

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-006	<b>Elaborado</b> 09/08/2013	<b>Versión:</b> 1

### RELACIÓN DE VERSIONES

VERSIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	Emisión del documento	09/08/2013

ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
 <b>MARIO ALBERTO GRANADA CAÑAS</b> VSM-GPS	 <b>REYNALDO PRADA GRATERÓN</b> Líder Corporativo de Normas y Estándares	 <b>NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO</b> Vicepresidencia de Innovación y Tecnología
 <b>DARÍO BUITRAGO PATIÑO</b> VIT-GOC		
 <b>ELKIN MAURICIO CLARO MARTINEZ</b> VRP-GRB		
 <b>BERTHA DEL CARMEN DE LA HOZ MARTINEZ</b> VRP-GRC		
 <b>ANGELA PATRICIA ALVAREZ GUTIERREZ</b> VPR  Grupo Extendido Especialidad Medición, Balances y Contabilización		

Este documento es propiedad de ECOPETROL S.A. no debe ser copiado, reproducido y/o circulado sin su autorización

This document is property of ECOPETROL S.A. it shall not be copied, reproduced and/or circulated without authorization

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-006	<b>Elaborado</b> 09/08/2013	<b>Versión:</b> 1

## TABLA DE CONTENIDO

	Página
<b>1. OBJETO</b> .....	4
<b>2. ALCANCE</b> .....	4
<b>3. GLOSARIO</b> .....	4
<b>4. DOCUMENTOS DEROGADOS</b> .....	4
<b>5. REFERENCIAS NORMATIVAS</b> .....	4
<b>5.1. NORMATIVA INTERNA</b> .....	4
<b>5.2. NORMATIVA EXTERNA</b> .....	5
<b>6. CONDICIONES GENERALES</b> .....	6
<b>7. DESARROLLO</b> .....	6
<b>7.1. DISEÑO DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN</b> .....	7
<b>7.2. SELECCIÓN DEL MEDIDOR</b> .....	7
<b>7.2.1. Viscosidad</b> .....	8
<b>7.2.2. Densidad</b> .....	8
<b>7.2.3. Corrosivos, abrasivos y materiales extraños</b> .....	8
<b>7.2.4. Presión de Vapor</b> .....	9
<b>7.2.5. Rango de flujo</b> .....	9
<b>7.2.6. Temperatura</b> .....	9
<b>7.2.7. Servicio continuo o intermitente</b> .....	9
<b>7.3. TAMAÑO DE LOS MEDIDORES</b> .....	10
<b>7.3.1. Instrumentación y accesorios</b> .....	10
<b>7.3.1.1. Filtros</b> .....	10
<b>7.3.1.2. Separadores y monitores de agua</b> .....	10
<b>7.3.1.3. Válvula de contrapresión (<i>Back-Pressure</i>)</b> .....	11
<b>7.3.1.4. Válvulas de control de flujo</b> .....	12
<b>7.3.1.5. Eliminadores de aire</b> .....	12
<b>7.3.1.6. Acondicionadores de flujo</b> .....	12
<b>7.3.1.7. Contadores locales</b> .....	12
<b>7.3.1.8. Impresores de tiquetes</b> .....	12
<b>7.3.2. Muestreo</b> .....	12
<b>7.3.3. Probadores</b> .....	13

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

<b>7.3.3.1. Tanque probador.....</b>	<b>13</b>
<b>7.3.3.2. Probador convencional.....</b>	<b>13</b>
<b>7.3.3.3. Medidor maestro de prueba.....</b>	<b>13</b>
<b>7.3.3.4. Probadores de volumen pequeño.....</b>	<b>13</b>
<b>7.3.4. Configuraciones típicas de estaciones de medición dinámica .....</b>	<b>14</b>
<b>7.4. OPERACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE MEDICIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>7.4.1. Desempeño del medidor .....</b>	<b>14</b>
<b>7.4.1.1. Volumen neto Estándar .....</b>	<b>15</b>
<b>7.4.1.2. Sistemas de prueba.....</b>	<b>15</b>
<b>7.4.1.3. Cartas de control del medidor .....</b>	<b>15</b>
<b>7.5. UNIDADES LACT .....</b>	<b>16</b>
<b>7.5.1. Diseño de una unidad LACT .....</b>	<b>16</b>
<b>7.5.2. Componentes de una unidad LACT .....</b>	<b>17</b>
<b>7.5.3. Mantenimiento preventivo de la unidad LACT .....</b>	<b>19</b>
<b>8. CONTINGENCIAS.....</b>	<b>20</b>
<b>9. REGISTROS.....</b>	<b>20</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>20</b>
<b>11. ANEXOS .....</b>	<b>20</b>

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

## 1. OBJETO

Proporcionar los criterios claves para seleccionar el tipo y tamaño de los sistemas de medición dinámicos en oleoductos y poliductos, al igual que mencionar las ventajas y desventajas de los métodos de calibración de medidores de acuerdo con las recomendaciones de las normas internacionales y las mejores prácticas de la industria.

## 2. ALCANCE

Aplica para sistemas de medición de recibo/entrega en oleoductos, poliductos, carrotanques, sistemas de vía fluvial o marítima y unidades LACT en aplicaciones de transferencia de custodia y fiscalización de hidrocarburos líquidos de la cadena de suministro.

## 3. GLOSARIO

- **LACT:** Sistema Automático de Transferencia de Custodia (Lease Automatic Custody Transfer). Conjunto de equipos diseñados para las transferencias de custodia no atendidas de hidrocarburos líquidos desde los campos de producción hasta el medio de transporte.

Para una mayor comprensión de este documento puede consultar el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles, Capítulo 1 - Condiciones Generales, numeral 2 – Glosario.

## 4. DOCUMENTOS DEROGADOS

ECP-VSM-M-001-06 Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 6 - Sistemas de Medición Dinámicos en Oleoductos y Poliductos.

## 5. REFERENCIAS NORMATIVAS

### 5.1. NORMATIVA INTERNA

CÓDIGO CNE	CÓDIGO ANTIGUO	TÍTULO
No aplica	ECP-VST-P-INS-ET-018	Estándar de Ingeniería para la Medición Dinámica de Cantidad y Calidad de Hidrocarburos Líquidos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-001	No aplica	Formato para Cartas de Control de Factores de Medición.
ECP-VIN-P-MBC-PT-029	ECP-PMC-F-039	Formato para Verificación de Termómetros.
ECP-VIN-P-MBC-MT-001	ECP-VSM-M-001	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario.
ECP-VIN-P-MBC-MT-004	ECP-VSM-M-001-04	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 4 Sistemas Probadores.
ECP-VIN-P-MBC-MT-005	ECP-VSM-M-001-05	Manual de Medición De Hidrocarburos (MMH) Capítulo 5 Medición Dinámica.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

<b>CÓDIGO CNE</b>	<b>CÓDIGO ANTIGUO</b>	<b>TÍTULO</b>
ECP-VIN-P-MBC-MT-007	ECP- VSM-M-001-07	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 7 Determinación de Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-MT-008	ECP-VSM-M-001-08	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 8 – Muestreo y sus Condiciones.
ECP-VIN-P-MBC-MT-009	ECP-VSM-M-001-09	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 9 Medición y Aplicaciones de la Densidad.
ECP-VIN-P-MBC-MT-012	ECP-VSM-M-001-12	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles (MMH) Capítulo 12 - Cálculo de Cantidades de Petróleo.
ECP-VIN-P-MBC-MT-013	ECP-VSM-M-001-13	Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) Capítulo 13 Control Estadístico de Medición.
ECP-VIN-P-MBC-MT-021	ECP-VSM-M-001-21	Manual Único de Medición Capítulo 21 Sistemas de Medición Electrónica.
ECP-VIN-P-MBC-PT-029	ECP-VSM-P-029	Procedimiento para Elaboración de Cartas de Control de Medidores Flujo.

## **5.2. NORMATIVA EXTERNA**

### **American Petroleum Institute (API)**

MPMS 4	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 - Proving Systems.
MPMS 5	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 - Metering Section.
MPMS 6	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 - Metering Assemblies.
MPMS 6.6	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 - Metering Assemblies Section 6 - Pipeline Metering Systems.
MPMS 7	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7 - Temperature Determination.
MPMS 8	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 8 – Sampling.
MPMS 8.2	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 8 - Sampling Section 2 - Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products.
MPMS 9	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 9 - Density Determination.
MPMS 10	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10 - Sediment and Water.
MPMS 13	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 13 - Statistical Aspects of Measuring and Sampling.
MPMS 14.6	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluid Measurement Section 6 - Continuous Density Measurement.
MPMS 21.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Section 1 - Electronic Gas Measurement.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

MPMS 21.2	Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 21: Flow Measurement Using Electronic Metering Systems - Part 2: Electronic Liquid Measurement.
RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2.

### **ASTM International (ASTM)**

ASTM D473	Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method.
ASTM D4006	Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation.
ASTM D4377	Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration.

### **Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC)**

NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano.
----------	------------------------------

## **6. CONDICIONES GENERALES**

Las características principales para realizar la mejor selección de un sistema de medición dinámica, mencionadas en el API MPMS – Capítulo 6.6 "Pipeline Metering Systems" son:

- a. Los altos costos fijos, los cuales hacen deseable una operación continua en el sistema asociado a la relación costo-beneficio.
- b. La capacidad del sistema, la cual permite la posibilidad de manejar grandes volúmenes y altos caudales de flujo.
- c. La necesidad de una operación eficiente y una medición precisa (menor incertidumbre) a lo largo del sistema.

En este Capítulo únicamente se consideran hidrocarburos líquidos (crudos, condensados, productos refinados, biocombustibles y mezclas de hidrocarburos) y por ende no se incluyen fluidos en dos fases.

Para aplicaciones particulares en instalación de equipos de medición para hidrocarburos de alta presión de vapor, tales como mezclas de etano-propano, propileno o similares; este capítulo puede servir de guía, sin embargo, pueden requerirse algunas precauciones adicionales especiales.

## **7. DESARROLLO**

La información que se da en este capítulo suministra una guía para seleccionar el tipo y tamaño de los medidores que deben ser utilizados en medición dinámica. Se especifican igualmente los accesorios e instrumentos deseados y las ventajas/desventajas relacionadas con los métodos de calibración usando

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

diferentes tipos de probadores. Este capítulo también incluye aspectos para obtener los mejores resultados operativos de un sistema de medición dinámica.

### **7.1. DISEÑO DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN**

Un sistema de medición de cantidad y calidad para transferencia de custodia es un conjunto de equipos e instrumentación asociada, formado por dos o más brazos de medición. Cuando se diseña un sistema de medición dinámica, el objetivo es obtener la mejor exactitud de la medición, independiente de la cantidad de producto. La exactitud de la medición de un sistema depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados.

El costo del mantenimiento preventivo para los medidores de desplazamiento positivo puede ser significativo cuando se manejen líquidos con lubricación muy baja o de características abrasivas; comparativamente el costo de mantenimiento preventivo de los medidores tipo turbina es frecuentemente bajo. El costo de mantenimiento preventivo de los medidores tipo coriolis y ultrasónicos es relativamente bajo por no tener partes internas móviles. El hecho de garantizar la contrapresión a los sistemas que lo requieran incrementa los costos por consumo de energía.

Otras consideraciones para el diseño del sistema de medición son: expansiones futuras, actualización tecnológica, accesibilidad a los equipos para mantenimiento, verificación de la exactitud y aseguramiento metrológico. Se deben consultar los Capítulos 4, 5, 7, 8, 9 y 21 del MMH para un conocimiento mayor de los requisitos de equipo e instrumentación asociada.

### **7.2. SELECCIÓN DEL MEDIDOR**

En general, los medidores tipo turbina se prefieren para altas tasas de flujo y aplicaciones de baja viscosidad, igualmente en aplicaciones de presiones altas, el costo de capital e instalación puede ser menor con este tipo de medidores. De cualquier modo se debe tener en cuenta la viscosidad, el contenido de cera o la presencia de materiales fibrosos que pueden limitar el uso de las turbinas. Cuando se evalúen los méritos relativos a los medidores, se deben considerar los costos asociados al mantenimiento preventivo y/o correctivo y a su operación.

Antes de seleccionar un medidor, se deberá conocer o tener un buen estimado de lo siguiente:

- a. Los rangos de las características físicas y químicas del líquido a ser medido:
  - 1) Viscosidad, lubricidad y punto de fluidez.
  - 2) Densidad (gravedad API).
  - 3) Propiedades corrosivas, abrasivas o de lubricidad del producto medido.
  - 4) Presencia de fibras, parafinas u otros materiales extraños.
  - 5) Presión de vapor.
- b. El rango de tasas de flujo y de la presión de operación, al igual que la máxima caída de presión permisible a través del sistema de medición.
- c. El rango esperado de la temperatura de operación del líquido y la temperatura ambiente.
- d. La duración de operación (continua, intermitente).

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

- e. La localización, el espacio disponible, y el tipo de control (local o remoto, atendido o no) requerido para el sistema de medición.
- f. Incertidumbre total requerida en el sistema y los acuerdos comerciales de porcentaje de exactitud requerido.
- g. Pruebas realizadas por el fabricante y/o dentro de la empresa con dicho medidor y tipo de producto.
- h. Tipo de probador requerido y frecuencias de calibración.
- i. Costos de mantenimiento y disponibilidad en sitio.
- j. Manual de Marcas Aceptadas aprobadas en ECOPETROL S.A.

Los criterios para la selección del medidor se dan en el Capítulo 5 del MMH.

### **7.2.1. Viscosidad**

La linealidad de un medidor de desplazamiento positivo mejora con el incremento de la viscosidad del líquido. Los medidores tipo turbina generalmente se desempeñan mejor con productos refinados de baja viscosidad. Los medidores tipo coriolis y ultrasónicos operan en un rango más amplio de viscosidades, cubriendo las limitaciones de los medidores turbina y desplazamiento positivo debido a que esta variable no afecta considerablemente su desempeño.

### **7.2.2. Densidad**

El rendimiento de los medidores de desplazamiento positivo, coriolis y ultrasónicos generalmente no se ven afectados por la densidad del líquido que va a ser medido. Esta variable afecta la linealidad de las turbinas. En general, el rango de flujo normal de un medidor de turbina cambia a rangos de flujo más amplios cuando la densidad disminuye. Sin embargo, para líquidos con altas densidades, la caída de presión a través del medidor aumenta más rápidamente a medida que la tasa de flujo aumenta.

### **7.2.3. Corrosivos, abrasivos y materiales extraños**

Los sólidos abrasivos, químicos ácidos o alcalinos, aditivos DRA y algunas sales son sustancias extrañas que se pueden encontrar o adicionar al petróleo o sus derivados y pueden dañar un medidor o afectar su funcionamiento. En aplicaciones que requieran el uso de medidores de desplazamiento positivo para medir líquidos que contengan abrasivos o materiales corrosivos, se deberá consultar al fabricante acerca de los materiales a utilizar para la construcción del medidor.

En general, una cantidad limitada de abrasivos finos y contaminantes corrosivos tienen menos efectos nocivos en la vida útil y operación de un medidor tipo turbina; los contaminantes corrosivos no afectan en ningún grado notable a estos medidores cuando son fabricados en acero inoxidable o materiales especiales. En cambio, los medidores de desplazamiento positivo son más afectados por abrasivos finos. Los materiales fibrosos y parafínicos, que están presentes en crudos, tienen efectos mínimos sobre los medidores de desplazamiento positivo. Los medidores de flujo tipo ultrasónico no se ven afectados por elementos corrosivos, abrasivos y materiales extraños. Los medidores tipo coriolis no se ven afectados por elementos corrosivos, sin embargo, componentes abrasivos y elementos extraños pueden afectar su vida útil.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### **7.2.4. Presión de Vapor**

La presión de vapor del líquido a ser medido es un factor importante en la determinación del rango de presión requerido en el sistema de medición. Se debe garantizar que la presión de operación sea mayor a la presión de vapor del líquido a ser medido, por lo tanto se debe seleccionar el tipo de válvulas de control necesarias para garantizar una fase líquida, permitiendo buena precisión en la medida.

#### **7.2.5. Rango de flujo**

La selección de los medidores debe tener en cuenta las capacidades mínimas y máximas de la rata de flujo en las que se operará el sistema de medición. Los medidores deben ser lineales en los rangos de flujo requeridos por la operación. En todo caso se deberá tener en cuenta las recomendaciones del fabricante para determinar los valores mínimo y máximo en los cuales el medidor ofrece la mejor precisión. Típicamente en los medidores de desplazamiento se requiere ratas superiores al 20% de la máxima capacidad dada por el fabricante para obtener precisión óptima. En los medidores tipo turbina, dependiendo de las características del fluido, se requiere que el flujo de operación este por encima del 40% de su capacidad máxima.

#### **7.2.6. Temperatura**

Generalmente cuando los cambios de temperatura ambiente son moderados, no es necesario considerar este parámetro en la selección del medidor. Sí se presentan cambios considerables de temperatura en el producto que afecten las condiciones de fluidez, se debe consultar con el fabricante del medidor para su selección. Adicionalmente, el manejo de hidrocarburos calientes o fríos puede requerir: material aislante, cintas de calefacción o ambos en el múltiple del medidor y secciones expuestas del tanque o línea que alimentan al medidor.

Se recomienda proteger el sistema de medición, prueba y calidad (probador, contadores e instrumentación secundaria y terciaria) instalando cubiertas para minimizar los efectos del medio ambiente. Estas precauciones son más críticas cuando es usado equipo electrónico.

Se recomienda el uso de aislamiento y protección solar (techo cubierto) en los sistemas de medición y calibración que manejan productos con alto coeficiente de expansión térmica y alta presión de vapor (propanos, butanos, PGR y GLP entre otros).

Cambios en la temperatura de un hidrocarburo líquido causan cambios en su viscosidad. Estos cambios resultan en variaciones del factor del medidor y posibles variaciones en los rangos de operación normal. Esta recomendación final aplica para todos los tipos de medidores.

#### **7.2.7. Servicio continuo o intermitente**

Todos los sistemas de medición diseñados para operación de transferencia en custodia deben contar al menos con un brazo de medición de respaldo, con el fin de garantizar mantenimiento de equipos, limpieza de líneas o resolver problemas operacionales sin afectar el desempeño del sistema. Cuando el sistema de medición sea para control operacional, se debe evaluar la necesidad de la medición de respaldo, principalmente dependiendo del factor de servicio del sistema.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

### 7.3. TAMAÑO DE LOS MEDIDORES

En el diseño de nuevos sistemas de medición se considera que la instalación de un banco de medidores en paralelo permite mayor flexibilidad y reducción de costos debido a que implica instalar un probador de menor tamaño. Si existe ya un probador en uso, los nuevos medidores seleccionados deben ser compatibles con el probador existente.

Para el dimensionamiento y selección de los medidores aprobados por el API MPMS para transferencia de custodia y/o control operacional, refiérase al Capítulo 5 del MMH.

Para el dimensionamiento y selección de los probadores, refiérase al Capítulo 4 del MMH.

#### 7.3.1. Instrumentación y accesorios

Las características de los instrumentos y equipos accesorios para los sistemas de medición de cantidad y calidad son determinadas en los Capítulos 4, 5, 7, 8, 9 y 21 del MMH. Los accesorios ampliamente usados en estaciones de medición dinámica incluyen aquellos descritos a continuación:

##### 7.3.1.1. Filtros

Todos los sistemas de medición para transferencia de custodia deben contar con filtros, independientemente del tipo de medidor y se deberá utilizar el tamaño de la malla recomendado por el fabricante.

Los coladores y filtros incorporados en un sistema de medición dinámico, no deben ser utilizados para limpieza del fluido con el fin de mejorar su calidad; deben ser utilizados únicamente para remover los sólidos que eventualmente dañarían el medidor o causarían mayor incertidumbre en la medición.

Los medidores se pueden proteger individualmente o en grupo, para lo cual la clave está en el sitio de localización de los filtros. Con los medidores de desplazamiento positivo y coriolis, los filtros pueden ser instalados inmediatamente aguas arriba del medidor. Con los medidores tipo turbina, el problema de remolinos en el líquido debe ser considerado, es por ello que en una estación de medición con turbinas se debe usar un filtro y enderezador aguas arriba del medidor, tal como se describe en el documento ECP-VST-P-INS-ET-018.

Una malla muy fina en el filtro puede generar un incremento acelerado de residuos ocasionando una alta caída de presión que podría traducirse en la ruptura de la canasta o la vaporización del líquido afectando la precisión de la medición. Por lo tanto se recomienda monitorear la presión diferencial a través de la canasta del filtro mediante un indicador con alarma y/o un transmisor de presión diferencial conectado a un sistema de supervisión y/o control.

##### 7.3.1.2. Separadores y monitores de agua

Los separadores de agua y gas son generalmente equipos de proceso utilizados en facilidades de recolección y producción de crudo y en sistemas de combustibles para aeronaves. Estos separadores tienen como objetivo mantener dentro de especificación el porcentaje de agua en el crudo que se sale de las facilidades de producción e igualmente realizar separaciones de las diferentes corrientes antes de su medición. Existen también separadores en los sistemas de producción de refinados que deben cumplir

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

especificaciones de calidad por contenido de agua, por ejemplo, la separación del agua es crítica en los combustibles de aviación.

Los monitores de agua en el aceite son usados en las estaciones de medición de los oleoductos como guía del control de la calidad del producto manejado o cuando se desea evitar la entrada de producto con alto contenido de agua dentro del sistema, pero no son utilizados para la liquidación volumétrica.

El contenido de agua y sedimento en crudos se determina por análisis de laboratorio de acuerdo a normas ASTM y API que deben aplicarse tales como son: ASTM D4377 (Karl Fisher), ASTM D4006 (agua por destilación), ASTM D473 (sedimentos por extracción) y API MPMS Capítulo 10 (agua y sedimento); en refinados la medición de agua libre se realiza por medición manual en el tanque.

Para determinar el volumen neto del producto medido, una vez el contenido de agua ha sido determinado por análisis de laboratorio, este factor puede ser introducido manualmente al computador de flujo, o utilizado dentro del algoritmo de cálculo del volumen neto en los sistemas de información volumétrica.

### 7.3.1.3. Válvula de contrapresión (*Back-Pressure*)

Si en la operación del sistema de medición la presión de la línea aguas abajo del medidor es insuficiente para evitar la vaporización del fluido, se deberá instalar una válvula de contrapresión para garantizar fase líquida y una medición correcta. Según lo anotado en el capítulo 5 del MMH, la mínima contrapresión deberá calcularse así:

$$P_b = 2 * \Delta P + 1.25 * P_v$$

Dónde:

$P_b$  = *Contrapresión mínima en el sistema de medición*

$\Delta P$  = *Caída de presión a través del sistema de medición*

$P_v$  = *Presión de vapor del líquido (psi)*

Para determinar el punto de ajuste en el cual se calibra la válvula de contrapresión se debe llevar un registro periódico de la presión de vapor del producto medido.

Los medidores tipo turbina generalmente requieren más contrapresión que los medidores de desplazamiento positivo y coriolis, debido a que el camino que toma el flujo en los medidores tipo turbina generan aceleración de la velocidad y reducción en la presión estática lo que podría causar vaporización, emisión de gas y la cavitación subsiguiente. Aunque la contrapresión es un requerimiento crítico para la medición, una excesiva contrapresión resulta en costos excesivos de energía.

Las válvulas de contrapresión deberán tener diseños tipo "fail-safe". Por lo tanto en caso de falla deben mantener la última posición o en su defecto abrir (FO- fail open) siempre y cuando no se supere la máxima capacidad del medidor y tener asegurado el aire para operar. Igualmente, deberá oponerse al flujo (cerrar) cuando la presión del líquido en el sistema se disminuye y abrir cuando la presión del líquido aumenta. Una válvula de control de flujo puede realizar doble función (controlar el flujo y la contrapresión) al mismo tiempo, cuando está ubicada aguas abajo del medidor.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### **7.3.1.4. Válvulas de control de flujo**

Si se requiere limitar la rata de flujo que pasa a través de cada uno de los brazos de un sistema de medición dinámico, es necesario incluir en los diseños válvulas de control de flujo automáticas o manuales. Estas deben ser instaladas aguas abajo del medidor; sin embargo, tales arreglos pueden implicar incrementos en la presión del múltiple del medidor aumentando los costos de los equipos y accesorios. La válvula de control debe estar instalada a una distancia tal que la turbulencia producida no afecte el desempeño del medidor.

#### **7.3.1.5. Eliminadores de aire**

Los removedores, eliminadores de aire o desaireadores deben ser instalados aguas arriba del medidor, para prevenir que aire o vapores puedan entrar al medidor afectando la precisión de la medición. En algunas instalaciones, la entrada de aire puede ser prevenida de forma más práctica por sistemas automáticos para eliminación de aire.

Si es posible, en los sistemas de medición se puede instalar una o más válvulas de venteo en los puntos altos del múltiple. Por precaución se debe eliminar el aire después de realizar labores de mantenimiento o drenaje de la línea.

#### **7.3.1.6. Acondicionadores de flujo**

Los sistemas de medición dinámica con medidores de flujo tipo turbina o ultrasónicos, deben tener una sección de acondicionamiento de flujo aguas arriba y una sección de tubería recta de restablecimiento aguas abajo de cada medidor. Para más información ver documento ECP-VST-P-INS-ET-018.

#### **7.3.1.7. Contadores locales**

Los contadores para medidores pueden ser de dos tipos: mecánicos o electrónicos.

Los dispositivos mecánicos cuentan con contadores acumuladores no-reseteables y contadores reseteables, que registran datos completos, en unidades enteras, ya sea de la totalidad del volumen indicado que ha pasado por el medidor o para el registro temporal de los volúmenes indicados. El contador reseteable, puede ser usado con probadores tipo tanque para la calibración del medidor.

Los dispositivos electrónicos opcionales no-reseteables pueden ser conectados en campo para registrar localmente el volumen indicado del producto que pasa por los medidores. Generalmente son conectados a un contador totalizador no reseteable, registrando en unidades enteras e indicando la medida de la cantidad de líquido que pasa a través del medidor.

#### **7.3.1.8. Impresores de tickets**

Las impresoras mecánicas y eléctricas fueron las más usadas en el pasado; sin embargo, con el empleo de los computadores de flujo y de sus impresoras asociadas, el uso de estos equipos ha disminuido.

### **7.3.2. Muestreo**

Debido a que los movimientos de productos a través de los oleoductos o poliductos son medidos en baches o lotes que pueden diferir apreciablemente en las propiedades del líquido (viscosidad y

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

densidad), la densidad e interfaces en la línea deben ser monitoreadas con el fin de segregar baches para las pruebas del medidor, asignar el correcto factor del medidor del producto y poder realizar muestreo de este de acuerdo con los requerimientos contractuales que se debe aplicar a cada bache. Otros aspectos del muestreo (por ejemplo, determinación de la calidad del crudo) que requieren muestras representativas tomadas por técnicas de muestreo proporcional, se presentan en el Capítulo 8 del MMH.

### **7.3.3. Probadores**

Una estación de medición para transferencia de custodia deberá tener preferiblemente un probador fijo o dedicado; en su defecto, deben ser previstas conexiones para un probador portátil, o un medidor patrón.

Para mayores detalles de diseño y selección de los probadores consultar el Capítulo 4 del MMH y el documento ECP-VST-P-INS-ET-018.

#### **7.3.3.1. Tanque probador**

Normalmente no es utilizado para aplicaciones de oleoductos y poliductos, debido a que para altas ratas de flujo el tanque tendría que ser muy grande, lo cual resulta poco práctico, más aún cuando es necesario suspender la operación de los ductos mientras se hacen las pruebas de calibración. No se usa en aplicaciones con productos que poseen altas presiones de vapor debido a las pérdidas por evaporación generadas en el tanque abierto durante su operación, ni en productos con alta viscosidad por los problemas asociados al drenaje de la superficie interna del tanque durante las corridas de calibración.

Su uso más común es en calibración de medidores en sistemas de llenado y descargue de carrotanques y en la calibración de probadores convencionales y compactos.

#### **7.3.3.2. Probador convencional**

Los probadores convencionales en línea se adaptan fácilmente a sistemas de automatización y control remoto; su operación es rápida, fácil y reproducible, tanto en un probador fijo como portátil. Los probadores convencionales en línea son relativamente costosos.

#### **7.3.3.3. Medidor maestro de prueba**

Es usado cuando otros métodos de calibración no son prácticos. Algunas veces es utilizado como respaldo de otros sistemas probadores y con cambios pequeños en el múltiple de la estación puede ser aplicado a algunas estaciones existentes. Un medidor maestro puede ser usado en conjunto con probadores móviles en línea o probadores tipo tanque para calibrar medidores de alguna estación.

#### **7.3.3.4. Probadores de volumen pequeño**

Los probadores de volumen pequeño comparten las mismas ventajas de los probadores convencionales en línea, y por ser pequeños, se adaptan fácilmente a aplicaciones portátiles. Su costo para una aplicación similar a la de un probador convencional es más alto.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### 7.3.4. Configuraciones típicas de estaciones de medición dinámica

Existen dos configuraciones o arquitecturas para la operación de brazos de sistemas de medición, independientemente del medidor aprobado para transferencia de custodia que se utilice, a saber:

- a) Un medidor en línea midiendo todo el flujo y otro en paralelo como reserva ("stand-by"), o
- b) Banco de medidores en paralelo, donde un número de ellos tiene la capacidad para medir el flujo total a través del sistema, manteniendo uno o dos como reserva, dependiendo del número total de medidores del sistema.

#### 7.4. OPERACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE MEDICIÓN

El operador de una estación de medición, debe conocer el tipo de líquidos que maneja, el tipo y tamaño de los medidores, los sistemas de prueba y el rango de valores de las principales variables (rata de flujo, viscosidad, temperatura, presión y densidad) del producto medido. Igualmente, deberá conocer el Capítulo 5 del MMH.

##### 7.4.1. Desempeño del medidor

Característica cualitativa que representa el comportamiento del medidor en el tiempo, utilizando las cartas de control y los parámetros de proceso que afectan el factor del medidor (MF) así:

- a) **Linealidad:** La exactitud ideal de un medidor volumétrico es una línea recta que equivale un Factor del Medidor constante entre su mínima y máxima rata de flujo. La linealidad del medidor es expresada como el rango total de desviación de la recta de exactitud entre los flujos mínimos y los máximos recomendados. Para productos con diferentes ratas de flujo y diferentes gravedades API, se debe elaborar la carta de control de MF versus Rata de flujo/gravedad API (ver documentos ECP-VIN-P-MBC-PT-029 y ECP-VIN-P-MBC-FT-001). La utilidad de esta carta radica en la facilidad de mostrar cómo el factor del medidor cambia con las variaciones en la rata de flujo. Deben hacerse cartas individuales por cada tipo de fluido manejado.
- b) **Repetibilidad:** Es la desviación o dispersión entre los resultados de medidas sucesivas de la misma cantidad utilizando el mismo método, persona, instrumento de medición y localización, en un período corto de tiempo. Más específicamente, se refiere a la capacidad de un medidor y su sistema de prueba para repetir los mismos valores de los Factores de Medición durante una serie de corridas de prueba consecutivas bajo condiciones constantes de operación. La utilización de Cartas de Control permite verificar y visualizar la repetibilidad de un medidor a diferentes ratas de flujo y a diferentes gravedades API.

Cuando las propiedades del líquido cambian significativamente, se debe calcular un nuevo factor del medidor. Igualmente según se observen cambios en la temperatura de bombeo vs las de las condiciones de calibración, se debe realizar una corrida de verificación y evaluar el MF obtenido vs la carta de control de operación. Después de realizar mantenimientos que involucre cambio de internos, calibración del probador o la medición de un nuevo producto, debe tenerse en consideración generar una nueva carta de control. La presentación más común del desempeño del medidor es la gráfica del factor del medidor vs la rata de flujo que se establece en condiciones de operación.

Si se requiere máxima precisión, el medidor debe calibrarse frecuentemente.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### **7.4.1.1. Volumen neto Estándar**

La medición de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos se realiza para obtener una cantidad del producto transferido, la cual es tomada como base de la transacción comercial. Esta cantidad es comúnmente expresada como volumen neto estándar. Los volúmenes netos estándar son el producto de multiplicar el volumen indicado en el medidor por el factor del medidor (MF), por los efectos de la temperatura y presión en el líquido (CTL, CPL) y el efecto del agua y sedimento (CSW para crudos) corrigiendo en tiempo real dichos efectos medidos a condiciones de operación, llevándolos a condiciones estándar. El procedimiento detallado para calcular estos valores está descrito en el Capítulo 12 del MMH.

Los medidores de flujo másico tipo coriolis miden directamente la masa y la densidad, y se pueden configurar para medir volumen. Para la configuración en volumen, el medidor usa la masa medida y la densidad medida a condiciones estándar y matemáticamente convierte estos valores a volumen.

#### **7.4.1.2. Sistemas de prueba**

Refiérase a los Capítulos 4 y 5 del MMH para obtener guías generales sobre los sistemas de prueba de los medidores. En un sistema de medición dinámica, se debe dar especial atención al proceso de prueba de los medidores cada vez que hay un cambio en el producto que fluye por el patín de medición. Otras consideraciones pueden incluir cambios en la rata de flujo, temperatura o presión que puedan originar cambios medibles en el factor del medidor.

#### **7.4.1.3. Cartas de control del medidor**

Las cartas de control son herramientas estadísticas (ver capítulo 13 del MMH) que facilitan el seguimiento al desempeño del medidor de flujo a través del tiempo mediante la evaluación del Factor del Medidor (MF) o del Factor K (KF). El factor de desempeño del medidor es afectado por los cambios de caudal, cambios en las condiciones internas del medidor, cambios en las propiedades y contaminantes en el producto, y fallas en el sistema de prueba. La carta de control permite visualizar gráficamente el comportamiento del Factor versus Tiempo (Corridas de prueba en orden cronológico) y también el Factor versus ratas de Flujo (rata de flujo en orden ascendente).

El formato para la elaboración de cartas de control ECP-VIN-P-MBC-FT-001, está dividido en dos partes:

1. Huella del medidor.
2. Control histórico del medidor.

La huella del medidor se empieza a elaborar cuando se inician las corridas de prueba del medidor, al momento de ponerlo en servicio, con el fin de determinar su comportamiento inicial o base y poder determinar estadísticamente unos límites de control para comparar su comportamiento futuro. Una vez verificada y aceptada la huella del medidor, se comienza elaborar el registro de control histórico con los límites de control obtenidos de la Huella, el cual estará conformado por la totalidad de las corridas de prueba que se sigan haciendo, según medidor y producto.

Puesto que las cartas de control muestran los límites permitidos para las distribuciones aleatorias de los valores correspondientes a los factores del medidor, ellas se pueden utilizar como medio para determinar si el medidor está bajo control.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

En los reportes de las corridas de calibración se debe cumplir con la repetibilidad establecida en la Tabla A1, del API MPMS Capítulo 4.8, con el fin de establecer un factor del medidor (MF) que pueda registrarse en la carta de control histórica.

Se deben llevar las estadísticas de las intervenciones de los equipos y accesorios de medición en un sistema de administración de mantenimiento preferiblemente. Para casos puntuales, se debe llevar una bitácora para el registro del mantenimiento preventivo y correctivo, la cual debe ser manejada en la estación de medición para cada medidor; de tal manera que los costos y el desempeño puedan ser comparados en el tiempo. En la respectiva carta de control se deben anotar las observaciones correspondientes.

## **7.5. UNIDADES LACT**

Es un arreglo no atendido de equipos y componentes montados sobre un patín y diseñado para medir de manera precisa tanto la cantidad como la calidad de crudo transferido desde las facilidades de producción hasta una estación de almacenamiento o transporte.

Las unidades LACT incluyen un medidor volumétrico, un sistema probador (fijo o portátil), dispositivos para determinar temperatura y presión, muestreo de líquidos y dispositivos para garantizar el cumplimiento de las especificaciones pactadas (unidad de rechazo).

El campo de aplicación es la medición sin asistencia y automática de crudos producidos y transferidos a otro sistema en una operación programada o no programada.

### **7.5.1. Diseño de una unidad LACT**

Los factores que afectan el diseño de una unidad LACT son:

- Las características del líquido determinan el tipo de medidores, muestreadores y recipientes para almacenamiento de la muestra, material de tubería de procesos y bridas a utilizar. El hidrocarburo debe estar estabilizado para garantizar su posterior transporte y almacenamiento sin generar pérdidas anormales por evaporación.
- La tasa de flujo determina el tamaño de la tubería, el medidor y demás componentes.
- La tubería debe estar diseñada para suministrar la mínima caída de presión a través de la unidad LACT. Esto se logra limitando la velocidad máxima del fluido de 12-14 pies por segundo. Tomando como velocidad mínima 3 pies por segundo, la cual se debe mantener para la operación adecuada del mezclador estático en línea.
- La viscosidad de los fluidos se debe tener en cuenta al momento de la selección del tipo del medidor a utilizar (ver Capítulo 5 del MMH).
- La temperatura del fluido medido determina los componentes especiales en la unidad LACT, si la temperatura es alta, se necesitan sellos especiales para la mayoría de los componentes tales como muestreadores, medidores, bombas entre otros. Si la temperatura es baja, es posible que se requieran materiales de aleaciones especiales para componentes y tubería.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

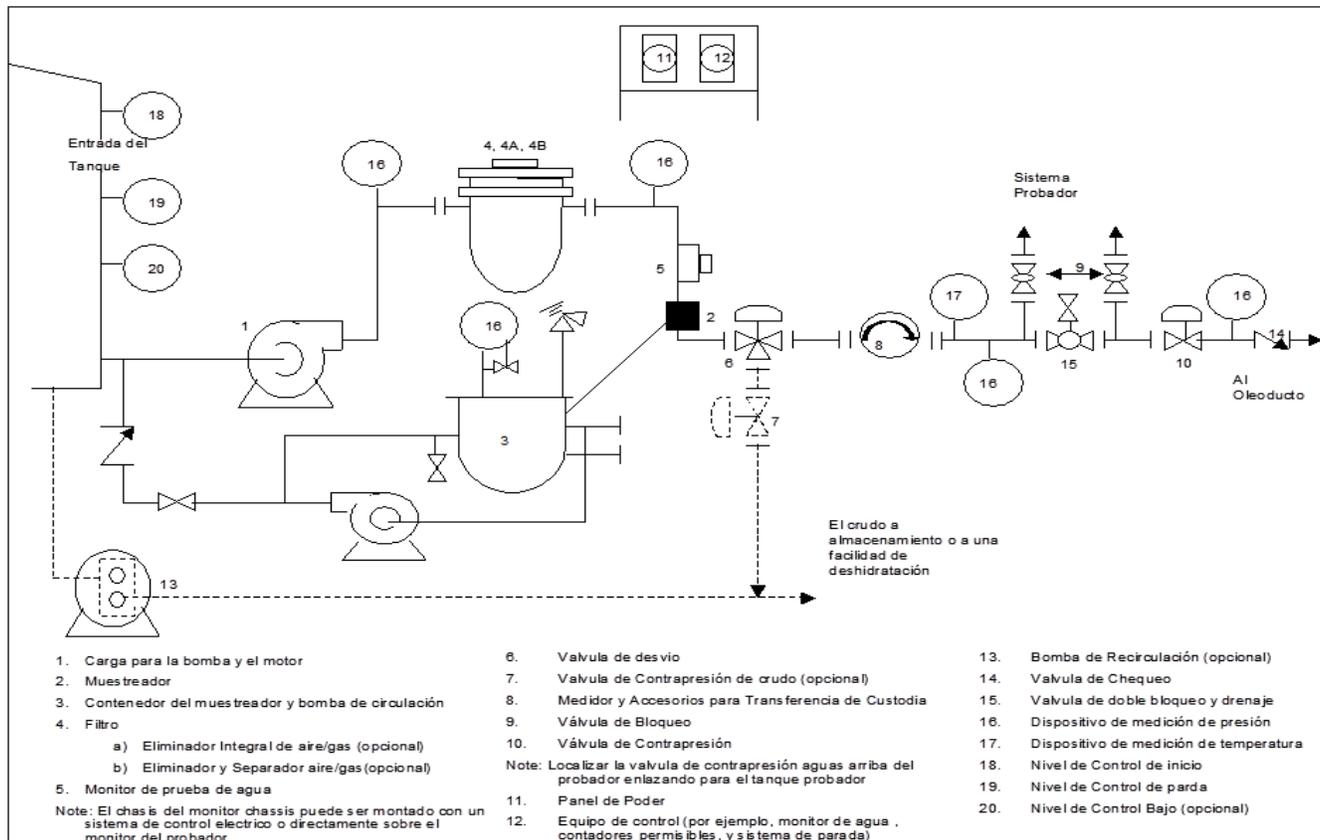
- La presión del líquido en la unidad determina el espesor de la pared de la tubería y la clase ANSI de las bridas.
- La localización de la unidad determina la utilización de recubrimientos térmicos y de protección así como el aislamiento y la ubicación del equipo en un lugar cubierto.

### 7.5.2. Componentes de una unidad LACT

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Medidores	Utilizando varios medidores pequeños en lugar de un medidor grande se reduce el tamaño del probador. Una ventaja adicional es que si un tren de medición falla, solamente se pierde un pequeño porcentaje de la capacidad de medición. Tipos de medidores usados: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desplazamiento positivo.</li> <li>• Medidores tipo turbina.</li> <li>• Medidores tipo turbina helicoidal.</li> <li>• Medidores tipo coriolis.</li> <li>• Medidores tipo ultrasónico.</li> </ul>
Filtros	Los filtros utilizados en las unidades LACT generalmente son de tipo canasta en línea, deben equiparse con: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tapas de apertura rápida.</li> <li>• Transmisores, indicadores y/o interruptores de presión diferencial.</li> <li>• Eliminador de aire en la parte superior de la tapa.</li> <li>• Válvulas y líneas de drenaje.</li> <li>• El tamaño del orificio (MESH) del filtro; se debe dimensionar de acuerdo al tipo de crudo que se esté recibiendo.</li> </ul>
Conexiones del Probador	Todas las unidades LACT incluyen conexiones para alinear el probador con los medidores para el proceso de calibración. Cuando hay más de una unidad LACT conectada a un probador común, todas las válvulas para alinear las unidades al sistema probador deben ser del tipo doble bloqueo y purga.
Bridas	Permiten un fácil mantenimiento de los componentes de la unidad LACT. La brida se debe seleccionar de acuerdo la presión de trabajo según la especificación ANSI B16.5. Se enumeran a continuación los diferentes rangos de presión para las bridas. La máxima presión de operación (MOWP) para bridas de acero al carbón (CS) nuevas es: Brida ANSI 150# 285 PSI @100°F y 170 PSI @ 500°F. Brida ANSI 300# 740 PSI @100°F y 270 PSI @ 850°F. Brida ANSI 600# 1,480 PSI @100°F y 535 PSI @ 850°F.
Desaireadores	Remueven la fase gaseosa de los líquidos, para prevenir medición errónea y daños en el medidor.
Mezcladores para homogenizar el fluido	Se deben colocar antes del muestreador para obtener una mezcla uniforme del líquido en la línea. La velocidad de flujo a través del mezclador debe cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 8.2 del API MPMS, Tabla 1.
Sistemas de muestreo	Conformado por sondas y equipo para tomar muestras de la línea y recipientes de almacenamiento hasta que puedan ser llevadas al laboratorio. Al finalizar el bache o el período de corte (día o semana), se retira la muestra para su análisis y se prepara el sistema para un nuevo muestreo.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Monitor de agua	Se debe instalar en un punto donde se garantice la homogeneidad del producto. Son utilizados como indicadores del contenido de agua en el crudo; cuando se detecta el agua por encima de un límite establecido, la señal es enviada a un panel de control que desvía el fluido que está fuera de la especificación para un tratamiento posterior.
Medidor de densidad	Permite medir la densidad del fluido en tiempo real para el proceso de medición.
Válvulas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bloqueo y purga: se utiliza cuando es necesario verificar que no existe pase a través de una válvula cerrada. Se usa en la salida de cada brazo de medición, en el bypass del sistema de calibración (probador), en las conexiones a sistema probador cuando se tienen múltiples sistemas de medición, en los venteos y drenajes de equipos y líneas ubicados entre el medidor y el probador y en venteos y drenajes del probador.</li> <li>• Desvío de tres vías: se utiliza para enviar el crudo de regreso al tanque si el corte de agua está fuera de especificaciones.</li> <li>• Cheque: se utiliza en la salida de los brazos de la unidad, con el fin de asegurar que ninguna cantidad de fluido entre al sistema de medición en sentido inverso.</li> <li>• Bloqueo: se usa cuando no es necesario verificar que el flujo ha sido suspendido. Las válvulas de los brazos se utilizan cuando estos se requieran sacar de servicio.</li> <li>• Alivio térmico: se instala cuando existe posibilidad de sobrepresión por expansión térmica del producto que puede dañar componentes de la unidad entre dos puntos de cierre. No está diseñada para aliviar el flujo parcial o total de la unidad LACT.</li> <li>• Válvulas de contra-presión: son instaladas después del medidor y del probador para mantener contra-presión sobre el líquido. Se debe utilizar la válvula de control de flujo como válvula de contra-presión cuando se manejan dos o más brazos de medición en paralelo.</li> </ul>
Actuadores de válvulas	Pueden ser eléctricos, neumáticos, hidráulicos o manuales. Deben poseer indicadores de posición y en sistemas automáticos enviar señales al sistema de control para indicar la posición de la válvula.
Venteos	Son utilizados en los puntos más altos de la unidad y sobre los filtros para aliviar el aire y gas que puede llegar a atraparse en estos puntos. No reemplazan los desaireadores.
Patín de fabricación estructural	Se utilizan patines de acero estructural para montar los componentes de la unidad LACT. Deben ser suministrados con agarres para levantar o izar, con el fin de permitir una fácil movilización del equipo.
Transmisores e indicadores	De temperatura: deben estar instalados en termopozos que se extienden hasta el tercio medio del diámetro del tubo. De presión: deben instalarse con válvula de bloqueo que permita su revisión y calibración.
Clasificación de áreas eléctricas	Determinan el tipo de encerramiento que debe cumplir cada equipo e instrumento, de acuerdo con el API RP 500 o el Código Eléctrico Nacional.
Probador de medidores	Existen diferentes tipos de probadores (ver Capítulo 4 del MMH) generalmente son una parte integral de la unidad.
Panel de control de la Unidad LACT	Puede estar montado sobre el patín (local) o colocado fuera del mismo en una área protegida (panel remoto). El panel de control contiene el computador de flujo, el PLC que procesa las señales de control de la unidad LACT, un DCS y equipo asociado.



**Figura 1. Diagrama de Flujo Típico de una Unidad LACT con Medidor de Desplazamiento Positivo o Turbina.**

### 7.5.3. Mantenimiento preventivo de la unidad LACT

- Todos los instrumentos de la unidad LACT y del probador deben tener certificado de calibración vigente.
- Todos los instrumentos y equipos patrones, deben contar con certificados de calibración vigentes.
- Los medidores deben contar con sus respectivas cartas de control vigentes. Para la calibración y aceptación de nuevos factores de los medidores debe remitirse a lo dispuesto en el Capítulo 13 del MMH.
- Todos los equipos mecánicos, eléctricos, de instrumentación y control deben contar con un programa de mantenimiento preventivo, soportado en una herramienta de control y cumplir con las frecuencias establecidas en la Tabla 1 del Capítulo 1 del MMH.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 6 - SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-006</b>	<b>Elaborado</b> <b>09/08/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

## 8. CONTINGENCIAS

En caso de falla del sistema de medición dinámica, que impida la operación normal de medición, la medición estática debe tomarse como oficial en los sitios donde aplique.

## 9. REGISTROS

Los registros que soportar el proceso de medición en una estación de medición o una unidad LACT son:

- 1) Tiquetes de medición del producto transferido.
- 2) Reportes de las corridas de calibración de los medidores.
- 3) Reportes de las corridas de verificación de los medidores.
- 4) Carta de control estadística de los factores de cada medidor.
- 5) Registro histórico de los factores de cada medidor.
- 6) Actas para la oficialización del factor.
- 7) Certificados de calibración de los instrumentos y equipos.
- 8) Certificado de calibración del probador.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

No aplica.

## 11. ANEXOS

No aplica.

### Para mayor información sobre este documento dirigirse a:

Líder Corporativo de Normas y Estándares: Reynaldo Prada Graterón – [NormasyEstandares@ecopetrol.com.co](mailto:NormasyEstandares@ecopetrol.com.co)  
Teléfono: ++ 57 – 1 – 2344473 – 2344871 South América  
Dependencia: VIN

### Se reconoce la participación y aportes en la elaboración del documento a las siguientes personas:

Carlos Arturo Salazar VRP-GRB.  
Fabio Diaz - Itansuca.