho más, esta es una de las ventajas a nivel económico mucho más representativas con la que cuenta esta tecnología.
- De acuerdo y enmarcándonos en los vecinos países y sus reglamentaciones se podría observar que en los estudios realizados por la ANP del Brasil y ECOPETROL, los medidores Coriolis requieren de verificaciones, mantenimientos y calibraciones en tiempos mucho más prolongados.
- Todos los constructores de medidores Coriolis afirman que una de las mayores ventajas que tienen estos equipos es que tienen la capacidad de determinar problemas operativos en línea sin necesidad de remover el equipo del sitio, lo cual recae en una respuesta inmediata por parte del personal para solventar el inconveniente presentado.



- Los medidores coriolis instalados actualmente en campo son utilizados como puntos de medición, un caso muy práctico de esto son los dos medidores Coriolis instalados en la Planta Topping de Andes Petroleum, como un sistema redundante de medición fuera de los dos medidores de Desplazamiento Positivo con los que cuenta, esta medida redundante ha permitido que los balances másicos llevados en la planta presente mejores resultados que los volumétricos, tal como fue expuesto por supervisor de la planta, ya que durante las pruebas a los medidores los Factores de los Medidores Coriolis se mantienen constantes a diferencia de los de Desplazamiento Positivo, con lo cual se puede concluir que los equipos coriolis serían una alternativa mucho más confiable dentro de la medición dinámica de fluidos.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Con el análisis técnico y económico que se ha llevado a cabo para este estudio se tienen las siguientes recomendaciones:

- Llevar a cabo una reforma al Acuerdo Ministerial 014 donde se detalle, pero no se restrinja, los medidores que pueden ser utilizados para aplicaciones de transferencia de custodia ya que en este documento oficial no se hace referencia a este parámetro.
- Considerar un estudio técnico por parte de la Coordinación de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos y Gas Natural al Granel de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, para determinar cuál es la tendencia de los factores de los medidores utilizados actualmente para aplicaciones de transferencia de custodia, con lo cual se pueda al igual que los países vecinos establecer y documentar la periodicidad de calibración, verificación y mantenimiento de los sistemas de medición.
- Se recomienda un análisis comparativo in situ de las características metrológicas de los sistemas avalados por ARCH para medición de hidrocarburos, colocando en serie dos sistemas de medición diferentes tal como: un coriolis con un desplazamiento positivo o un coriolis con una turbina a fin de evidenciar de manera práctica a nivel de Ecuador cuál de estas tecnologías tiene parámetros metrológicos mucho mejores para las operaciones de transferencia de custodia.
- Se recomienda que para las etapas de Ingeniería, Procura y Construcción de nuevas facilidades para un Centro de Fiscalización y Entrega, los funcionarios de ARCH sean agentes participes de cada una de estas etapas, incluyendo las de instalación, pruebas y puesta

en funcionamiento de las nuevas unidades de fiscalización a fin de garantizar los procesos y poder emitir las autorizaciones respectivas.

- Dentro del Dossier de Calidad o Fabricación de una unida LACT sin importar el tipo de sistema de medición que se vaya a utilizar, se recomienda verificar la documentación que se adjunta en el ANEXO 2, la misma que deberá constar esencialmente de:
  - Certificados de Calibración de Fabrica, debidamente firmados y sellados de los elementos primarios de medición.
  - Certificados de Calibración, debidamente firmados, de los elementos transmisores de Presión, Temperatura y Diferencial de Presión, tanto de la unida LACT como del Probador.
  - Certificados de Calibración, debidamente firmados, de los elementos indicadores de presión y temperatura.
  - Certificado de Calibración del Probador, independientemente de que sea fijo o portátil, debidamente firmado.
  - Dossier de calidad del sistema de rechazo y de la unidad de muestreo, donde se incluya especificaciones del tanque de muestro, método de medición del volumen del tanque (merilla graduada) y del sistema detector de corte agua.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Uquillas S. (2014). *Desarrollo Comparativo Técnico entre medidores ultrasónicos y medidores de desplazamiento positivo utilizados en unidades LACT en el Bloque 21 para la medición de flujo volumétrico de crudo en la fiscalización y transferencia de custodia*. Tesis de grado, capítulo II, Tipos de medidores de flujo. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito – Ecuador.
2. Loza D., Ríos E. (2011). *Validación del Uso de los Medidores de Flujo Másico Tipo Coriolis como Patrones de Referencia en Aplicaciones de Transferencia de Custodia*.
3. Arequipa H., Loyo E. (2013) *Estandarización de las inspecciones técnicas para sistemas de medición dinámica de hidrocarburos en las estaciones de producción del Distrito Amazónico*. Tesis de Ingeniería Universidad Central del Ecuador.
4. Micro Motion & EMERSON (2014). *Presentación: Micro Motion Coriolis en Medición Fiscal de Líquidos*. Sorocaba - Brasil.
5. Micro Motion & EMERSON, *Presentación: Coriolis Measurement and Master Meter Proving of Hydrocarbon Liquids*.
6. Foro de Lineamientos de Medición, EMERSON & PEMEX (2012). *Presentación: Mejores Prácticas para la Medición de Hidrocarburos*.
7. Programa de Entrenamiento para Operaciones de Ductos.

8. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, PEMEX (2013). *Instrumento Medidor de Flujo Tipo Coriolis*.
9. IBERFLUID Instruments, S.A. *Límites Físicos de los caudalímetros másicos por el efecto Coriolis*. Barcelona – España.
10. Álvarez E., Curso AADECA (2008). Presentación: *Instrumentación Caudal, Capítulo 04 Coriolis – Ultrasonido*.
11. Cioni Patricia, EMERSON (2015). *Micro Motion Coriolis en Medición Fiscal de líquidos*.
12. Bueno F., Nieto W. (2010). *Implementación de un Sistema de Medición y Fiscalización de Custodia de Crudo en la Estación de Transferencia de Campo Moriche*. Tesis de Ingeniería Universidad Industrial de Santander.
13. AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES DE BRASIL. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGÍA, CALIDAD Y TECNOLOGIA – IMETRO (2013). *Reglamento Técnico de ANP*.
14. Ribeiro M. (2003). *Medición de Petróleo y Gas Natural*. Segunda Edición. Salvador.
15. ECOPETROL. (2010). *Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles*.
16. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Section 6 (2002). *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters*.

17. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5. Section 1 (2005). Tercera edición. *General Considerations for Measurement by Meters*.
18. Ministerio de Energía y Minas (2004). Acuerdo Ministerial 014. Registro Oficial No. 280. *Reglamento para el transporte del petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico*. Quito – Ecuador.
19. Ministerio de Energía y Minas. (2002). Acuerdo Ministerial No. 389. *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*. Quito – Ecuador.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1

### TABLAS DE PERIODICIDAD DE CALIBRACIÓN, VERIFICACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN. AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES DE BRASIL



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



Serviço Público Federal

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR  
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO

#### ANEXO B - PERIODICIDADE DE CALIBRAÇÃO, INSPEÇÃO E ANÁLISE

B.1 As periodicidades de calibrações e de análises apresentadas nas tabelas abaixo podem ser estendidas ou reduzidas em função de autorização ou determinação prévias da ANP, baseado em relatórios do histórico de calibrações que atendam aos requisitos do Anexo C;

B.2 Os sistemas de medição operacional devem atender as periodicidades de calibrações apresentadas pelo agente regulado, em um plano de calibrações aprovado pela ANP.

Tabela 1: Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de petróleo

Instrumento de Medição e Medidas Materializadas	Tipos de aplicações		
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia
Tanques de Calibração, instrumentos associados e medidas de capacidade	36 meses	36 meses	36 meses
Instrumentos associados aos tanques de calibração, medidas de capacidade e provadores	12 meses	12 meses	12 meses
Provador convencional	60 meses	60 meses	60 meses
Provador compacto	36 meses	36 meses	36 meses
Provador móvel	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses	6 meses	6 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses	6 meses	6 meses
Analísadores em linha	3 meses	6 meses	6 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques	12 meses	12 meses	12 meses
Sistemas de medição automático de nível em tanques	6 meses	6 meses	6 meses



## CONTINUAÇÃO ANEXO 1



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



Serviço Público Federal

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR  
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO

Tabela 2: Periodicidade de calibração dos sistemas de medição de gás natural

Instrumento de Medição	Tipos de aplicações			
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia	
			produzido	processado
Medidor Padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses	12 meses	18 meses	24 meses (*)
Medidor Padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor Padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses	6 meses	18 meses	24 meses (*)
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses	24 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses	30 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses	6 meses	12 meses	12 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses	6 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques de GNL	-	-	-	12 meses
Sistema de medição automático de nível em tanque de GNL	-	-	-	12 meses
Analizador em linha	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses

(\*) Medidores rotativos e de gás natural queimado ou ventilado devem ter teste de desempenho semestral.

**MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES  
CAPÍTULO 1 CONDICIONES GENERALES Y VOCABULARIO. GESTIÓN  
DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN. DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y  
CONTABILIZACIÓN - ECOPETROL**

TIPO DE EQUIPO	PERIODO DE TIEMPO		NORMA	
	VERIFIC-MANTTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
Patrones volumétricos tipo tanque (aerógrafos)	Antes de ser utilizado	5 años	Capítulo 4	API MPMS Capítulo 4 Sección 4
Probador Master Meter	-	3 meses	Capítulo 4	API MPMS Capítulo 4 Sección 5
Probadores compactos	6 meses	3 años	Capítulo 4	API MPMS Capítulo 4 Sección 3
Probadores bidireccionales de asfalta	6 meses	5 años	Capítulo 4	API MPMS capítulo 4 sección 2 numeral 3.12
Probadores unidireccionales de asfalta	6 meses	5 años	Capítulo 4	API MPMS capítulo 4 sección 2 numeral 3.10
Probadores unidireccionales de posición	6 meses	3 años	Capítulo 4	API MPMS capítulo 4 sección 2 numeral 3.11
Medidores de Desplazamiento Positivo (líquido) con probador dedicado	Trimestral	Anual	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 2
Medidores de Desplazamiento Positivo (líquido) con probador portátil	Trimestral	1 ciclo cada 6 meses	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 2
Medidores de Turbina (líquido) con probador dedicado	Verificación diaria Mantto refinados por condición Mantto GLP 30 días	Monthly	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 3
Medidores de Turbina (líquido) con probador portátil	Trimestral	1 ciclo cada 6 meses	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 3
Medidores Ultrasónico (líquido) con probador dedicado	1 mensual	1 Trimestral	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 8
Medidores Ultrasónico (líquido) con probador portátil	Trimestral	1 ciclo cada 6 meses	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 8
Medidores Corriente (líquido) con probador dedicado	1 mensual	1 Trimestral	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 6
Medidores Corriente (líquido) con probador portátil	Trimestral	1 ciclo cada 6 meses	Capítulo 5	API MPMS Capítulo 5 Sección 6
Medidores de D <sub>p</sub> (GAS) e instrumentación asociada	Instrumentación y computador mensual	Medidor calibración inicial antes de su instalación por laboratorio acreditado (máximo cada 5 años de acuerdo a Norma AGA aplicable)	Capítulo 21	AGA Reporte No 7
Medidores de Turbina (GAS) e instrumentación asociada	Medidor Inspección anual		Capítulo 21	AGA Reporte No 5
Medidores Ultrasónicos (GAS) e instrumentación asociada			Capítulo 21	AGA Reporte No 9
Medidores Corriente (GAS) e instrumentación asociada			Capítulo 21	AGA Reporte No 11
Platina de Orificio (GAS) e instrumentación asociada	Ver numeral 4.4	Ver numeral 4.4	Capítulo 14	AGA Reporte No 3
Medidores de llenados y descarregados de carotajeros	4 meses	1 año	Capítulo 31	API MPMS Capítulo 3 Sección 2
Transmisores de presión	1 año	1 año	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Transmisores de temperatura	6 meses	1 año (verificar RTD)	Capítulo 7	API MPMS Capítulo 7
Densímetros	6 meses	1 año	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Válvulas de doble bloqueo y purga	Diario	2 años	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Actuadores (líquidos)	6 meses	1 año	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Válvulas de expansión térmica	6 meses	1 año	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Válvulas de seguridad	6 meses	1 año	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
Lazos de control en computadores de flujo	3 meses	6 meses	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
Computadores de flujo	Mantenimiento 1 año	Verificación Tiqueta 6 meses	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
Relojes de computadores de flujo, equipos, sistemas de control	1 mes	3 meses	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
Báscula camionera	3 meses	1 año	-	-
Telemetría - tanques atmosféricos	Antes de ser utilizado	6 meses	Capítulo 3	API MPMS Capítulo 3.2
Telemetría - tanques presurizados	6 meses	6 meses	-	-
Tanques de almacenamiento	5 años	15 años	Capítulo 2	API MPMS Capítulo 2.2A, Apéndice A
Cintas de medición	1 mes	1 año	Capítulo 3	API MPMS Capítulo 3.1A numeral 3.1A.8
Termómetros electrónicos	1 mes	1 año	Capítulo 7	API MPMS Capítulo 7 numeral 8.2
Termómetros de vidrio	6 meses	Antes del uso inicial - 2 años	Capítulo 7	API MPMS Capítulo 7 numeral 8.3.1
Tomamuestras Automático (verificación en campo)	6 meses	N/A	Capítulo 8	API MPMS Capítulo 8 Sección 2
Análizadores (frecuencia del mantenimiento y verificación)	6 meses	1 año	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
Hidrómetros termohidrómetros	Antes de su uso inicial	1 año	-	ASTM D-4288
Karl Fischer balanza analítica salinómetro termohigrómetro multa	Antes de ser utilizado	1 año	-	-
Trampas de destilación	-	Antes del uso inicial - 1 año	Capítulo 10	ASTM D-4006
Patrones de temperatura termómetros digitales	Antes de una calibración	2 años	-	-
Sensores de temperatura (RTDs)	6 meses	1 año	-	-
Cromatógrafo (verificación en campo)	6 meses	1 año	-	-
Decadas de Resistencia	6 meses	2 años	-	-
Michímetros	6 meses	2 años	-	-
Patrones de presión (peso muerto y calibrador de proceso con módulos)	6 meses	5 años Peso Muerto 2 años Módulos	-	-

NOTA: el periodo entre calibraciones podrá ajustarse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, siempre y cuando se documente con información histórica de seguimiento estadístico al equipo que lo justifique.- Ver numeral 4.4 Control y seguimiento de Equipos de Medición.

## ANEXO 2

# DOCUMENTOS A REVISAR DEL DOSSIER DE CALIDAD CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO INDICADOR DE TEMPERATURA




CAL. 0004

**WIKI DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.**  
**LABORATÓRIO DE METROLOGIA - PRESSÃO - TEMPERATURA E DIMENSIONAL.**  
METROLOGY LABORATORY - PRESSURE - TEMPERATURE AND DIMENSIONAL

**REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO (RBC)**  
BRAZILIAN CALIBRATION SYSTEM (RBC)

**LABORATÓRIO ACREDITADO PELA CGCRE SOB O Nº 084**  
LABORATORY ACCREDITED BY CGCRE UNDER Nº 084



**CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO WIKI Nº: LMT 150430 /14** ✓  
CALIBRATION CERTIFICATE

Página 1 de 2  
Page 1 of 2

---

**Dados do Cliente:**

Cliente: Emerson Process Management  
 Endereço: Av. Hollingsworth, nº325 - Iporanga - Sorocaba - SP  
 Solicitante: O mesmo  
 Requestor:

---

**Dados do Instrumento:**

Instrumento/Id:	Modelo: R5502 1/2NPT 1/4x227mm	Sensor: Diâmetro: 6 mm, Comprimento: 105 mm e Material: INOX 316L	
Descrição: Termômetro Analógico	Type: Faixa de Indicação: 32... 200 °F	Sensor:	
Fabricante: WIKI	Descrição: Faixa de Medição: 50... 180 °F	N.º de Identificação: 150430	
Manufatura: N.º de Série: 2R04408	Resolução: 2 °F	Modificação N.º:	
Sinal N.º:		TAG: TI - 005A	
		Tag:	

---

**Procedimento de Calibração:** PRT -05 REV.05

**Calibração Padrão:**  
 O instrumento foi calibrado baseado no procedimento acima e qual fixa as condições para calibração de um termômetro analógico utilizando como padrão uma Termocélula Padrão e o Super Termômetro com indicador ou um Termopar Padrão e o milímetro como indicador. As leituras devem ser realizadas de forma crescente e decrescente em dois ciclos para a verificação da repetibilidade e da histerese. O erro do objeto da calibração é determinado pela relação entre o valor médio de temperatura indicado pelo Termômetro analógico em calibração em meios térmicos homogêneos e o valor correspondente de uma Termocélula ou Termopar de Referência. Antes de cada leitura deve-se bater levemente com o dedo as janelas do instrumento, com o objetivo de minimizar o erro de atrito.

*The instrument was calibrated based on the procedure above which sets the conditions for calibration of a thermometer as standard analog using a resistance thermometer and Standard Super Thermometer with Thermocouple indicator or a Standard and millimeter as an indicator. Readings should be conducted in an ascending and descending in two cycles to verify the repeatability and hysteresis. The error of the calibration object is determined by the ratio between the average temperature indicated by the analog thermometer calibration in homogeneous thermal means and corresponding value of a resistance thermometer and / or Thermocouple Reference. Before each reading is due to a finger tap on the window of the instrument, in order to minimize the error of friction.*

---

**Padrões de Referência:**


Descrição Description	Identificação Identification	Certificado Certificate	Órgão Certificador Certify Agency	Próxima Calibração Calibration Validity
Indicador Sensor Padrão	SPTERM PRT100-01	135520-101 LMT 14196014	IPF WIKI-R.B.C.	15/01/2015 23/06/2015

---

**Data de Calibração:** 05/08/2014  
 Calibration Date: 05/08/2014

EMERSON PROCESS  
MANAGEMENT LTDA  
C.Q. RECEBIMENTO  
15 SET. 2014  
RIR RC1350/14  
RENATO CORRÊA

Ipero, quarta-feira, 6 de agosto de 2014



Juliana Avila  
Gerente Técnica do Laboratório Temperatura  
Technical Manager of Temperature Laboratory

---

Este certificado atende aos requisitos de Acreditação da Cgcre, e qual avalia a competência da medição do laboratório e comprova sua rastreabilidade aos padrões nacionais de medidas. Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica. Os resultados apresentados tem significação restrita e se aplica somente à amostra ensaiada. A utilização deste documento para fins promocionais bem como a sua reprodução parcial ou total depende da aprovação por escrito do Laboratório emissor.

This certificate complies with the Accreditation requirements of "Cgcre", while evaluated the measurement competence of the laboratory and proved its traceability to the national standards of measures. This calibration does not exempt the instrument from the metrologic control established in Metrological Regulation. The present results have restricted significance and are only applied to the tested sample. The use of this document for promotional purposes as well as its partial or total reproduction depends on the approval in writing of the issuing Laboratory.

---

Av. Osvald Miguez, 03 - Distrito Industrial - CEP 13560-000 - Iperó - SP - CNPJ: 01.138.550/0001-06 - Inscrição Estadual: 558.804.007-113  
 LMT: (11) 3459.8722 / LMT: (11) 3459.8723 / LMD: (11) 3450.0723 - Fax: (11) 3385.1540  
 Contatos: Laboratório Pressão: lmp@wika.com.br / Laboratório Temperatura: lmt@wika.com.br / Laboratório Dimensional: lmd@wika.com.br

# CONTINUAÇÃO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO INDICADOR DE TEMPERATURA

Calibrações  
NBR 15043C  
17825

CAL 0084

**WIKA DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.**  
**LABORATÓRIO DE METROLOGIA - PRESSÃO - TEMPERATURA E DIMENSIONAL.**  
METROLOGY LABORATORY - PRESSURE - TEMPERATURE AND DIMENSIONAL  
**REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO (RBC)**  
BRAZILIAN CALIBRATION SYSTEM (RBC)  
**LABORATÓRIO ACREDITADO PELA CGCRE SOB O Nº 084**  
LABORATORY ACCREDITED BY CGCRE UNDER Nº 084

Página 2 de 2  
Page 2 of 2

**CONTINUAÇÃO DO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO Nº.: LMT 150430 /14**  
**CALIBRATION CERTIFICATE CONTINUATION**

**Valores Encontrados:**  
**Found Values:**

Ponto de Calibração [°F]	Valor Verdadeiro Convencional [°F]	Valor Indicado [°F]	Tolerância [°F]	U (95%) [°F]	k
Calibration Point [°F]	Conventional True Value [°F]	Indicated Value [°F]	Max [°F]	U(95%) [°F]	k
60,00	59,98	60,00	0,02	2,20	2,00
100,00	99,88	100,00	0,02	2,28	2,00
120,00	119,84	120,00	0,16	2,20	2,00
140,00	139,97	140,00	0,03	2,20	2,00
180,00	179,96	180,00	0,04	2,28	2,00

**Características Metroológicas:**  
**Metrological Features:**

<b>Histerese [°F]</b> <b>Hysteresis [°F]</b> <hr style="width: 80%; margin: 0 auto;"/> 0,00	<b>Repetibilidade [°F]</b> <b>Repeatability [°F]</b> <hr style="width: 80%; margin: 0 auto;"/> 0,00
---	---

**Condições Ambientais:**  
**Ambient Conditions:**

<b>Temperatura:</b> Temperature	20 ± 2°C
<b>Umidade:</b> Humidity	50 ± 20 %

**Observações:**  
**Remarks:**

Calibração Realizada nas Instalações da WIKAI do Brasil.  
 Profundidade de Inserção: 200mm

A incertezã expandida de medição relatada é declarada como a incertezã padrão de medição multiplicada pelo fator de abrangência k calculado, a qual para uma distribuição t com n-1 graus de liberdade efetivos corresponde a uma probabilidade de abrangência de aproximadamente 95%. A incertezã padrão de medição foi determinada de acordo com a publicação EA-402.  
 The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the calculated coverage factor k, which for a t distribution with n-1 effective degrees of freedom corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with EA-402 Publication.

Este Laboratório adota a Escala Internacional de Temperatura de 1990 (ITS-90)  
 This Laboratory Uses International Temperature (ITS-90)

A validade da calibração deve ser estabelecida pelo usuário em plano de calibração descrito no sistema de qualidade conforme Norma NBR-ISO-9001:2004 (parte 1).  
 The calibration validity should be established by the user in the calibration plan described in the calibration plan described in the quality system according to the Brazilian NBR - ISO - 9001 (part 1).

Este certificado atende aos requisitos de Acreditação da Cgcre, o qual analisou a competência de medição do laboratório e comprovou sua rastreabilidade aos padrões nacionais de medidas.  
 Esta calibração não isenta o instrumento do controle metroológico estabelecido na Regulamentação Metroológica.  
 Os resultados apresentados têm significado restrito e se aplicam somente à amostra ensaiada. A utilização deste documento para fins promocionais bem como a sua reprodução parcial ou total depende da aprovação por escrito do Laboratório emissor.  
 This certificate complies with the Accreditation requirements of "Cgcre", which evaluated the measurement competence of the laboratory and proved its traceability to the national standards of measures.  
 This calibration does not exempt the instrument from the metrologic control established in Metrological Regulation.  
 The present results have restricted significance and are only applied to the tested sample. The use of this document for promotional purposes as well as its partial or total reproduction depends on the approval in writing of the Issuing Laboratory.

Av. Duílio Wiegand, 03 - Distrito Industrial - CEP 13069-000 - Ipediú - SP - CVP: 61.728.569/001-00 - Inscrição Estadual: 268.004.637-113  
 LMP: (15) 3458.8752 / LMT: (15) 3458.8752 / LMD: (15) 3458.8753 - Fax: (15) 3268.1640  
 Contato: Laboratório Pressão: lmp@wika.com.br / Laboratório Temperatura: lmt@wika.com.br / Laboratório Dimensional: lmd@wika.com.br

# CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN INDICADORES DE PRESIÓN

<p><b>Calibração</b> NBR 15185:2013</p> <p><b>2</b></p> <p><b>CAL 0034</b></p>	<p><b>WIKI DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.</b>                  LABORATÓRIO DE METROLOGIA - PRESSÃO - TEMPERATURA E DIMENSIONAL  <small>METROLOGY LABORATORY - PRESSURE - TEMPERATURE AND DIMENSIONAL</small></p> <p><b>REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO (RBC)</b>  <small>BRASILIAN CALIBRATION SYSTEM (RBC)</small></p> <p><b>LABORATÓRIO ACREDITADO PELA CGCRE SOB O Nº 084</b>  <small>LABORATORY ACCREDITED BY CGCRE UNDER Nº 084</small></p>	 Página 1 de 5
<p><b>CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO N.º: LMP149985/14</b>  <small>CALIBRATION CERTIFICATE</small></p>		
<p><b>DADOS GERAIS</b>  <small>GENERAL DATA</small></p>		
<p>CLIENTE: <b>EMERSON PROCESS MANAGEMENT LTDA</b>  <small>CUSTOMER</small></p>		
<p>ENDEREÇO: <b>AVENIDA HOLLINGSWORTH Nr. 325, IPORANGA, SOROCABA, SP</b>  <small>Address</small></p>		
<p>SOLICITANTE: <b>O MESMO</b>  <small>REQUESTING COMPANY</small></p>		
<p>Instrumento: <b>Manômetro Analógico</b>  <small>Instrument</small></p>	<p>N.º. Identificação: <b>LMP149985</b>  <small>Identification Nº</small></p>	<p>Norma / Classe: <b>NBR 14105-1 / A1</b>  <small>Standard / Class</small></p>
<p>Fabricante: <b>WIKI</b>  <small>Manufacturer</small></p>	<p>Valor de uma Divisão: <b>50 psi</b>  <small>Division Value</small></p>	<p>Faixa de Indicação: <b>0 ... 2880 psi</b>  <small>Indication Band</small></p>
<p>Modelo: <b>233.50.100</b>  <small>Model</small></p>	<p>Nr. Instrumento: <b>LMP149985/14</b>  <small>Instrument no.</small></p>	
<p>N.º. Serie: <b>2R042VT</b>  <small>Series Nº</small></p>	<p>Data da Calibração: <b>31/07/2014</b>  <small>Calibration Date</small></p>	
<p>Pedido de Serviço: <b>LMP149985/14</b>  <small>Service Order</small></p>	<p>Procedimento de Calibração: <b>PRP-04 REV.13</b>  <small>Calibration Procedure</small></p>	
<p><b>PROCEDIMENTO</b>  <small>Procedure</small></p>		
<p>"O instrumento foi calibrado em relação a um Padrão do Laboratório de Metrologia – Pressão da WIKI do Brasil Indústria e Comércio, cuja incerteza máxima é de 0,02 % rastreado junto R.B.C./WIKI, de acordo com o certificado N.º.: LMP128776/13, válido até 31/08/2014."</p> <p>"A calibração foi realizada com o instrumento na sua posição de utilização a uma temperatura de 21°C ± 2°C, umidade relativa de 50% ± 20% e gravidade local de 9,7863788 m/s², permanecendo sobre pressão máxima durante ± 05 minutos para estabilidade do sistema de calibração."</p> <p><i>"The instrument was calibrated as to a Standard of the Metrology Laboratory – Pressure of Wika do Brasil Indústria e Comércio, whose uncertainty is 0,02 % traced together with R.B.C./WIKI, according to certificate Nº LMP128776/13, valid until 31/08/2014."</i></p> <p><i>"The calibration was executed with the instrument in its position use at a temperature of 21°C ± 2°C, relative humidity of 50% ± 20% and local gravity of 9,7863788 m/s², staying on maximum pressure for ± 05 minutes for stability of the system calibration."</i></p>		
<p style="text-align: right;">Iperó, quinta-feira, 31 de julho de 2014</p>		
<p><b>NOTAS</b>  <small>NOTES</small></p> <p><b>PI-005A</b></p>	 Alexandro Maldonado Signatário Autorizado	
<p>Este certificado atende aos requisitos de Acreditação do Cgcre, o qual avalia a competência de medição do laboratório e comprovou sua rastreabilidade aos padrões nacionais de medidas. Esta calibração não inclui o instrumento do sistema metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica. Os resultados apresentados tem significação restrita e se aplica somente à amostra analisada. A utilização deste documento para fins promocionais bem como a sua reprodução parcial ou total depende da aprovação por escrito do Laboratório emissor.</p> <p>This certificate complies with the Accreditation requirements of "Cgcre", which evaluated the measurement competence of the laboratory and proved its traceability to the national standards of measures. This calibration does not assign the instrument from the metrology system established in Metrological Regulation. The present results have restricted significance and are only applied to the tested sample. The use of this document for promotional purposes as well as its partial or total reproduction depends on the approval in writing of the issuing Laboratory.</p>		
<p style="text-align: center;">Av. Orosia Wegner, 63 - Distrito Industrial - CEP 13505-000 - Iperó - SP - CNPJ: 01.128.508/0001-08 - Inscrição Estadual: 285.004.837-113                  LMP: (15) 2499.5722 / LMR: (15) 3499.8762 / LMD: (15) 2499.6732 - Fax: (15) 3296.1948                  Contatos: Laboratório Pressão: lmp@wika.com.br / Laboratório Temperatura: lmr@wika.com.br / Laboratório Dimensional: lmd@wika.com.br</p>		



Calibrador  
NBR 15011/EC  
17025



CAL 0084

**WIKA DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.**  
LABORATÓRIO DE METROLOGIA - PRESSÃO - TEMPERATURA E DIMENSIONAL  
METROLOGY LABORATORY - PRESSURE - TEMPERATURE AND DIMENSIONAL

REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO (RBC)  
BRAZILIAN CALIBRATION SYSTEM (RBC)

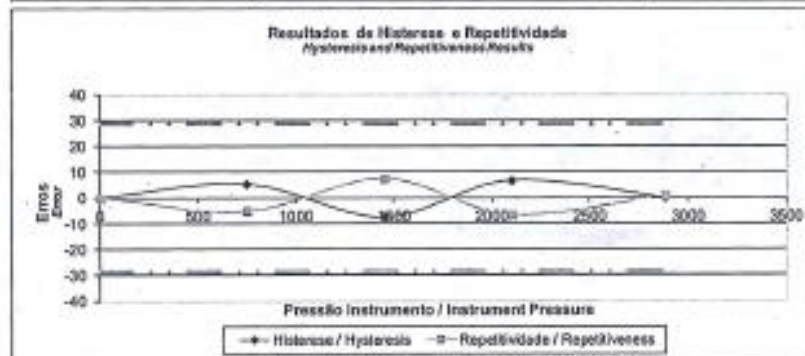
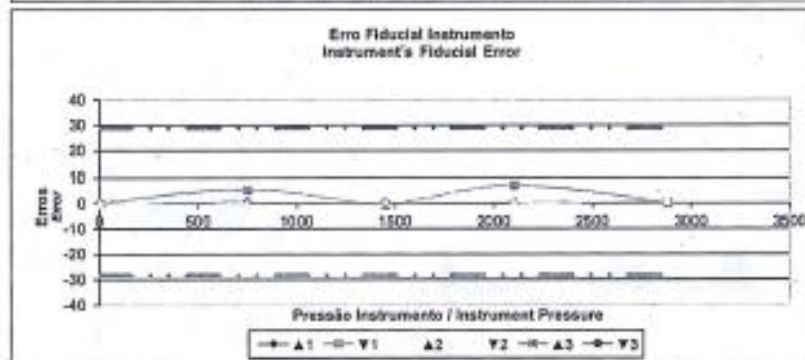
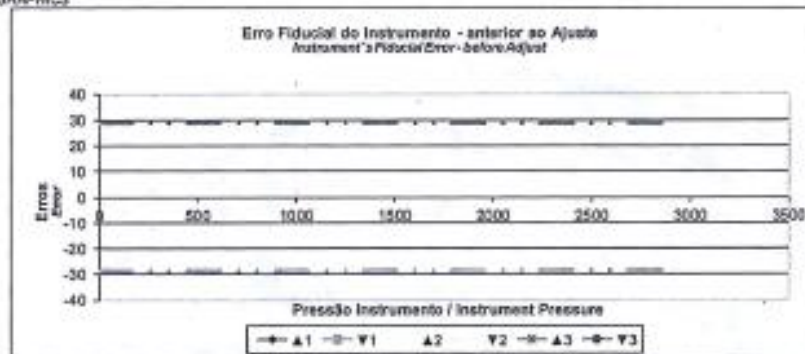
LABORATÓRIO ACREDITADO PELA CGCRE SOB O Nº 084  
LABORATORY ACCREDITED BY CGCRE UNDER Nº 084



Página 3 de 5

CONTINUAÇÃO DO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO N.º: LMP149985/14  
CALIBRATION CERTIFICATE CONTINUATION

GRÁFICOS  
GRAPHS



Este certificado atende aos requisitos de Acreditação da Cgcre, a qual avaliou a competência do metilógico do laboratório e comprovou sua rastreabilidade aos padrões nacionais de medidas.  
Esta calibração não isenta o instrumento do controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica.  
Os resultados apresentados têm significação estatística e se aplicam somente à amostra avaliada. A utilização deste documento para fins promocionais bem como a sua reprodução parcial ou total depende da aprovação por escrito do Laboratório emissor.

This certificate complies with the Accreditation requirements of "Cgcre", which evaluated the measurement competence of the laboratory and proved its traceability to the national standards of measures.

This calibration does not exempt the instrument from the metrological control established in Metrological Regulation.  
The present results have statistical significance and are only applied to the tested sample. The use of this document for promotional purposes as well as its partial or total reproduction depends on the approval in writing of the issuing Laboratory.

Av. Úrsula Magaldi, 03 - Distrito Industrial - CEP 12560-000 - Jand - SP - CNPJ: 01.726.830/0001-00 - Insc. Estadual: 308.804.837-173  
LMP: (11) 3458.8722 / LMT: (11) 3458.8752 / LMD: (11) 3458.8753 - Fax: (11) 3306.1848  
Contatos: Laboratório Pressão: [imp@wika.com.br](mailto:imp@wika.com.br) / Laboratório Temperatura: [tem@wika.com.br](mailto:tem@wika.com.br) / Laboratório Dimensional: [imd@wika.com.br](mailto:imd@wika.com.br)







**WIKA DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.**  
 LABORATÓRIO DE METROLOGIA - PRESSÃO - TEMPERATURA E DIMENSIONAL  
 METROLOGY LABORATORY - PRESSURE - TEMPERATURE AND DIMENSIONAL



Página 5 de 5

REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO (RBC)  
 BRAZILIAN CALIBRATION SYSTEM (RBC)

LABORATÓRIO ACREDITADO PELA CGCRE SOB O Nº 084  
 LABORATORY ACCREDITED BY CGCRE UNDER Nº 084

CONTINUAÇÃO DO CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO N.º: LMP149985/14  
 CALIBRATION CERTIFICATE CONTINUATION

**RETA DE REGRESSÃO DO INSTRUMENTO**  
 INSTRUMENT'S TREND LINE

$$y = \dots + 0,999790649 \cdot x - 0,865074504$$

$$r^2 = 0,999994645$$

**Legenda**  
 Legend

**y = Pressão Real Corrigida / Corrected Real Pressure → [ psi ]**  
**x = Pressão Indicada pelo Instrumento / Instrument Indicate Pressure → [ psi ]**  
**r<sup>2</sup> = Qualidade do Ajuste / Adjust Quality**

**OBSERVAÇÕES GERAIS**  
 GENERAL REMARKS

- 1- 1 psi = 0,006894757 MPa (Pa = pascal – unidade do SI);  
 (Pa = pascal – SI unity)
- 2- A validade de calibração deve ser estabelecida pelo usuário em plano de calibração descrito no sistema de qualidade conforme Norma NBR-ISO-10012 parte 1;  
 The calibration validity should be established by the user in the calibration plan described in the calibration plan described in the quality system according to the Rule NBR – ISO – 10012 PART 1;
- 3- A Incerteza expandida relatada é baseada em uma incerteza padronizada combinada multiplicada por um fator de abrangência k=2 , para um nível de confiança de aprox. 95%;  
 The expanded uncertainty reported is based on an combined standardized uncertainty multiplied by an coverage factor k=2, for a trust level of approx. 95%
- 4- Manômetro calibrado com Água.  
 Manometer calibrated with Água.
- 5- O Inmetro é signatário dos Acordos de Reconhecimento Mútuo da ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation)  
 Inmetro is signatory of the ILAC Mutual Recognition Arrangement (International Laboratory Accreditation Cooperation)
- 6- O Inmetro é signatário de acordo Bilateral de Reconhecimento Mútuo com a EA (European Co-operation for Accreditation)  
 Inmetro is signatory of the EA - Bilateral Recognition Arrangement (EA – European Co-operation for Accreditation)

Esta certificação atende aos requisitos de Acreditação da Cgcre, o qual avalia a competência de medição do laboratório e comprova sua rastreabilidade aos padrões nacionais de medida. Esta certificação não isenta o instrumento de controle metrológico estabelecido na Regulamentação Metrológica. Os resultados apresentados tem significação restrita e se aplicam somente à amostra avaliada. A utilização deste documento para fins promocionais bem como a sua reprodução parcial ou total depende da aprovação por escrito do Laboratório emissor.

This certificate complies with the Accreditation requirements of "Cgcre", which evaluated the measurement competence of the laboratory and proved its traceability to the national standards of measures. This calibration does not exempt the instrument from the metrologic control established in Metrological Regulation. The present results have restricted significance and are only applied to the tested sample. The use of this document for promotional purposes as well as its partial or total reproduction depends on the approval in writing of the issuing Laboratory.

Av. Graziú Wilgand, 83 - Distrito Industrial - CEP 18940-000 - Juiz de Fora - MG - CMLP: 81.138.503/0001-06 - Inscricão Estadual: 355.004.837-113  
 LMP: (15) 3452.8722 / LMT: (15) 3452.8752 / LMD: (15) 3450.9193 - Fax: (15) 3290.1648  
 Contatos: Laboratório Preciso: [ajp@wika.com.br](mailto:ajp@wika.com.br) / Laboratório Temperatura: [avj@wika.com.br](mailto:avj@wika.com.br) / Laboratório Dimensional: [and@wika.com.br](mailto:and@wika.com.br)

# CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MEDIDOR CORIOLIS



**Micro Motion, Inc. - Calibration Certificate Number: 1.31208609**

Model Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
CMF400MA75NSAZEZZZ	14426735	10171720	1,1	1	FE002A
PUCK700	33091515				

Calibration Conditions	
Date/Time:	2014.07.22 20:04:38
Calibration Stand:	TSM3A
Fluid:	H2O
Mass Uncertainty (%):	0,030
Density Uncertainty (kg/m³):	0,080
Volume Uncertainty (%):	0,031

The reported uncertainties are based on the standard uncertainty of measurement multiplied by a coverage factor  $k=2$ , which provides a confidence level of approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with the GUM and EA 04/2.

Calibration Constants			
D1:	0	FCF:	4322,8
D2:	1	FT:	4,19
K1:	5740,74	FlowCal:	4322.84.19
K2:	6909,196	Mass MF:	1,00000
DT:	4,33		
FD:	608	DTG:	0
DensCal:	05741069094.33	DFQ1:	0
Dens MF:	1,00000	DFQ2:	0
		FFQ:	0
Vol MF:	1,00000	FTG:	0
Mass flow cutoff (kg/min):			6,894

This calibration was performed by comparison to a reference meter (dynamic start/stop reference meter method) as described in ISO 10790:1999(E) "Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)", Annex A "Calibration techniques".

This calibration certificate only applies to the item(s) identified and shall not be used to claim product certification, approval, or endorsement by NVLAP, NIST, or any agency of the Federal Government.

These measurements have been made using the calibration stand listed above, which is traceable to one or more of the following National Metrology Institutes: NIM-China, NIST-USA, and VSL-The Netherlands. These calibration results comply with the requirements of ISO/IEC 17025:2005.

UUT Avg Results - Mass  AS FOUND  AS LEFT

Mass Rate (kg/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Mass Total (kg)	Error (%)	n (-)	U <sub>A</sub> Mean (%)	U <sub>combined</sub> (%)	Spec (%)	Cal Mode
6768,49	161	23,2	6781,36	0,008	3	0,003	0,030	0,100	TSM
680,923	83	23,2	681,901	0,019	3	0,010	0,036	0,100	TSM
3405,29	67	23,2	3410,41	-0,057	3	0,001	0,030	0,100	TSM

UUT Avg Results - Density

Mass Rate (kg/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Density (kg/m³)	Error (kg/m³)	n (-)	U <sub>A</sub> Mean (kg/m³)	U <sub>combined</sub> (kg/m³)	Spec (kg/m³)	Cal Mode
6768,49	161	23,2	997,555	-0,085	3	0,004	0,080	0,500	TSM
680,923	83	23,2	997,552	-0,051	3	0,012	0,084	0,500	TSM
3405,29	67	23,2	997,583	-0,015	3	0,009	0,082	0,500	TSM

UUT Avg Results - Volume

Volume Rate (l/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Volume Total (l)	Error (%)	n (-)	U <sub>A</sub> Mean (%)	U <sub>combined</sub> (%)	Spec (%)	Cal Mode
6785,08	161	23,2	6797,98	0,017	3	0,002	0,031	0,112	TSM
682,593	83	23,2	683,574	0,024	3	0,009	0,036	0,112	TSM
3413,54	67	23,2	3418,67	-0,055	3	0,000	0,031	0,112	TSM

Calibration Operator  
MEDINA, PAUL

Quality Assurance Review

Print \_\_\_\_\_ Signature \_\_\_\_\_ Date \_\_\_\_\_ Print \_\_\_\_\_ Signature \_\_\_\_\_ Date \_\_\_\_\_

Emerson Process Management Micro Motion, Inc. 7070 Winchester Circle, Boulder CO 80301 USA

This certificate shall not be reproduced, except in full, without written permission of the calibration laboratory.

Page 1 of 1

**Micro Motion, Inc. - ISO/IEC 17025 Accredited Calibration Certificate: 1.31208609**

Model Code	Serial ID	Order ID	Line	Item	Customer Tag
CMF400MA75NSAZEZZZ	14426735	10171720	1.1	1	FE002A
PUCK700	33091515				

Calibration Information	
Date/Time:	2014.07.22 20:04:38
Calibration Stand:	TSM3A
Fluid:	H2O
Mass Uncertainty (%):	0.030
Density Uncertainty (kg/m <sup>3</sup> ):	0.080
Volume Uncertainty (%):	0.031
Max Rate P/T (kPa/°C):	160.86 / 23.2
CORIOLIS ISO/IEC 17025 VERIFY	

Calibration Constants			
D1:	0	FCF:	4322.8
D2:	1	FT:	4.19
K1:	5740.74	FlowCal:	4322.84.19
K2:	6909.196	Mass MF:	1.00000
DT:	4.33	Zero (uSec):	0.0369
FD:	608	DTG:	0
DensCal:	05741069094.33	DFQ1:	0
Dens MF:	1.00000	DFQ2:	0
		FFQ:	0
Vol MF:	1.00000	FTG:	0
Mass flow cutoff (kg/min):			6.894

The reported expanded uncertainties are based on the standard uncertainty of measurement multiplied by a coverage factor  $k=2$ , which provides a confidence level of approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with the GUM and EA 04/2.

This calibration was performed by comparison to a reference meter (dynamic start/stop reference meter method) as described in ISO 10790:1998(E) "Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)", Annex A "Calibration techniques", and internal procedure GWI-24.

This calibration certificate only applies to the item(s) identified and shall not be used to claim product certification, approval, or endorsement by NVLAP, NIST, or any agency of the United States Federal Government.

These measurements have been made using the calibration stand listed above, which is traceable to one or more of the following National Metrology Institutes: NIM-China, NIST-USA, and VSL-The Netherlands.

This calibration results comply with the requirements of ISO/IEC 17025:2005, and ANSI/NCSL Z540-1-1994; Part 1.

UUT Avg Results - Mass  AS FOUND  AS LEFT

Mass Rate (kg/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Mass Total (kg)	Error (%)	n (-)	u <sub>A</sub> Mean (%)	U <sub>e</sub> (%)	Spec (%)	Cal Mode
6768.49	161	23.2	6781.36	0.008	3	0.003	0.030	0.100	TSM
680.923	83	23.2	681.901	0.019	3	0.010	0.036	0.100	TSM
3405.29	67	23.2	3410.41	-0.057	3	0.001	0.030	0.100	TSM

UUT Avg Results - Density

Mass Rate (kg/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Density (kg/m <sup>3</sup> )	Error (kg/m <sup>3</sup> )	n (-)	u <sub>A</sub> Mean (kg/m <sup>3</sup> )	U <sub>e</sub> (kg/m <sup>3</sup> )	Spec (kg/m <sup>3</sup> )
6768.49	161	23.2	997.555	-0.085	3	0.004	0.080	0.500
680.923	83	23.2	997.552	-0.051	3	0.012	0.084	0.500
3405.29	67	23.2	997.583	-0.015	3	0.009	0.082	0.500

UUT Avg Results - Volume

Volume Rate (l/min)	Fluid Pressure (kPa)	Fluid Temp (°C)	Volume Total (l)	Error (%)	n (-)	u <sub>A</sub> Mean (%)	U <sub>e</sub> (%)	Spec (%)
6785.08	161	23.2	6797.98	0.017	3	0.002	0.031	0.112
682.593	83	23.2	683.574	0.024	3	0.009	0.036	0.112
3413.54	67	23.2	3418.67	-0.055	3	0.000	0.031	0.112



Calibration Operator  
MEDINA, PAUL *Paul Medina* 7-22-14  
Print Signature Date

Approved By  
TIMOTHY GEORGIYEV *Timothy Georgiyev* 7/23/14  
Print Signature Date

# CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE PROBADOR

## Compact Prover Calibration Certificate

Daniel Measurement and Control, Inc.  
5650 Brittmoore Rd., Houston TX 77041



Customer Name: Genite Oil Global PTE LTD  
 Customer Address: Calle del Establo Y. Calle C. Sta. Catalina, Toron 1 Ofc 204-205  
 Country: EC170102 Ecuador  
 Customer's Order No.: DDMMS514442  
 Customer's Tag No.:  
 Serial Number: 1406-1000623-1-1-1  
 Prover Model No.: P1317GKA131H1M87  
 Daniel Order No.: 10000822  
 Prover Size: 32  
 Calibration Fluid: Water  
 Calibration of "E" - English E

Date: 8/2/2014  
 Certification Number: 140710000223111  
 Estimated Uncertainty: Downstream +/- 0.038% Upstream +/- 0.040%  
 Error Band: 0.02%  
 Coverage Factor: K=2  
 Confidence Level: Approximately 95.5%  
 Calibration Procedure: L-07103 Rev 0

Test Measure NIST Seal #: 7227  
 Flow Tube Material: A  
 Coef. of Exp. for Test Measure(Sq): 0.0003265  
 Flow tube I.D.(D)inch: 12.25  
 Wall Thickness(thick): 0.875  
 No. of Runs: 3  
 Test Measure Volume-air3: 3462.7  
 Base Temperature, Tb: 60 °F

RUN NUMBER	1	2	3	4	5
Average prover temperature, Tp	77.80	77.90	78.00	78.00	78.00
Test measure temperature, Tm	77.80	77.80	77.80	77.80	77.80
Correction for thermal expansion of expander mount, Td	75.00	75.10	75.30	75.30	75.30
Water pressure-psig, P	29.6	30.8	29.6	29.6	29.6
Test Measure Scale Reading	13.5	13	13.5	13.5	13.5

RUN NUMBER	1	2	3	4	5
Gross Water flow volume, Vm-gallons	15.0483	15.0481	15.0483	15.0480	15.0480
Temp. differential correction factor, Tmp(Cor) (12.1)	1.000015	1.000044	1.000029	1.000050	1.000050
Correction factor for (Tm, Tp & Td), Csc	1.000245	1.000259	1.000244	1.000177	1.000177
Correction factor for Cpt	1.000098	1.000099	1.000095	1.000090	1.000090
Correction factor Cps	1.000015	1.000015	1.000015	1.000010	1.000010
Prover volume - Vp	15.0565	15.0488	15.0307	15.0300	15.0300
Percent Repeatability (%)				0.01995	0.01995

RUN NUMBER	1	2	3	4	5
Gross Water flow volume, Vm-gallons	14.9248	14.9227	14.9248	14.9249	14.9249
Temp. differential correction factor, Tmp(Cor) (12.1)	1.000018	1.000015	1.000015	1.000015	1.000015
Correction factor for (Tm, Tp & Td), Csc	1.000240	1.000245	1.000245	1.000177	1.000177
Correction factor for Cpt	1.000095	1.000100	1.000098	1.000090	1.000090
Correction factor Cps	1.000015	1.000015	1.000015	1.000010	1.000010
Prover volume - Vp	14.9273	14.9249	14.9271	14.9271	14.9271
Percent Repeatability (%)				0.01908	0.01908

Net Prover base volume at Tb is 4' and 0 psig

Downstream  
 Comply?  YES

Upstream  
 Comply?  YES

Statement of compliance: Compliance is based on test results falling within specified limits with no reduction by the uncertainty of the measurement. The results contained herein relate only to the prover calibrated.

Calculations based on the following formulae:  

$$Vp = (Vm \times Tmp \times Csc) / (Cpt \times Cps)$$

$$Csc = \text{Correction factor for test measure, prover, \& lines rods}$$

$$1 + (Tm - Tb) / Sg$$

$$Cpt = \text{compressibility reduction factor for water}$$

$$1 / (1 - 0.0000032 \times P)$$

$$Cps = \text{pressure correction factor for prover}$$

$$1 - (P \times 0.00000056 \times 0)$$

This prover has been calibrated using standards with accuracies traceable through National Institute of Standards and Technology to the SI. Derived from natural physical constants, derived from audio measurements, or compared to consensus standards.  
 This certificate shall not be reproduced except in full, or without the written permission of Daniel Measurement and Control, Inc.  
 This revision of the certificate supersedes any previous revisions.  
 Form T00101A, Revision B

Calibrator: Clifton Vaughn  
 Title: Lab Technician  
 Approver: Clifton Vaughn  
 Title: Compact Prover Engineering Manager



Compact Prover Metric Calibration Data Sheet  
Daniel Measurements and Control, Houston, Tx, USA



This form is a supplement to Certification Number \_\_\_\_\_

Date: SEPT-4-2014

Customer: GENITE OIL SERVICES PTE LTD  
 Serial No.: 1101-10008322-11-1  
 Model No.: P1216AIFHIM85  
 Cust. Order No.: DANMEAS14-042  
 Calibrated Measure's Volume: 3462.7060F  
 Test Measure NIST Seal #: 7227

NEL Tank Serial No. 140320-4

Calibrated Measure's Units mL (Circle One)

Scale Increments .50 mL (in3)

Units of Measure: Temp °C (°F) Pressure kPa (psig) (Circle One)

	1	2	3	4	5
Water Temp	Inlet (T1)	78.00	78.00	78.00	
	Outlet (T2)	77.80	77.80	78.00	
	Prover Temp (Tp)	77.90	77.90	78.00	
	Test Measure Temp (Tm)	77.80	77.60	77.80	
	Sensor Mounting Temp (Td)	75.00	75.10	75.30	
	Water Pressure (P)	29.6	30.8	29.6	
	Test Measure Scale Reading	73.50	73.00	73.50	
	Pass Time (sec)	2:18.19	3:39.22	2:22.41	

	1	2	3	4	5
Upstream Volume Runs	78.00	78.00	78.00		
	77.60	77.80	77.80		
	77.80	77.90	77.90		
	77.60	77.80	77.80		
	75.30	75.10	75.60		
	29.6	31.2	29.6		
	75.00	75.50	75.00		
	2:31.72	3:51.06	2:30.31		

Tp = SVP water temperature, Average of T1 and T2  
 Tm = Temperature of water in Test Measure  
 P = Water pressure during test draw  
 Td = Temperature of Displacer position sensors

Calibrator Clay Vang

Witness \_\_\_\_\_

Calibration Identification Numbers  
 Inlet Thermometer 3V3472  
 Outlet Thermometer 4S5416  
 Tank Thermometer 4G9715  
 Sensor Thermometer 21460127  
 Pressure Gauge 29908397/2

Leak Detector Test Results \_\_\_\_\_

0 \_\_\_\_\_ 5 \_\_\_\_\_  
 inches in Minutes

21460127

## MONITOR DE BS&W UNIDAD DE RECHAZO

**FMC** Technologies

Temperature Compensated  
Water Cut Monitor  
**Model WCM 7300**

Bulletin SSIS003

The Model WCM 7300 is designed to provide the highest possible sensitivity, resolution, and accuracy for water content determination in crude oil, other hydrocarbons, or other low dielectric liquids from a max of 25% to levels below 1000 parts per million (ppm). In oil and natural gas (condensate) production, water cut and S&W measurements are significantly improved with the WCM 7300 technology. Enhanced digital signal processing and full product temperature compensation are two of the technological advancements utilized by this device. Probe sizes from 2" through 12" are available. 4-20 mA and 0-5 volt outputs are available for remote readout. Water cut, process temperature or probe electrical value can be selected for viewing without removing conduit cover by use of a supplied magnet to operate an internal reed switch.

### Product Temperature Compensation

The base dielectric constant (Dk) of oils can change with changes in temperature. This can cause traditional monitors to change without a variance in water content. For example; for a 10°F change, a typical crude oil may show a reading shift of as much as 0.1%, which normally would be considered as water. The WCM 7300 measures product temperature and calculates a corrected cut reading, providing a true water or S&W cut at any temperature up to 160°F.

### Features

- **NACE Adaptable** - Can be modified for use in sour service.

### Applications

#### **LACT (Lease Automatic Custody Transfer) Units**

Detect and provide relay contact closure that can be used to reroute oil that has excess S&W.

#### **Pipeline Loading**

Monitor transfer of petroleum/condensate products from loading facilities.

#### **Dehydration Equipment**

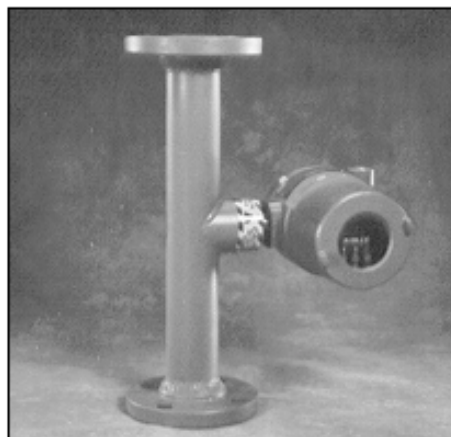
Determine and enhance equipment efficiencies, by monitoring the product and indicating water content.

#### **Fuel Oil Monitoring**

Determine contamination of fuel oil by condensation, or other external factors, before entry to engine.

#### **Storage and Treating Facilities**

Monitoring and early detection of undesirable conditions as well as interface detection during de-watering of storage tanks.



WCM 7300 Water Cut Monitor

### Measurement/Monitor Specifications

#### **Power Supply**

20-30 Vdc +/-10% @ nominal, 100 mA max.

#### **S&W Full Scale Range**

0-25%

Field adjustable to 0-5%, 0-10%, etc.

#### **Accuracy**

Is defined as the variance observed between the 7300 reading and the water grindout of the oil.

Normal variances are:

+/- .05 from 0 to 5% water

+/- .1 from 5 to 10% water

+/- .15 from 10% to 15% water

+/- .2 to .25 from 15 to 25% water

#### **Displays**

One line 16 character, alphanumeric LCD showing by selection:

Water Cut

Process Temperature

Probe Electrical Value

Red/Green LED showing good oil, bad oil, or by passing condition.

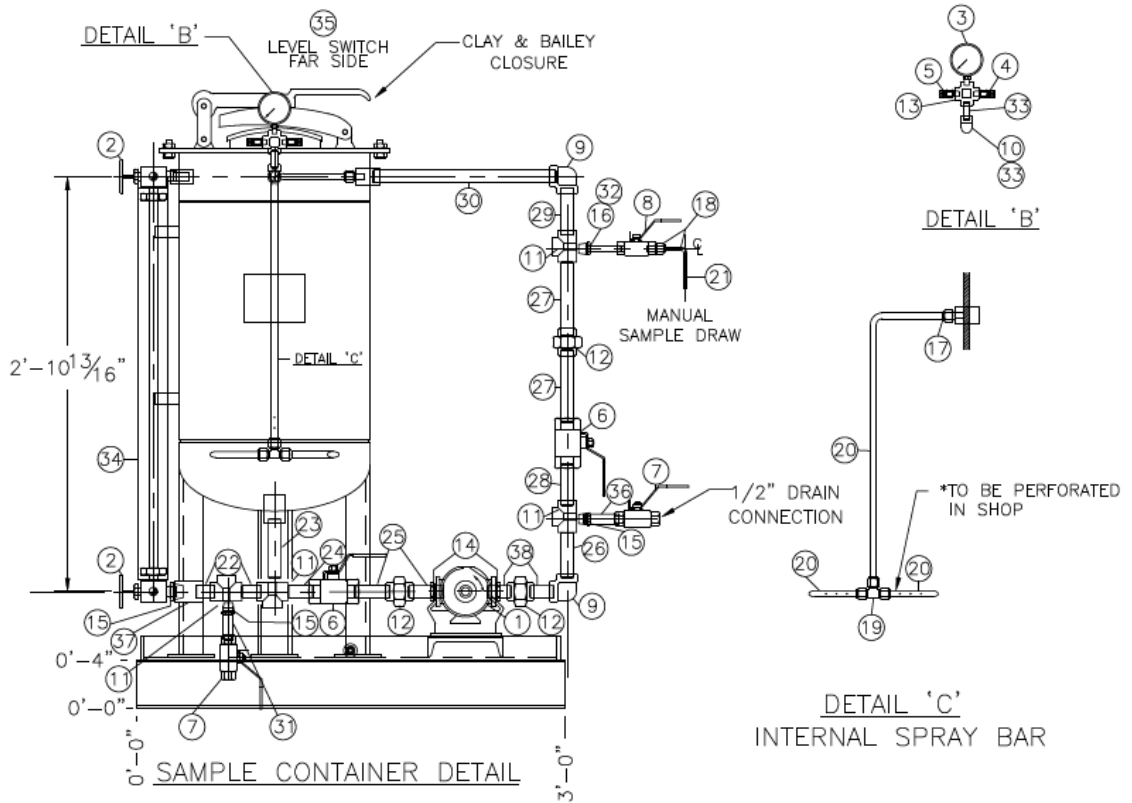
#### **Pressure Ratings**

As per Flange selection, 1440 psig max. (Others by special order)

NPT - 1440 psig max.

Victualic grooved - 350 psig

**DIAGRAMA DEL TAQUE DE MUESTRO, MOSTRANDO LA MERILLA Y  
EL VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO.**



<b>CERTIFIED BY:</b>	
<b>WFMS, INC.</b>	
<b>MAWP</b> <u>50</u> PSIG	<b>AT</b> <u>150</u> °F
<b>MDMT</b> <u>-20</u> °F	<b>AT</b> <u>50</u> PSIG
<b>MFG. SERIAL NO.</b>	<u>2321</u>
<b>YEAR BUILT</b>	<u>2014</u>
<b>JOB NO.</b>	<u>2321</u>
<b>20 GALLON TANK MAWP</b> --⊕-- DEG F	
<b>MAWP: LIMITED BY DESIGN TEST</b> ⊕ <b>65 PSIG</b>	
<b>SHELL</b> <u>.375"</u> , <b>HEAD</b> <u>3/8" MIN.</u> <b>CA:0"</b>	

Fuente: Gente Oil Ecuador, 2015