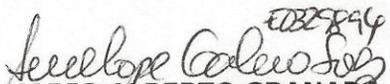
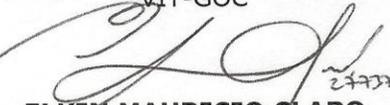
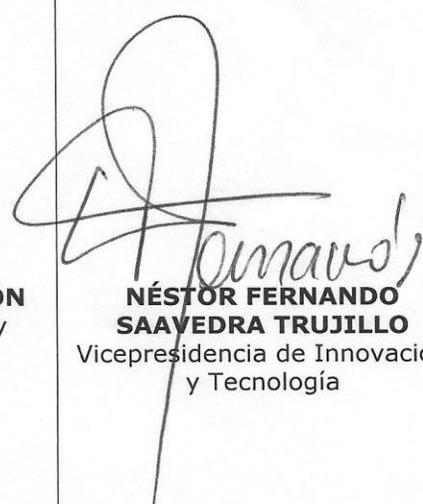


	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA</b> <b>CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

### RELACIÓN DE VERSIONES

VERSIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	Emisión del documento	20/03/2013

ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
<p><i>EDB 28/04</i>  <b>MARIO ALBERTO GRANADA CAÑAS</b> VSM-GPS</p> <p> <b>DARÍO BUITRAGO PATIÑO</b> VIT-GOC</p> <p> <b>ELKIN MAURICIO CLARO MARTÍNEZ</b> VRP-GRB</p> <p><i>2/7/13</i>  <b>DIEGO ALEJANDRO SILVA RINCÓN</b> VRP-GRC</p> <p> <b>ÁNGELA PATRICIA ÁLVAREZ</b> VPR</p> <p>Grupo Extendido Especialidad Medición, Balances y Contabilización</p>	<p> <b>REYNALDO PRADA GRATERÓN</b> Líder Corporativo de Normas y Estándares</p>	<p> <b>NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO</b> Vicepresidencia de Innovación y Tecnología</p>

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 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

## TABLA DE CONTENIDO

	Página
<b>1. OBJETO</b> .....	5
<b>2. ALCANCE</b> .....	5
<b>3. GLOSARIO</b> .....	5
<b>4. DOCUMENTOS DEROGADOS</b> .....	5
<b>5. REFERENCIAS NORMATIVAS</b> .....	5
<b>5.1. NORMATIVA INTERNA</b> .....	5
<b>5.2. NORMATIVA EXTERNA</b> .....	9
<b>6. CONDICIONES GENERALES</b> .....	10
<b>7. DESARROLLO</b> .....	10
<b>7.1. CONDICIONES BASE (ESTÁNDAR O DE REFERENCIA)</b> .....	10
<b>7.2. REGLAS DE APROXIMACIÓN PARA REDONDEO DE CIFRAS</b> .....	10
<b>7.2.1. Redondeo de números positivos</b> .....	10
<b>7.2.2. Redondeo de números negativos</b> .....	11
<b>7.2.3. Cifras significativas y niveles de discriminación</b> .....	12
<b>7.3. LIQUIDACIÓN DE VOLUMEN CON MEDICIÓN ESTÁTICA</b> .....	17
<b>7.3.1. Procedimientos Corporativos y formatos Estándar para la medición Estática</b> .....	17
<b>7.3.1.1. Tanques atmosféricos</b> .....	17
<b>7.3.1.2. Tanques presurizados</b> .....	17
<b>7.3.1.3. Carrotanques</b> .....	17
<b>7.3.1.4. Buque-tanques y embarcaciones fluviales</b> .....	18
<b>7.3.1.5. Datos observados (directos o primarios)</b> .....	18
<b>7.3.2. Datos calculados (indirectos o secundarios)</b> .....	18
<b>7.3.3. Volumen bruto observado (GOV)</b> .....	19
<b>7.3.3.1. Tanques de tierra</b> .....	19
<b>7.3.3.2. Volumen total observado (TOV)</b> .....	19
<b>7.3.3.3. Factor de Corrección por la temperatura de la pared del tanque (CTSh)</b> .....	19
<b>7.3.3.4. Ajuste por techo flotante (FRA)</b> .....	20
<b>7.3.3.5. Tanques de buque</b> .....	21
<b>7.3.4. Cálculo del Volumen bruto estándar (GSV) (tanques de tierra y tanques de buque)</b> ..	21
<b>7.3.4.1. Volumen bruto estándar (GSV)</b> .....	21

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

<b>7.3.4.2. Corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL) ó factor de corrección de volumen (VCF) .....</b>	<b>21</b>
<b>7.3.5. Contenido de agua y sedimento (S&amp;W).....</b>	<b>22</b>
<b>7.3.5.1. Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW) .....</b>	<b>23</b>
<b>7.3.6. Volumen neto estándar (NSV) .....</b>	<b>23</b>
<b>7.3.7. Cálculo del volumen de agua y sedimento.....</b>	<b>23</b>
<b>7.3.8. Cálculo de la masa aparente (peso en aire) .....</b>	<b>23</b>
<b>7.3.9. Cálculo de la masa (peso en vacío) .....</b>	<b>24</b>
<b>7.3.10. Procedimiento de cálculo basado en volumen con medición estática .....</b>	<b>24</b>
<b>7.4. LIQUIDACIÓN DE VOLUMEN CON MEDICIÓN DINÁMICA .....</b>	<b>26</b>
<b>7.4.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar para la medición dinámica .....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.1.1. Liquidación de cantidades por medición dinámica.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.1.2. Transmisores de campo.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.1.3. Densidad en línea.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.1.4. Toma de muestras.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.1.5. Computadores de Flujo.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.2. Procedimiento para liquidación de tiquetes de medición.....</b>	<b>27</b>
<b>7.4.3. Símbolos .....</b>	<b>29</b>
<b>7.4.4. Densidad del líquido .....</b>	<b>29</b>
<b>7.4.5. Derivación de las ecuaciones del volumen base .....</b>	<b>30</b>
<b>7.4.5.1. Determinación del volumen indicado (IV).....</b>	<b>30</b>
<b>7.4.5.2. Determinación del volumen bruto estándar (GSV) .....</b>	<b>30</b>
<b>7.4.5.3. Determinación del volumen neto estándar (NSV) .....</b>	<b>30</b>
<b>7.4.6. Factores de corrección .....</b>	<b>31</b>
<b>7.4.6.1. Factores de corrección por la densidad del líquido.....</b>	<b>31</b>
<b>7.4.6.2. Factores de corrección aplicados al probador .....</b>	<b>33</b>
<b>7.4.7. Factores de corrección combinados .....</b>	<b>34</b>
<b>7.5. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DEL MEDIDOR (MF).....</b>	<b>35</b>
<b>7.5.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar de calibración de medidores de flujo .....</b>	<b>35</b>
<b>7.5.2. Generalidades .....</b>	<b>36</b>
<b>7.5.3. Requerimientos de repetibilidad.....</b>	<b>36</b>

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

<b>7.6. CÁLCULO DE VOLUMEN BASE A PROBADORES POR EL MÉTODO LÍQUIDO.....</b>	<b>37</b>
<b>7.6.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar .....</b>	<b>37</b>
<b>7.6.2. Requerimientos de calibración.....</b>	<b>38</b>
<b>7.6.2.1. Probadores de desplazamiento, diseño unidireccional o bidireccional.....</b>	<b>38</b>
<b>7.6.2.2. Tanques probadores.....</b>	<b>38</b>
<b>7.6.3. Repetibilidad.....</b>	<b>38</b>
<b>7.6.4. Factores de corrección .....</b>	<b>38</b>
<b>7.6.4.1. Factores de corrección de densidad para el agua .....</b>	<b>39</b>
<b>7.6.4.2. Factores de corrección para el probador y el patrón de calibración .....</b>	<b>39</b>
<b>7.7. CÁLCULO DE VOLUMEN BASE A PROBADORES POR EL MÉTODO DE MEDIDOR PATRÓN ..</b>	<b>39</b>
<b>7.8. CÁLCULO DE VOLÚMENES POR CONTRACCIÓN (SHRINKAGE) EN MEZCLAS DE HIDROCARBUROS LIVIANOS CON CRUDOS O ENTRE CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS .....</b>	<b>39</b>
<b>7.8.1. Tablas de contracción volumétrica en mezclas de hidrocarburos.....</b>	<b>40</b>
<b>7.8.2. Cifras significativas y niveles de discriminación.....</b>	<b>41</b>
<b>7.8.3. Ecuaciones .....</b>	<b>41</b>
<b>7.8.4. Procedimiento de cálculo de reducción de volumen por mezcla.....</b>	<b>42</b>
<b>7.8.5. Ejemplo de cálculo con el uso de tablas .....</b>	<b>42</b>
<b>8. CONTINGENCIAS.....</b>	<b>43</b>
<b>9. REGISTROS.....</b>	<b>43</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>43</b>
<b>11. ANEXOS .....</b>	<b>43</b>

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

## 1. OBJETO

Definir los conceptos, términos y métodos utilizados para el cálculo de cantidades de hidrocarburos líquidos y biocombustibles en aplicaciones de transferencia de custodia, control de inventarios, fiscalización y control operacional mediante la medición estática y dinámica, que aseguren correctamente la liquidación de cantidades y calidades de líquidos de acuerdo con las mejores prácticas, a fin de que diferentes operadores puedan llegar a resultados similares utilizando los procedimientos estandarizados.

## 2. ALCANCE

Aplica para el cálculo de cantidades de hidrocarburos líquidos y biocombustibles en aplicaciones de transferencia de custodia, control de inventarios, fiscalización y control operacional de la cadena de suministro.

## 3. GLOSARIO

Para una mayor comprensión de este documento consulte el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL (MMH) — Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario, Numeral 2 Glosario.

## 4. DOCUMENTOS DEROGADOS

- ECP-VSM-M-001-12 Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles — Capitulo 12 — Cálculo de cantidades de petróleo.

## 5. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las personas involucradas en actividades relacionadas con el alcance de este procedimiento deben cumplir con las secciones aplicables de los siguientes estándares, normas y/o regulaciones vigentes.

A continuación se relacionan los documentos asociados:

### 5.1. NORMATIVA INTERNA

<b>CÓDIGO CNE</b>	<b>CODIGO ANTIGUO</b>	<b>TÍTULO</b>
ECP-VIN-P-MBC-MT-001	ECP-VSM-M-001	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario.
ECP-VIN-P-MBC-MT-003	ECP-VSM-M-001	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles capítulo 3 - Medición Estática.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

ECP-VIN-P-MBC-MT-031	ECP-VSM-M-001-3.1	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos Capítulo 3.1 Medición De En Carrotanques.
ECP-VIN-P-MBC-MT-004	ECP-VSM-M-001-04	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 4 - Sistemas Probadores.
ECP-VIN-P-MBC-MT-005	ECP-VSM-M-001-05	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles capítulo 5 - Medición Dinámica.
ECP-VIN-P-MBC-MT-006	ECP-VSM-M-001-06	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 6 - Sistemas De Medición Dinámica.
ECP-VIN-P-MBC-MT-007	ECP-VSM-M-001-07	Manual de medición de Hidrocarburos- Capítulo 7. Determinación de Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-MT-008	ECP-VSM-M-001-08	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles capítulo 8 - Muestreo Manual y Automático.
ECP-VIN-P-MBC-MT-009	ECP-VSM-M-001-09	Manual de medición de Hidrocarburos- Capítulo 9. Medición y aplicación de la Densidad.
ECP-VIN-P-MBC-MT-010	ECP-VSM-M-001-10	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 10 Agua y Sedimento.
ECP-VIN-P-MBC-MT-011	ECP-VSM-M-001-11	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 11 Factores de Corrección Volumétrica.
ECP-VIN-P-MBC-MT-016	ECP-VSM-M-001-16	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 16 Medición de Hidrocarburos en Masa.
ECP-VIN-P-MBC-MT-017	ECP-VSM-M-001-17	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 17 Medición Marina y Fluvial.
ECP-VIN-P-MBC-MT-021	ECP-VSM-M-001-21	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 21 Sistemas de Medición Electrónica.
ECP-VIN-P-MBC-MT-025	ECP-VSM-M-001-25	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 25 Guía para la Estimación de la Incertidumbre en los Sistemas de Medición.
ECP-VIN-P-MBC-PT-014	ECP-VSM-P-014	Procedimiento para la Medición de Temperatura de Hidrocarburos y Biocombustibles en Tanques de Almacenamiento y Sistemas de Medición Dinámica.
ECP-VIN-P-MBC-PT-015	ECP-VSM-P-015	Procedimiento para Medición de Nivel en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos y Biocombustibles.
ECP-VIN-P-MBC-PT-016	ECP-VSM-P-016	Procedimiento para Muestreo de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Tanques de Almacenamiento Atmosféricos.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

ECP-VIN-P-MBC-PT-017	ECP-VSM-P-017	Procedimiento para Medición y Liquidación de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Tanques Atmosféricos.
ECP-VIN-P-MBC-PT-018	ECP-VSM-P-018	Procedimiento para la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Carrotanques Atmosféricos.
ECP-VIN-P-MBC-PT-019	ECP-VSM-P-019	Procedimiento para el Cálculo de la Liquidación de Volumen en Tanques con Medición Estática.
ECP-VIN-P-MBC-PT-020	ECP-VSM-P-020	Procedimiento para Medición de Hidrocarburo en Buque-Tanques.
ECP-VIN-P-MBC-PT-021	ECP-VSM-P-021	Procedimiento para Medición de Hidrocarburo en Embarcaciones Fluviales.
ECP-VIN-P-MBC-PT-022	ECP-VSM-P-022	Procedimiento Para Calibración de Medidores de Flujo en Volumen con Probador Volumétrico (Convencional o de Pequeño Volumen).
ECP-VIN-P-MBC-PT-023	ECP-VSM-P-023	Procedimiento para la Medición y Liquidación de Hidrocarburos en Tanques Presurizados.
ECP-VIN-P-MBC-PT-024	ECP-VSM-P-024	Procedimiento para Verificación y Ajuste de la Medición Automática de Nivel (MAN) en Tanques de Almacenamiento.
ECP-VIN-P-MBC-PT-029	ECP-VSM-P-029	Procedimiento para Elaboración de Cartas de Control de Medidores de Flujo.
ECP-VIN-P-MBC-PT-034	ECP-VSM-P-034	Procedimiento para Verificación y Ajuste de Lazos de Medición de Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-PT-042	ECP-VSM-P-042	Procedimiento para Verificación y Ajuste de Lazos de Medición de Presión.
ECP-VIN-P-MBC-PT-043	ECP-VSM-P-043	Procedimiento para Liquidación por Medición Dinámica de Cantidad de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos.
ECP-VIN-P-MBC-PT-045	ECP-VSM-P-045	Procedimiento de Liquidación de Parcelas en cargue de Buque-Tanque.
ECP-VIN-P-MBC-PT-048	ECP-VSM-P-048	Procedimiento para Calibración de Medidores Coriolis en Masa con Probador Volumétrico.
ECP-VIN-P-MBC-PT-054	ECP-VSM-P-054	Medición de Densidad, Verificación y Ajuste de Densímetros.
ECP-VIN-P-MBC-FT-001	ECP-VSM-F-002G	Formato para Cartas de Control de Factores de Medición.
ECP-VIN-P-MBC-FT-002	ECP-VSM-F-001A	Formato para Tiquete para Refinados.
ECP-VIN-P-MBC-FT-003	ECP-VSM-F-001B	Formato para Tiquete para Crudos por Diferencia de pulsos.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

ECP-VIN-P-MBC-FT-004	ECP-VSM-F-001C	Formato para Tiquete para Crudos por Diferencia de Registros.
ECP-VIN-P-MBC-FT-005	ECP-VSM-F-001D	Formato para Tiquete para GLP.
ECP-VIN-P-MBC-FT-006	ECP-VSM-F-001E	Formato para Tiquete de Medición por Peso para Hidrocarburos Líquidos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-007	ECP-VSM-F-002A	Formato para Calibración de Medidores de Flujo Másico con Tanque Probador.
ECP-VIN-P-MBC-FT-008	ECP-VSM-F-002B	Formato para Verificación de Medidores de Flujo con Probador Compacto.
ECP-VIN-P-MBC-FT-009	ECP-VSM-F-002C	Formato para la Verificación de Medidores de Flujo con Probador Bidireccional.
ECP-VIN-P-MBC-FT-010	ECP-VSM-F-002D	Formato para la Calibración de Medidores de Flujo por el Método del Medidor Maestro (Master Meter).
ECP-VIN-P-MBC-FT-011	ECP-VSM-F-002E	Formato para la Actualización de Factores de Medidores.
ECP-VIN-P-MBC-FT-012	ECP-VSM-F-002F	Formato para la Calibración de Medidores de Flujo Másico con Probador Compacto o Bidireccional.
ECP-VIN-P-MBC-FT-014	ECP-VSM-F-003A	Formato para Tiquete de Medición Estática de Tanques para Crudos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-015	ECP-VSM-F-003B	Formato para Tiquete de Medición Estática de Tanques para Refinados.
ECP-VIN-P-MBC-FT-016	ECP-VSM-F-003C	Formato para Liquidación Volumétrica de GLP por Medición Estática.
ECP-VIN-P-MBC-FT-020	ECP-VSM-F-004A	Formato para Calibración de Probador Compacto de Pistón por Método del Drenado de Agua (Water Draw).
ECP-VIN-P-MBC-FT-021	ECP-VSM-F-004B	Formato para Calibración de Probador Bidireccional por el Método de Drenado de Agua (Water Draw).
ECP-VIN-P-MBC-FT-022	ECP-VSM-F-004C	Formato para Calibración de Tanque Probador por el Método del Drenado o Llenado de Agua Volumétrico (Water Draw o Water Fill).
ECP-VIN-P-MBC-FT-023	ECP-VSM-F-004D	Formato para Calibración de Tanques Probadores por el Método Gravimétrico.
ECP-VIN-P-MBC-FT-024	ECP-VSM-F-004E	Formato para Calibración de Probador Volumétrico por el Método del Medidor Maestro.
ECP-VIN-P-MBC-FT-025	ECP-VSM-F-004F	Formato para Calibración de Probador Volumétrico por el Método Gravimétrico.
ECP-VIN-P-MBC-FT-026	ECP-VSM-F-005A	Formato para Verificación y Ajuste en Campo de Lazos de Temperatura.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

ECP-VIN-P-MBC-FT-027	ECP-VSM-F-005B	Formato para Verificación y Ajuste en Campo de Lazos de Presión.
ECP-VIN-P-MBC-FT-028	ECP-VSM-F-005C	Formato para Verificación y Ajuste en Campo de Lazos de Densidad.

## 5.2. NORMATIVA EXTERNA

### **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)**

MPMS 4.8	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 Section 8. Operation of Proving Systems.
MPMS 11.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11-Physical Properties Physical Properties Data (Volume Correction Factors).
MPMS 11.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11- Volume Correction Factors 2004.
MPMS 11.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11-Physical Properties Data Section 1-Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils Addendum 1: 9/2007.
MPMS 11.2.2	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11.2.2 - Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350-637 Relative Density (60°F/60°F) and -50°F to 140°F Metering Temperature.
MPMS 11.2.2M	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11.2.2M - Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350-637 Kilograms per Cubic Metre Density (15 Degrees C) and -46 Degrees C to 60 Degrees C Metering Temperature.
MPMS 11.2.4	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11-Physical Properties Data Section 2, Part 4-Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 95E, and 60E.
MPMS 11.2.5	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11-Physical Properties Data Section 2, Part 5-A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs.
MPMS 11.5	Density/Weight/Volume Intraconversion: Part 1 - Conversions of API Gravity at 60 °F. Part 2 - Conversions for Relative Density (60/60 °F). Part 3 - Conversions for Absolute Density at 15 °C.
API MPMS 12.1.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12.1.1—Calculation of Static Petroleum Quantities—Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels.
MPMS 12.1.2	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities Section 1 - Calculation of Static Petroleum Quantities Part 2 - Calculation Procedures for Tank Cars.
MPMS 12.2.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 1 - Introduction.
MPMS 12.2.2	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12—Calculation of

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

	Petroleum Quantities Section 2—Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 2— Measurement Tickets.
MPMS 12.2.3	Calculation of Petroleum Quantities - Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors - Part 3 - Proving Reports.
MPMS 12.2.4	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 4 - Calculation of Base Prover Volumes by the Waterdraw.
MPMS 12.2.5	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 5 - Calculation of Base Prover Volume by the Master Meter Method.
MPMS 12.3	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities Section 3 - Volumetric Shrinkage Resulting from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oils.

## 6. CONDICIONES GENERALES

Las características principales para realizar los cálculos de cantidades del petróleo y derivados, son mencionadas por el API MPMS — Capítulo 12 “Cálculo de Cantidades de Petróleo”.

## 7. DESARROLLO

### 7.1. CONDICIONES BASE (ESTÁNDAR O DE REFERENCIA)

Las condiciones base para la medición de líquidos, tales como petróleo crudo y productos refinados que tienen una presión de vapor igual o menor que la atmosférica a la temperatura base se relacionan en la Tabla 1.

**Tabla 1. Condiciones Base.**

Unidades	Temperatura	Presión absoluta
USC - EEUU	60,0 °F	14,696 psia
Sistema Internacional	15,00 °C	101,325 kPa

Para los hidrocarburos líquidos que tienen una presión de vapor mayor que la presión atmosférica a la temperatura base, se tomará como presión base la presión de equilibrio a la temperatura estándar.

### 7.2. REGLAS DE APROXIMACIÓN PARA REDONDEO DE CIFRAS

#### 7.2.1. Redondeo de números positivos

Cuando un número positivo debe redondearse a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> <b>ECP-VIN-P-MBC-MT-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

- a. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es menor que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual. Ej.: redondear a cuatro (4) cifras decimales.
- 0,74163 se redondea a 0,7416.
  - 1,09544 se redondea a 1,0954.
- b. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es mayor o igual que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno. Ej.: redondear a cuatro (4) cifras decimales.
- 0,99997 se redondea a 1,0000.
  - 1,57846 se redondea a 1,5785.
- c. Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse deba redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: sí el dígito a redondearse es de 0 a 2 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y sí es 8 o 9, se redondea hasta el próximo número múltiplo de 5. Ej.: redondear temperatura en grados Celsius (según Tabla 4 – Niveles de discriminación temperatura de este capítulo requiere redondeo a XX,X5 °C).
- El rango 20,98 °C a 21,02 °C se debe redondear a 21,00 °C.
  - El rango 21,03 °C a 21,07 °C se debe redondear a 21,05 °C.
  - El rango 20,08 °C a 21,12 °C se debe redondear a 21,10 °C.

### 7.2.2. Redondeo de números negativos

Cuando se redondean números negativos a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

- a. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es sea 5 o menor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual. Ej.: redondear a dos (2) cifras decimales.
- -0,74163 se redondea a -0,74.
  - -10,094 se redondea a -10,09.
- b. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es 6 o mayor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno. Ej.: redondear temperaturas en °F (según Tabla 4 de este capítulo requiere redondeo a XX,x °F).
- El rango -20,26 °F a -20,35 °F debería redondearse a -20,3 °F.
  - -10,57846 °F se redondea a -10,6 °F.
- c. Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse debe redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: sí el dígito a redondearse es de 8 o 9 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y sí es de 0 a 2, se redondea hacia arriba hasta el próximo número múltiplo de 5. Ej.: redondear temperatura en grados Celsius (según Tabla 4 este capítulo requiere redondeo a XX,x5 °C).
- El rango -20,98 °C a -21,02 °C se debe redondear a -21,00 °C.
  - El rango -21,03 °C a -21,07 °C se debe redondear a -21,05 °C.
  - El rango -20,08 °C a -21,12 °C se debe redondear a -21,10 °C.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

### 7.2.3. Cifras significativas y niveles de discriminación

A continuación se presentan para las variables que intervienen en los algoritmos, ecuaciones o rutinas de cálculo del volumen, factores del medidor y calibración de probadores el número de cifras significativas que deben ser registradas y los niveles de discriminación aplicables.

**Notas:** para todas las Tablas que siguen:

- el número de dígitos mostrados como **x antes de la coma decimal** tienen propósitos ilustrativos y puede tener una cantidad mayor o menor que el número de X mostrado.
- el número de dígitos mostrados como **x después de la coma decimal** son específicos del nivel de discriminación requerido para cada valor descrito.
- Las Tablas que poseen letras tales como ABCD.xx a la izquierda de la coma decimal representan los casos en los cuales estas cifras son específicas y no simplemente ilustrativas.
- En los casos en los cuales la variable se muestra con el número 5 en la última cifra decimal, su intención es mostrar que la cifra decimal correspondiente debe redondearse a 0 o 5.
- La aplicabilidad del nivel de discriminación aplica según el capítulo de la fuente de la información enunciado en el encabezado de cada Tabla.

**Tabla 2. Niveles de Discriminación Densidad.**  
(Fuente API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Gravedad API	Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]	Densidad relativa
Densidad observada ( $RHO_{obs}$ )	XXX, <b>x</b>	XXXX, <b>5</b>	X, <b>xxx5</b>
Densidad Base ( $RHO_b$ )	XXX, <b>x</b>	XXXX, <b>x</b>	X, <b>xxxx</b>
Densidad a condiciones ( $RHO_{tp}$ )	XXX, <b>x</b>	XXXX, <b>x</b>	X, <b>xxxx</b>

**Tabla 3 – Niveles de Discriminación Variables Dimensionales Probador.**  
(Fuente API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC	Unidades SI
	[Pulgadas]	[mm]
Diámetro exterior de la tubería del probador ( $OD$ )	XX, <b>xxx</b>	XXX, <b>xx</b>
Espesor de la pared del probador ( $WT$ )	X, <b>xxx</b>	XX, <b>xx</b>
Diámetro interior de la tubería del probador ( $ID$ )	XX, <b>xxx</b>	XXX, <b>xx</b>

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

**Tabla 4. Niveles de Discriminación Temperatura.**

(Fuente API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC	Unidades SI
	[°F]	[°C]
Temperatura base (Tb)	60	15
Temperatura observada (Tobs)	XX,x	XX,x5
Temperatura probador [Tp, Tp(avg), Tmp, Tmp(avg)]	XX,x	XX,x5
Temperatura medidor [Tm, Tm(avg)]	XX,x	XX,x5
Temperatura medidor maestro [Tmm, Tmm(avg)]	XX,x	XX,x5
Temperatura promedio ponderada (TWA)	XX,x	XX,x5
Temperatura de varilla de montaje detectores SVP [Td, Td(avg)]	XX,x	XX,x5
Temperatura del ambiente	XX,0	XX,0
Temperatura de la pared del tanque (TSh)	XX,0	XX,0
Temperatura del agua en serafines de calibración (Ttm) durante rutina waterdraw	XX,x	XX,x5

**Tabla 5. Niveles de Discriminación para Presión.**

(Fuente API MPMS 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC		Unidades SI	
	[psia]	[psig]	[Bar]	[kPa]
Presión base (Pb)	14,696	0	1,01325	101,325
Presión probador [Pp, Pp(avg), Pmp, Pmp(avg)]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión probador rutina calibración waterdraw (Pp)	XX,x	XX,0	XX,xx	XX,0
Presión medidor [Pm, Pm(avg)]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión medidor maestro [Pmm, Pmm(avg)]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión promedio ponderado (PWA)	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión de vapor de equilibrio [Pe, Peb, Pep, Pep(avg), Pem, Pem(avg), Pemm, Pemm(avg), Pemp, Pemp(avg)]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0

**Tabla 6. Niveles de Discriminación del Factor de Compresibilidad.**

(Fuente API MPMS 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC	Unidades SI	
	[psi]	[Bar]	[kPa]
Factor de compresibilidad (F, Fp, Fm, Fmp, Fmm)	0,00000xxx	0,0000xxx	0,000000xxx
	0,0000xxxx	0,000xxxxx	0,00000xxxxx
	0,000xxxxxx	0,00xxxxxx	0,0000xxxxxx
Factor de compresibilidad del agua (Fp)	0,0000032	0,0000464	0,000000464

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-012</b>	<b>Elaborado 20/03/2013</b>	<b>Versión: 1</b>

**Tabla 7 – Niveles de Discriminación de Coeficientes de Expansión Térmica.**  
(Fuente API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Tipo de acero	Coeficiente de expansión térmica	
	[Por °F]	[Por °C]
<b>A .Coeficiente cúbico, Gc, Gcm, Gmp</b>		
Al carbono	0,0000186	0,0000335
Inoxidable 304	0,0000288	0,0000518
Inoxidable 316	0,0000265	0,0000477
Inoxidable 17-4PH	0,000018	0,0000324
<b>B. Coeficiente de área, Ga</b>		
Al carbono	0,0000124	0,0000223
Inoxidable 304	0,0000192	0,0000346
Inoxidable 316	0,0000177	0,0000318
Inoxidable 17-4PH	0,000012	0,0000216
<b>C. Coeficiente lineal, Gl</b>		
Al carbono	0,0000062	0,0000112
Inoxidable 304	0,0000096	0,0000173
Inoxidable 316	0,00000883	0,0000159
Inoxidable 17-4PH	0,000006	0,0000108
Invar Rod	0,0000008	0,0000014

**Tabla 8. Niveles de Discriminación de Coeficientes de Módulo de Elasticidad ( $E$ ) para el Acero.**  
(Fuente API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Tipo de acero	Módulo de elasticidad $E$		
	Por psi	Por Bar	Por kPa
Al carbono	30.000.000	2.068.000	206.800.000
Inoxidable 304	28.000.000	1.931.000	193.100.000
Inoxidable 316	28.000.000	1.931.000	193.100.000
Inoxidable 17-4PH	28.500.000	1.965.000	196.500.000

**Tabla 9. Niveles de Discriminación Factores de Corrección.**  
(Fuente: API MPMS 12.1.1, 12.2.2 & 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	API MPMS 12.1.1	API MPMS 12.2.2 & 12.2.3	API MPMS 12.2.4	API MPMS 12.2.5
	%S&W	XXX,xxx	XX,xxx	
CTSh	XXX,xxxxx	XX,xxxxx		
CSW	XXX,xxxxx	X,xxxxx		
CTL	X,xxxxx <sup>(a)</sup>	X,xxxxx <sup>(a)</sup>	X,xxxxx	X,xxxxxx <sup>(b)</sup>
CPL	X,xxxx	X,xxxx	X,xxxxxx	X,xxxxxx <sup>(b),(c)</sup>
CPS			X,xxxxxx	X,xxxxxx

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

Variable	API MPMS 12.1.1	API MPMS 12.2.2 & 12.2.3	API MPMS 12.2.4	API MPMS 12.2.5
	<i>CTS</i>			X,xxxxxx
<i>CTLp, CTLtm, CTLmm, CTLmp</i>			X,xxxxxx	X,xxxxxx
<i>CPLp, CPLtm, CPLmm, CPLmp</i>			X,xxxxxx	X,xxxxxx
<i>CPSp, CPSmm, CPSmp</i>			X,xxxxxx	X,xxxxxx
<i>CTSp, CTStm, CTSm</i>			X,xxxxxx	X,xxxxxx
<i>CTDW</i>			X,xxxxxx	
<i>CCTS</i>			X,xxxxxx	
<i>CCF</i>		X,xxxx		
<i>CCFp, CCFmp, CCFmm</i>				X,xxxxxx
<i>MF</i>		X,xxxx		
<i>MMF</i>				X,xxxxxx
<i>IMMF</i>				X,xxxxxx
<i>MMFstart, MMFstop, MMFavg</i>				X,xxxxxx
<i>KF</i>				AB,xxx o ABC,xx o ABCD,x o ABCDE,0
<i>NKF</i>				Según fabricante

Notas en usos específicos del CPL y CTL:

- (a) El uso de tabla impresa limita a los usuarios a cuatro cifras decimales por encima y por debajo de la temperatura estándar, presentado también limitaciones en la entrada de la tabla a 0,5°F, 0,25°C, 0,5 API y 2,0 Kg/m<sup>3</sup>. Los algoritmos de cálculo mediante rutinas de computadora generan un factor *CTL* de cinco dígitos significativos por encima de la temperatura estándar (60°F y 15°C) y cuatro dígitos decimales por de debajo de este valor.
- (b), (c) CPL y CTL se calculan utilizando PWA, TWA y la densidad promedio [RHO(avg)]. CCF es derivado de CTL\*CPL\*MF.
- (b) *CPL* es requerido para calcular un CMF y se calcula utilizando valores de presión, temperatura y densidad promedios durante el tiempo de calibración.

**Tabla 10. Niveles de Discriminación de Volumen.**

(Fuente API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC (Customary US)			Unidades SI (Sistema Internacional)		
	[Bls]	[gal]	[Pulg <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[L]	[ml]
Lectura inicial del medidor ( $MR_o$ )	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Lectura final del medidor ( $MR_c$ )	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Lecturas medidor maestro durante	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,xx	

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

Variable	Unidades USC (Customary US)			Unidades SI (Sistema Internacional)		
	[Bls]	[gal]	[Pulg <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[L]	[ml]
calibración (MMRo, MRo, MMRC, MRC)						
Volumen indicado (IV)	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Volumen bruto estándar (GSV)	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Volumen neto estándar (NSV)	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Volumen de sedimento y agua (SWV)	XX,xx	XX,xx		XX,xxx	XX,0	
Lecturas escala del patrón de calibración waterdraw (SR)	N/A	N/A	XX,x	N/A	XX,xx	N/A
Lecturas escala tanque probador (SRu, SRI)	X,xxxx	XX,xx		N/A	XX,xx	X,0
Volúmenes BPV, BPVa, BPVmp, BPVamp, IVm, IVmm, ISVm, ISVmm, GSV, GSVp, GSVmp, GSVm, GSVmm, CPV, CPVn, Vbout, Vback	ABC,xxx	ABCDE,x		AB,xxxxx	ABCDE,x	
	AB, xxxxx	ABCD,xx		A,xxxxx	ABCD,xx	
	A,xxxxxx	ABC,xxx		0,xxxxxxx	ABC,xxx	
	0,xxxxxxx	AB, xxxxx		0,0xxxxxx x	AB,xxxxx	
Volúmenes BPV, CPV, WD, WDz, WDzb			X,xxxxx			X,xxx
Volumen BPV marcado	ABC,xxxx	N/A		N/A	N/A	
BPV después de conversión a volumen certificado	AB,xxxx	ABCD,xx		AB,xxxx	ABCD,xx	
	A,xxxxxx	ABC,xxx		A,xxxxxx	ABC,xxx	
	0,xxxxxxx	AB, xxxxx		0,xxxxxxx	AB,xxxxx	
	N/A	A,xxxxxx		N/A	N/A	
Volumen calibrado del patrón certificado (BMV)	Esta cantidad y su nivel de discriminación deberán tomarse directamente del certificado de calibración del dispositivo.					
Volumen ajustado prueba medición (BMVa)			X,xx			X,x

**Tabla 11. Niveles de Discriminación de Pulsos.**  
(Fuente API MPMS 12.2.3, 12.2.5)

Variable	N	Ni	Nb, Ni(avg), N(avg)
Aplicaciones de pulsos completos	XX,0	N/A	XX,x
Aplicaciones de interpolación de pulsos	N/A	XX,xxx	XX,xxxx

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

**Tabla 12 Niveles de Discriminación Viscosidad Líquidos.**  
(Fuente API MPMS 12.2.5)

Variable	[cP]
Viscosidad del liquido	XXX,x

### 7.3. LIQUIDACIÓN DE VOLUMEN CON MEDICIÓN ESTÁTICA

Los Capítulos 3, 7, 8, 9, y 10 del MMH establecen los métodos requeridos para determinar el nivel de líquido y/o del agua libre y otras variables del hidrocarburo o biocombustible almacenado en tanques atmosféricos y presurizados. Estas variables son necesarias para efectuar el cálculo del volumen neto del producto mediante la medición manual y/o automática. Lo anterior también aplica para buque-tanques y botes.

#### 7.3.1. Procedimientos Corporativos y formatos Estándar para la medición Estática

A continuación se enumeran los procedimientos corporativos y formatos estándar asociados a la medición estática de hidrocarburos y biocombustibles en estado líquido:

##### 7.3.1.1. Tanques atmosféricos

ECP-VIN-P-MBC-PT-014	Procedimiento para la Medición de Temperatura de Hidrocarburos y Biocombustibles en Tanques de Almacenamiento y Sistemas de Medición Dinámica.
ECP-VIN-P-MBC-PT-015	Procedimiento para Medición de Nivel en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos y Biocombustibles.
ECP-VIN-P-MBC-PT-016	Procedimiento para Muestreo de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Tanques de Almacenamiento Atmosféricos.
ECP-VIN-P-MBC-PT-017	Procedimiento para Medición y Liquidación de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Tanques Atmosféricos.
ECP-VSM-P-019	Procedimiento para Liquidación de Volumen en Tanques con Medición Estática.
ECP-VSM-P-024	Procedimiento para Medición de Nivel de Hidrocarburo con Telemetría.
ECP-VSM-F-003A	Tiquete de Medición estática de Tanques para Crudos.
ECP-VSM-F-003B	Tiquete de Medición Estática de Tanques para Refinados.

##### 7.3.1.2. Tanques presurizados

ECP-VSM-P-023	Procedimiento para Medición Estática y Liquidación Volumétrica de Hidrocarburos en Tanques Presurizados.
ECP-VSM-F-003C	Liquidación Volumétrica de GLP por Medición Estática.

##### 7.3.1.3. Carrotanques

ECP-VIN-P-MBC-PT-018	Procedimiento para la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Carrotanques Atmosféricos.
----------------------	--

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

#### 7.3.1.4. Buque-tanques y embarcaciones fluviales

ECP-VSM-P-020	Procedimiento para Medición de Hidrocarburo en Buquetanques.
ECP-VSM-P-021	Procedimiento para Medición de Hidrocarburo en Embarcaciones Fluviales.
ECP-VSM-P-045	Procedimiento para Liquidación de Parcelas Cargue Buquetanque.

#### 7.3.1.5. Datos observados (directos o primarios)

Los datos mostrados en la Tabla 13, deberán recopilarse como un primer paso en el proceso de cálculo, den ser incluidos en el tiquete de medición y deben recogerse simultáneamente, según las indicaciones del MMH Capítulos 3, 7, 8, 9, 10, 11 y 17 y los procedimientos corporativos asociados.

**Tabla 13. Datos Observados.**

Tanques de Tierra	Tanques de buques
Altura de referencia en la tabla de aforo <sup>(a)</sup>	Altura de referencia en la tabla de aforo <sup>(a)</sup>
Altura de referencia observada <sup>(a)</sup>	Altura de referencia observada <sup>(a)</sup>
Medida de fondo o vacío	Medida de fondo o vacío
Nivel de agua libre	Nivel de agua libre
Temperatura promedio del líquido	Temperatura promedio del líquido
Gravedad API observada @ temperatura del tanque	Gravedad API observada @ temperatura del tanque
Porcentaje de agua y sedimento	Porcentaje de agua y sedimento
Temperatura ambiente	Lectura de calado de proa
	Lectura de calado de popa
	Grados de escora
	Longitud entre perpendiculares
<sup>(a)</sup> Estos datos no tienen un impacto directo en el proceso de cálculo; sin embargo, pueden impactar indirectamente el proceso de cálculo y se registran en este momento.	

#### 7.3.2. Datos calculados (indirectos o secundarios)

En la Tabla 14 se presentan los datos necesarios para el proceso de cálculo, calculados o extraídos utilizando los datos de entrada de la Tabla 13.

**Tabla 14. Datos Calculados.**

Tanques de tierra	Tanques de buques
Gravedad API a 60 °F	Asiento del buque-tanque (trimado)
Corrección por techo flotante (FRA)	Gravedad API a 60 °F
Corrección por temperatura de lámina (CTSh)	Corrección por asiento y escora (sí aplica)
Volumen total observado (TOV)	Volumen total observado (TOV)
Volumen de agua libre (FW)	Volumen de agua libre (FW)

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

Tanques de tierra	Tanques de buques
Volumen bruto observado (GOV)	Volumen bruto observado (GOV)
Corrección por temperatura de líquido (CTL)	Corrección por temperatura de líquido (CTL)
Volumen bruto estándar (GSV)	Volumen bruto estándar (GSV)
Agua y sedimento (volumen o factor CSW)	Agua y sedimento (volumen o factor CSW)
Volumen neto estándar (NSV)	Volumen neto estándar (NSV)
Factor de conversión de peso (WCF)	Factor de conversión de peso (WCF)
Masa aparente (peso en aire)	Masa aparente (peso en aire)
Masa (peso en vacío)	Masa (peso en vacío)

### 7.3.3. Volumen bruto observado (GOV)

Es el volumen de todos los líquidos de petróleo, más agua y sedimento en suspensión, excluyendo el agua libre, a la temperatura y presión observadas. El proceso de cálculo para tanques de tierra y tanques de buques sólo difiere hasta el punto en el que se calcula el volumen bruto observado (GOV). A partir de ese punto, los cálculos son los mismos.

#### 7.3.3.1. Tanques de tierra

Para calcular el GOV se deduce el volumen de agua libre (FW) del volumen total observado (TOV), se multiplica el resultado por el factor de corrección de temperatura de lámina (CTSh) y luego se aplica el ajuste por techo flotante (FRA), cuando sea aplicable. Se determina por medio de la ecuación:

$$GOV = [(TOV - FW) * CTSh] \pm FRA$$

#### 7.3.3.2. Volumen total observado (TOV)

Es el volumen de la medición total de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimento en suspensión y agua libre y sedimentos en el fondo, a la temperatura y presión observada. Se determina con la altura de llenado del tanque y su tabla de aforo (ver MMH Capítulos 2 y3).

#### 7.3.3.3. Factor de Corrección por la temperatura de la pared del tanque (CTSh)

Cuando un tanque está sujeto a un cambio en la temperatura cambiará su volumen como consecuencia de este hecho. Asumiendo que los tanques son calibrados de acuerdo con el API MPMS Capitulo 2 cada tabla de calibración o de aforo se basa en una temperatura de pared (lámina) específica. Si la temperatura de la lámina del tanque difiere de la que se encuentra registrada en la tabla de calibración, el volumen extraído de la tabla deberá corregirse utilizando el factor de corrección por temperatura de la lámina del tanque (CTSh).

Este factor puede obtenerse directamente a través de la tabla B-1, Apéndice B del API MPMS 12.1.1, o utilizando la siguiente ecuación:

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

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

Dónde:

- $\alpha$  = Coeficiente lineal de expansión del material de la lámina del tanque.  
 $\Delta T$  = Temperatura de lámina del tanque ( $TSh$ ) – Temperatura base ( $Tb$ ).

$Tb$  es la temperatura de lámina del tanque a la cual se calcularon los volúmenes de la tabla de aforo.

Al calcular  $\Delta T$  es importante mantener el signo aritmético ya que este valor puede ser positivo o negativo y como tal debe ser aplicado en la fórmula del CTSh.

Valores de  $\alpha$  para diferentes materiales de construcción se encuentran en la Tabla 7 – Niveles de discriminación de coeficientes de expansión térmica, como C. Coeficiente lineal, Gl.

Para tanques metálicos sin aislamiento, la temperatura de lámina ( $TSh$ ) puede calcularse utilizando la ecuación:

$$TSh = \frac{(7 * T_l) + T_a}{8}$$

Dónde:

- $T_l$  = temperatura del líquido.  
 $T_a$  = temperatura ambiente a la sombra.

Para tanques metálicos con aislamiento se puede asumir que la temperatura de lámina es muy cercana a la temperatura del líquido adyacente, o sea que  $TSh = T_l$ .

#### 7.3.3.4. Ajuste por techo flotante (FRA)

La corrección por el desplazamiento del techo flotante puede ser realizada de dos formas:

- a) Si la corrección por techo se incluyó dentro de la tabla de aforo del tanque utilizando una gravedad API de referencia, se debe calcular una segunda corrección si existe diferencia entre la gravedad API de referencia y la gravedad API observada a la temperatura del tanque. Siga este procedimiento:
- Identifique el tipo de producto, la gravedad API a 60 °F y la temperatura del líquido (°F).
  - Obtenga del API MPMS 11.1 (ASTM D1250) Tabla 5A para crudos o Tabla 5B para refinados la gravedad API observada en el tanque.
  - Calcule la diferencia entre la gravedad API observada y la gravedad API de referencia que aparece en la tabla de aforo.
  - Multiplique la diferencia anterior por el volumen que aparece en la tabla de aforo para el ajuste por techo flotante, que puede ser negativo o positivo si la gravedad API observada es superior o inferior a la de referencia de la tabla de aforo.
- b) Si la tabla de aforo se ha elaborado como una tabla de capacidad bruta o de tanque abierto, a la que comúnmente se le refiere como tabla de capacidad de pared, la deducción por techo se calcula dividiendo el peso del techo flotante entre el peso por unidad de volumen a temperatura estándar multiplicado por el CTL a las condiciones observadas del líquido:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

$$FRA = \frac{\text{Peso del techo (masa aparente)}}{\text{Densidad} * CTL}$$

**Notas:**

- La corrección por techo puede no ser exacta si el nivel de líquido se encuentra dentro de la zona crítica del techo flotante, independientemente del estilo de tabla utilizada.
- Las correcciones por techo no aplican para volúmenes por debajo de la zona crítica.
- La densidad debe ser una densidad en aire y deberá estar dada en unidades consistentes con el CTL, peso del techo y con la tabla de aforo.
- Se recomienda drenar el techo flotante antes de efectuar las medidas en el tanque o en su defecto, calcular el peso e incluirlo en el cálculo del FRA.

**7.3.3.5. Tanques de buque**

Para calcular el GOV en los tanques de un buque, deducir el volumen de FW del TOV.

$$GOV = TOV - FW$$

De existir una corrección por asiento o escora, el cálculo se realiza de la manera siguiente:

$$GOV = (TOV \pm \text{corrección por asiento o escora}) - FW$$

**Notas:**

- La corrección por asiento (trimado) se encuentra en las tablas de calibración del buque y generalmente es una corrección a los aforos (sondeos) o aforos de vacío observados; sin embargo, puede ser un ajuste volumétrico al TOV.
- La escora de un barco se lee en su inclinómetro. La corrección puede ser positiva o negativa y se aplica de la misma manera que la corrección por asiento.

**7.3.4. Cálculo del Volumen bruto estándar (GSV) (tanques de tierra y tanques de buque)**

**7.3.4.1. Volumen bruto estándar (GSV)**

El volumen total de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimentos, excluida el agua libre, corregido por el factor de corrección de volumen (CTL o VCF) para la temperatura en el tanque, gravedad API, la densidad relativa o densidad observadas, hasta una temperatura estándar, se denomina volumen bruto estándar o GSV ("Gross Standard Volume"). El GSV se calcula multiplicando el GOV por el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (o factor de corrección de volumen):

$$GSV = GOV * CTL$$

**7.3.4.2. Corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL) ó factor de corrección de volumen (VCF)**

Si el volumen de un hidrocarburo en estado líquido se somete a un cambio en su temperatura, su densidad disminuirá si la temperatura aumenta, o aumentará si su temperatura disminuye. Este

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

cambio en la densidad es proporcional al coeficiente de expansión térmica del líquido y a la temperatura. El factor de corrección que toma en cuenta el efecto de la temperatura en la densidad del líquido se denomina CTL o VCF. El CTL es una función de la densidad base del líquido y de su temperatura. La función de este factor de corrección es ajustar el volumen de líquido desde condiciones observadas a un volumen a una temperatura estándar.

Los factores de corrección se pueden obtener de las tablas de medición de petróleo (ver API MPMS 11.1 (ASTM D1250)). Las tablas de corrección aplicables más comunes se muestran en la Tabla 15 de este capítulo. Para otros productos y variables de entrada diferentes consulte el MMH Capítulo 11 o en su defecto el API MPMS 11.1.

**Tabla 15 - Tablas de CTL.**

Tabla	Producto	Temp.	Entrada a la tabla
6A	Petróleo Crudo en General	°F	Gravedad API @ 60°F
6B	Productos de Petróleo en General	°F	Gravedad API @ 60°F
6C	Aplicaciones Individuales y especiales	°F	Coeficiente de expansión térmica
6D	Aceites Lubricantes en General	°F	Gravedad API @ 60°F
24A	Petróleo Crudo en General	°F	Densidad relativa @ 60/60°F
24B	Productos de Petróleo en General	°F	Densidad relativa @ 60/60°F
24C	Aplicaciones Individuales y especiales	°F	Coeficiente de expansión térmica
54A	Petróleo Crudo en General	°C	Densidad @ 15°C
54B	Productos de Petróleo en General	°C	Densidad @ 15°C
54C	Aplicaciones Individuales y especiales	°C	Coeficiente de expansión térmica
54D	Aceites Lubricantes en General	°C	Densidad @ 15°C
ASTM D4311	Asfalto a 60°F, Tabla 1	°F	Gravedad API @ 60°F, Tabla A o B
ASTM D4311	Asfalto a 15°C Tabla	°C	Densidad @ 15°C, Tabla A o B
<b>NOTA:</b> Se referencian las tablas históricas 6A y 6B. La referencia actualizada es el API MPMS 11.1, el cual desarrolla un algoritmo para generar los factores de corrección por efecto de temperatura y presión de manera combinada, el cual se denomina CTPL.			

### 7.3.5. Contenido de agua y sedimento (S&W)

El petróleo crudo y algunos otros productos líquidos derivados, contienen agua y sedimentos en suspensión o mezclada con el fluido; la cantidad de S&W se determinada por medio de análisis de laboratorio de una muestra representativa y se expresa como porcentaje en volumen. Detalles específicos del análisis de agua y sedimento se encuentran en el MMH capítulo 10 y en el API MPMS Capítulo 10.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

### 7.3.5.1. Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW)

Para calcular el CSW, debe conocerse el porcentaje de S&W, el cual es suministrado por el laboratorio como resultado de análisis a la muestra tomada durante el proceso de medición del tanque. Así el factor CSW, se calcula por la ecuación:

$$CSW = 1 - \left( \frac{\%S\&W}{100} \right)$$

### 7.3.6. Volumen neto estándar (NSV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, excluidos el sedimento y agua en suspensión y el agua libre, a temperatura estándar:

$$NSV = GSV * CSW$$

Esta fórmula se puede expandir a la siguiente:

$$NSV = GSV * \left[ 1 - \left( \frac{\%S\&W}{100} \right) \right]$$

El contenido de S&W se deduce solamente al petróleo crudo; para los derivados, generalmente no se hace esta corrección, de tal modo que para estos productos  $GSV = NSV$ .

### 7.3.7. Cálculo del volumen de agua y sedimento

A menudo es necesario calcular el valor volumétrico real de Agua y Sedimento (S&W). Esto puede realizarse restando el Volumen neto estándar (NSV) del Volumen bruto estándar (GSV).

$$S\&W(vol) = GSV - NSV$$

En embarques con tanques múltiples, el NSV puede calcularse tanque por tanque si se conocen los valores individuales de S&W; sin embargo, éste puede calcularse para el producto o la parcela completa si el S&W se analizó en una muestra representativa adecuada.

### 7.3.8. Cálculo de la masa aparente (peso en aire)

Usualmente, la masa aparente se calcula multiplicando el GSV o el NSV por el factor de corrección de peso (WCF) adecuado. Es decir,

$$\begin{aligned} \text{Peso Neto Estándar (en aire)} &= NSV * WCF \\ \text{Peso Bruto Estándar (en aire)} &= GSV * WCF \end{aligned}$$

El WCF se encontraba en las diferentes tablas históricas contenidas en los Volúmenes XI y XII del API MPMS 11.1-1980. Que detallan la "Interconversión entre Medidas de Volumen y Medidas de Densidad". Estos dos volúmenes que contenían 26 tablas diferentes han sido reemplazados por el API MPMS 11.5.1, 11.5.2 y 11.5.3, los cuales presentan ahora las inter-conversiones de las tablas históricas en forma de ecuaciones que muestran las densidades equivalentes en aire y en vacío dependiendo de la variable de entrada, como se indica en la Tabla 16.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

**Tabla 16. Variables de entrada API MPMS 11, Sección 5 inter-Conversiones Densidad/Peso/Volumen.**

Capítulo	Variable de entrada
11.5.1	Gravedad API a 60 °F
11.5.2	Densidad relativa 60/60 °F
11.5.3	Densidad absoluta a 15 °C

### 7.3.9. Cálculo de la masa (peso en vacío)

Para el petróleo crudo y sus productos, generalmente se prefiere calcular la masa multiplicando el GSV o el NSV por la densidad adecuada a la misma temperatura estándar; sin embargo, la masa también puede calcularse directamente con el volumen y la densidad a la misma temperatura observada.

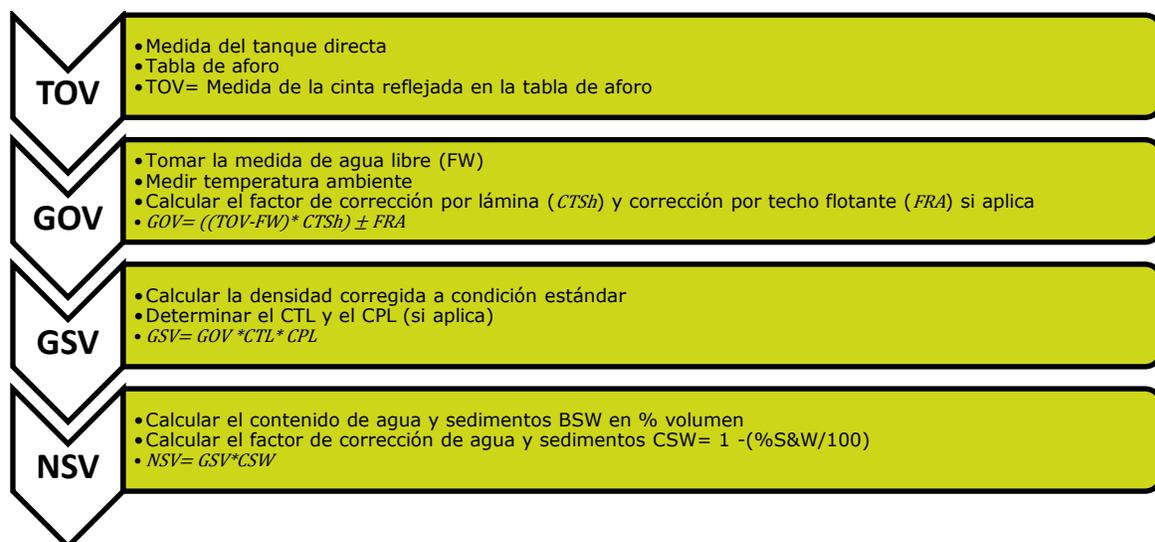
$$masa = volumen * densidad$$

El volumen en esta fórmula es el GOV. La densidad utilizada sería calculada típicamente con una densidad a una temperatura estándar y ajustada a la temperatura observada usando un coeficiente de expansión térmica. Este método se usa frecuentemente para el cálculo de cargamentos químicos.

También puede usarse una tabla de densidades observadas para un rango de temperatura, si está disponible, es aplicable y es aceptable para todas las partes involucradas.

### 7.3.10. Procedimiento de cálculo basado en volumen con medición estática

En la Figura 1 se presenta gráficamente el proceso de medición estática, con su correspondiente proceso de liquidación de volúmenes.



**Figura 1. Proceso de Medición Estática.**



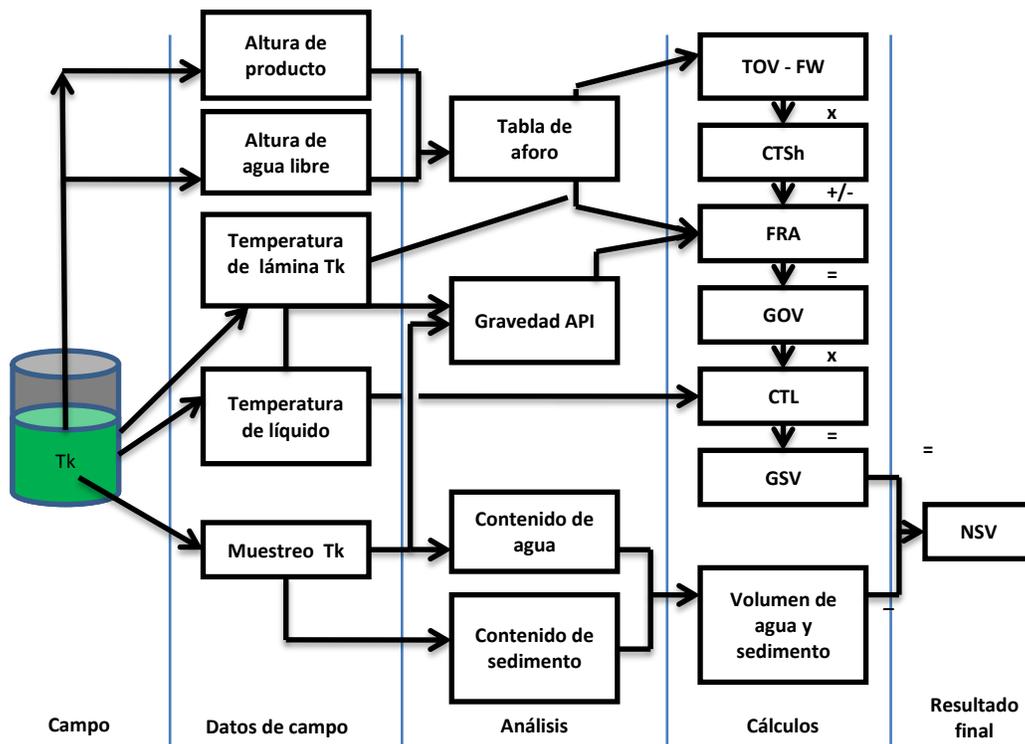
**MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES  
CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO**

**VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA  
CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES**

**CÓDIGO CNE  
ECP-VIN-P-MBC-MT-012**

**Elaborado  
20/03/2013**

**Versión:  
1**



A continuación se muestra un ejemplo de liquidación de volumen con un tanque de techo flotante (adaptada del API MPMS 12.1.1 Tabla A-1).

**Datos analíticos observados**

Medida nivel de producto	14 m,02 cm	1 mm	Dato observado
Medida agua libre	0 m,27 cm	1 mm	Dato observado
Gravedad API @ 60 °F		33,7	A partir de análisis
Temperatura líquido °F		88,3	Dato observado
Temperatura ambiente, °F		71,5	Dato observado
Temperatura de lámina del tanque, TSh		86	Por cálculo
Porcentaje de sedimento y agua		0,12%	A partir de análisis

**Cálculos**

<b>Cálculos y datos derivados</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Unidad Reportada [Bls]</b>	<b>Cálculo secuencial (no reportado) [Bls]</b>
Volumen total observado	TOV	435.218,32	435.218,32
Agua libre	FW	-154,37	-154,37

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b>		
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

Volumen bruto observado <sup>(a)</sup>	GOV		435.063,95	435.063,95
Corrección por temperatura de lámina del tanque	CTSh	1,00032	435.203,17	435.203,170464
Ajuste por techo flotante	FRA		+37,89	+37,89
Volumen bruto observado <sup>(b)</sup>			435.241,06	435.241,060464
Corrección por temperatura de liquido	CTL	0,9868		
Volumen bruto estándar	GSV		429.495,88	429.495,878465
Corrección por agua y sedimento	CSW	0,99880		
Volumen neto estándar	NSV		428.980,48	428.980,48341

<sup>(a)</sup> GOV sin corregir por efecto de temperatura de lámina y ajuste por techo flotante.

<sup>(b)</sup> GOV corregido por temperatura de lámina del tanque y ajuste del techo flotante.

Los cálculos se deben realizar de manera secuencial, de tal modo que solamente el resultado final en el cálculo es redondeado. Si es necesario reportar cantidades intermedias las cifras pueden redondearse según se indica en la sección de redondeo de cifras; sin embargo, la cifra redondeada no se incluirá en la secuencia de cálculo.

Para mediciones en tanques de buque se aplicarán los factores de corrección apropiados según se indica en los numerales respectivos. Consulte adicionalmente el procedimiento corporativo ECP-VSM-P-020.

#### **7.4. LIQUIDACIÓN DE VOLUMEN CON MEDICIÓN DINÁMICA**

La medición utilizada para certificar los volúmenes que se reciben o se entregan utilizando medidores de flujo instalados en línea se denomina medición dinámica. Los elementos de flujo usados en aplicaciones de medición dinámica para transferencia en custodia al igual que los criterios de operación y recomendaciones de mantenimiento se encuentran descritos en el MMH Capítulo 5.

Los siguientes Capítulos del MMH: Capítulo 7, Capítulo 8, Capítulo 9, y el Capítulo 10, establecen los métodos y parámetros requeridos para determinar otras variables del hidrocarburo o biocombustible medido en línea y necesarios para efectuar el cálculo del volumen neto o la masa del producto transferido.

En los sistemas de medición dinámica se utilizan factores de corrección que se aplican inicialmente para el proceso de prueba o calibración de un medidor de flujo y posteriormente para la liquidación de cantidad o cálculo del tiquete de medición, la descripción de estos factores se encuentran descritos en el MMH Capítulo 11.

En el proceso de prueba o calibración de un medidor de flujo, los factores de corrección ajustan el volumen medido y el volumen del probador a las condiciones estándar de manera que ambos puedan ser comparados sobre la misma base. En este proceso se corrigen las diferencias de temperatura y presión existentes entre el probador y el medidor de flujo.

En el cálculo de cantidad, los factores de corrección se utilizan para ajustar el volumen medido a las condiciones estándar, ajustando las inexactitudes asociadas con el desempeño del medidor, facilitando el cálculo mediante combinación de los mismos y posteriormente se establecen las cantidades no comercializables (S&W) del volumen medido.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### **7.4.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar para la medición dinámica**

A continuación se enumeran los procedimientos corporativos y formatos estándar asociados a la medición dinámica de hidrocarburos y biocombustibles en estado líquido:

##### **7.4.1.1. Liquidación de cantidades por medición dinámica**

ECP-VIN-P-MBC-PT-043	Procedimiento para Liquidación por Medición Dinámica de Cantidad de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-002	Tiquete para refinados.
ECP-VIN-P-MBC-FT-003	Tiquete para Crudos por Diferencia de Pulsos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-004	Tiquete para Crudos por Diferencia de Registros.
ECP-VIN-P-MBC-FT-005	Tiquete para GLP.

##### **7.4.1.2. Transmisores de campo**

ECP-VIN-P-MBC-PT-034	Procedimiento para Verificación y Ajuste de Lazos de Medición de Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-PT-042	Procedimiento de Verificación y Ajuste de Lazos de medición de Presión.

##### **7.4.1.3. Densidad en línea**

ECP-VSM-P-054	Procedimiento toma de densidad y calibración de densitómetros.
---------------	--

##### **7.4.1.4. Toma de muestras**

ECP-VIN-P-MBC-PT-052	Procedimiento para Toma Automática de Muestras en Línea, su Evaluación y Verificación.
----------------------	--

##### **7.4.1.5. Computadores de Flujo**

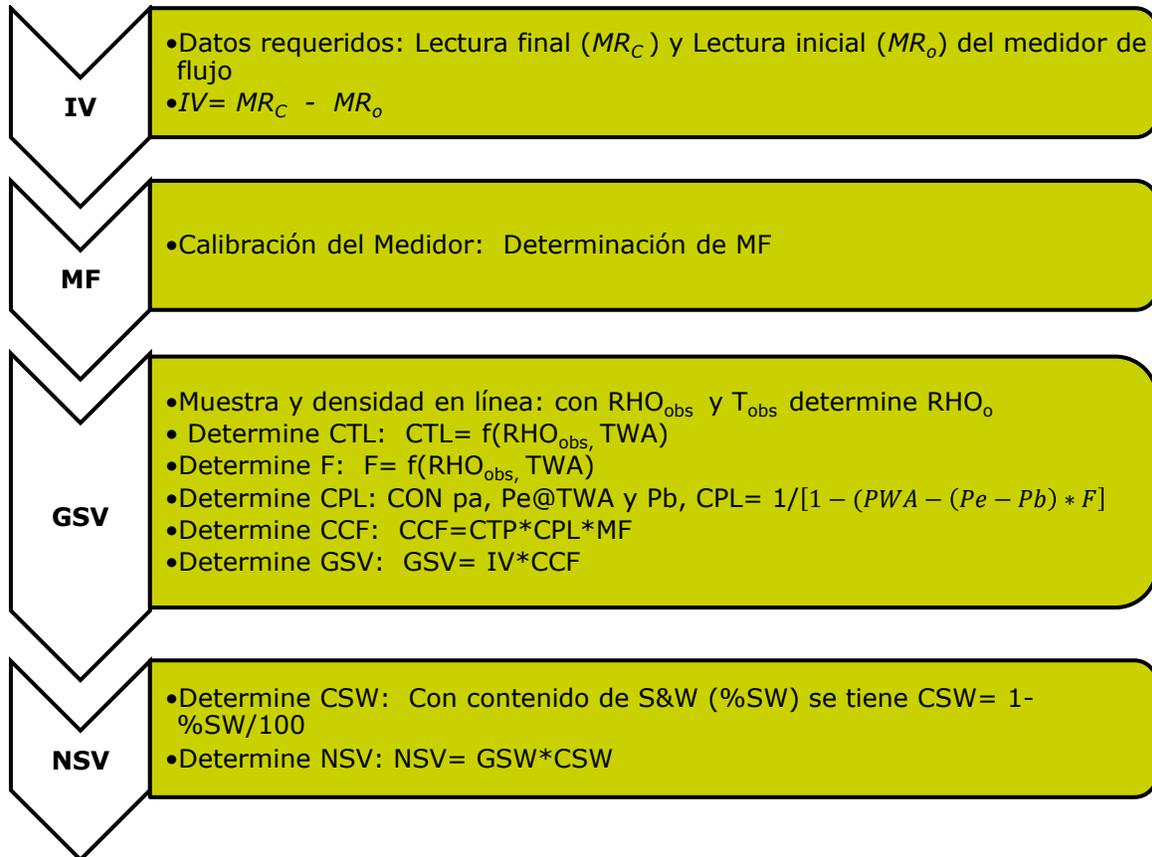
ECP-VSM-P-037	Procedimiento para Seguridad en Sistemas de Medición.
---------------	---

#### **7.4.2. Procedimiento para liquidación de tiquetes de medición**

El proceso detallado del cálculo de un tiquete de medición se puede consultar en el procedimiento corporativo ECP-VSM-P-043 el cual está basado en el API MPMS 12.2.2.

La secuencia del cálculo para la liquidación de un tiquete de medición dinámica es la siguiente:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>



**Figura 2. Proceso de Medición Dinámica.**



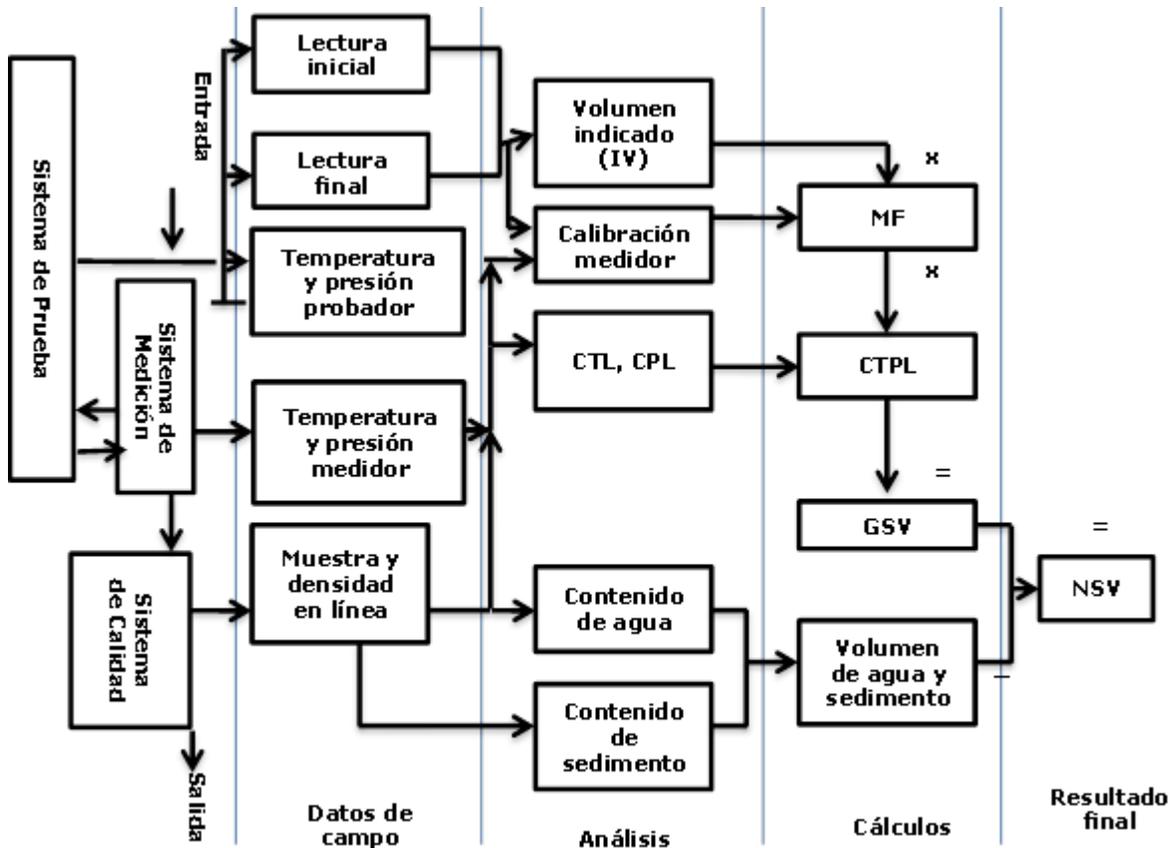
MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES  
CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO

VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA  
CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES

CÓDIGO CNE  
ECP-VIN-P-MBC-MT-012

Elaborado  
20/03/2013

Versión:  
1



### 7.4.3. Símbolos

En los cálculos matemáticos se utilizan como símbolos combinaciones de letras mayúsculas y minúsculas. En términos generales se utiliza letra "m" si el símbolo se refiere al medidor y la letra "p" si se refiere al probador.

La notación usada en este capítulo está basada en la existente en la versión más reciente del API MPMS 12.2.2. Por ejemplo, el API MPMS 11.1-2004 combina los factores CTL y CPL en un factor combinado denominado CTLP, que será incluido en la siguiente revisión del Capítulo 12 (ver Addendum 1 del API MPMS Capítulo 12 de agosto de 2007).

### 7.4.4. Densidad del líquido

Se debe determinar por un método de ensayo estándar apropiado o de ser necesario mediante correlaciones o ecuaciones de estado. Si se conoce la densidad base del producto ( $RHO_b$ ) o la densidad del líquido que fluye ( $RHO_{tp}$ ) la relación entre estas se determina por medio de la siguiente expresión:

$$RHO_{tp} = RHO_b * CTL * CPL$$

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

#### 7.4.5. Derivación de las ecuaciones del volumen base

Los factores de corrección volumétricos utilizados en la liquidación de tiquetes están basados en los siguientes criterios:

##### 7.4.5.1. Determinación del volumen indicado (IV)

El IV es el cambio en la lectura del medidor que ocurre durante un despacho o entrega. Se obtiene de la diferencia ente el valor de cierre del medidor ( $MR_C$ ) y el valor de apertura del medidor ( $MR_O$ ).

$$IV = MR_C - MR_O$$

##### 7.4.5.2. Determinación del volumen bruto estándar (GSV)

El GSV se obtiene de la siguiente expresión:

$$GSV = \frac{masa}{RHO_b}$$

La masa de cantidad medida puede obtenerse de la ecuación:

$$masa = IV * MF * RHO_{tp}$$

Por lo que:

$$GSV = IV * CTL * CPL * MF$$

##### 7.4.5.3. Determinación del volumen neto estándar (NSV)

El NSV es el volumen equivalente de un líquido a condiciones de referencia, excluidos los sedimentos y el contenido de agua:

$$NSV = GSV * CSW$$

Esta fórmula se puede expandir a la siguiente:

$$NSV = GSV * \left[ 1 - \left( \frac{\%S\&W}{100} \right) \right]$$

El contenido de S&W se deduce solamente al petróleo crudo; para los derivados, generalmente no se hace esta corrección, de tal modo que para estos productos  $GSV = NSV$ .

Ejemplo de un tiquete de medición:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
	<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013
		<b>Versión:</b> 1

<b>DATOS DEL PRODUCTO</b>		
	Producto	Crudo
	Gravedad API observada	40,7
	Temperatura observada, °F	75,1
	%S&W	0,149
<b>DATOS DEL MEDIDOR</b>		
	Lectura final ( $MR_C$ )	3.867.455,15 Bls
	Lectura inicial ( $MR_O$ )	3.814.326,76 Bls
	Factor del medidor ( $MF$ )	1,0016
	Temperatura promedio ( $TWA$ ) °F	76. 0
	Presión promedio, psig	80
<b>CÁLCULOS</b>		
1	Gravedad API @ 60 °F	39,4
2	$CTL$	0,9920
3	F- Factor	0,00000568
4	$CPL$	1,0005
5	$CCF = (CTL * CPL * MF)$	0,9941
	Volumen Indicado	
6	$IV = (MR_C - MR_O)$	53.128,39
	Volumen bruto estándar	
7	$GSV = (IV * CCF)$	52.814,93
8	$CSW = 1 - (\%S\&W / 100)$	0,99851
	Volumen neto estándar	
9	$NSV = (GSV * CSW)$	52.736,24 Bls

#### 7.4.6. Factores de corrección

Durante el proceso de cálculo de los tickets de medición se usan factores de corrección que afectan la densidad del líquido ( $CTL$  y  $CPL$ ), el factor del medidor ( $MF$ ) determinado durante un proceso de calibración del medidor y finalmente, cuando el líquido transferido es petróleo crudo, el factor de corrección de agua y sedimento ( $CSW$ ).

##### 7.4.6.1. Factores de corrección por la densidad del líquido

Los factores de corrección por la densidad del líquido son usados para corregir los cambios en la densidad debido a los efectos de temperatura y presión sobre el líquido.

##### a) Corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido

Si un líquido se somete a un cambio en temperatura, su densidad disminuirá si la temperatura aumenta o aumentará si la temperatura disminuye. Este cambio de densidad es proporcional al coeficiente de expansión térmica del líquido y la temperatura del producto. El factor de corrección por el efecto de la temperatura sobre la densidad del líquido es llamado  $CTL$ , y es función de la densidad base ( $RHO_b$ ) y la temperatura promedio ponderada ( $TWA$ ), en consecuencia:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

- Para el factor CTLp utilice la temperatura promedio del probador.
- Para el factor CTLm utilice la temperatura promedio del medidor.

Las tablas de corrección aplicables más comunes se muestran en la Tabla 15 de este capítulo. Para otros productos y variables de entrada diferentes consulte el MMH Capítulo 11 o el API MPMS 11.1.

### b) Corrección por efecto de la presión sobre el líquido (CPL)

Si un líquido de petróleo es sometido a un cambio en la presión, su densidad aumentará con un aumento en la presión y disminuirá si la presión disminuye. El factor de corrección por efecto de la compresibilidad del líquido se denomina CPL. El factor CPL es una función del factor de compresibilidad del líquido (F), de la presión promedio ponderada (PWA), de la presión de vapor de equilibrio (Pe) y la presión base (P<sub>b</sub>). El factor de compresibilidad del líquido (F), depende de la densidad base (RHO<sub>b</sub>) y de la temperatura promedio ponderada (TWA). El CPL se determina utilizando la siguiente expresión:}

$$CPL = \frac{1}{1 - [P - (Pe_a - Pb_a)] * F}, \text{ siempre y cuando } (Pe_a - Pb_a) \geq 0$$

Dónde:

P<sub>b</sub> = Presión base (en psia)

P<sub>e</sub> = Presión de vapor de equilibrio @ la temperatura del líquido medido (en psia). Para líquidos que tienen una presión de vapor de equilibrio menor o igual a una atmósfera a la temperatura de operación la expresión (P<sub>e</sub> - P<sub>b</sub>) = 0, con lo que la expresión se convierte en:

$$CPL = \frac{1}{1 - P * F}$$

Para GLP y NGL (líquidos con presión de vapor mayor que la atmosférica), se determina según la guía de cálculo del API MPMS 11.2.2 Addendum "Compressibility Factors for Hydrocarbons, Correlation of Vapor Pressure for Commercial Natural Gas Liquids"

P = Presión de operación (en psi)

F = Factor de compresibilidad del líquido.

El factor de compresibilidad F se determina dependiendo del tipo de producto aplicando:

- El API MPMS 11.1-2004 "Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils" (en reemplazo de los documentos API MPMS 11.2.1-1984 y API MPMS 11.2.1M-1984).
- El API MPMS 11.2.2-1986/GPA 8286-86 "Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350 - 0.637 Relative Density (60°F/60°F) and -50°F to 140°F Metering Temperature"
- El API MPMS 11.2.2M-1986/GPA 8286-86 "Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350 - 637 Kilograms per Cubic Meter Density (15°C) and 46°C to 60°C Metering Temperature".

Para calcular el factor CPL del probador y del medidor tenga en cuenta lo siguiente:

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

- Para el factor  $CPL_p$  se utiliza la temperatura y presión promedio del probador.
- Para el factor  $CPL_m$  se utiliza la temperatura y presión promedio del medidor.

#### 7.4.6.2. Factores de corrección aplicados al probador

Los cambios en el volumen del probador por efectos de la temperatura y presión sobre el acero de este son corregidos utilizando los factores CTS y CPS. Estos dos factores no se aplican al medidor debido a que los efectos de la temperatura y presión sobre la cámara del medidor son relativamente insignificantes y pueden ser ignorados, sus efectos se reflejan en el MF determinado durante la prueba.

##### a) Corrección por efecto de la temperatura en el acero (CTS)

El factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero (CTS) corrige cambio en el volumen por efecto de la contracción o expansión térmica del acero con que está fabricado el probador y su cálculo depende del tipo de probador así:

**Probadores convencionales de tubería:** El CTS para probadores de tubería, de tanque abierto y dispositivos de campo asume que este es construido con un material único y puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$CTS_p = 1 + (T_p - T_b) * Gc$$

Dónde:

- $T_p$  = temperatura promedio del líquido en el probador.
- $T_b$  = temperatura base (en sistema inglés 60 °F).
- $Gc$  = coeficiente de expansión cúbica por grado de temperatura del material del cual está hecho el probador o recipiente, normalmente se encuentra en el Reporte de Calibración de este. Use la Tabla 7 de este capítulo si no conoce el valor de  $Gc$ .

El CTS también se puede determinar a partir del tipo de acero utilizado y la temperatura observada utilizando las Tablas A-1 a la A-4 del API MPMS 12.2.1.

**Probadores de volumen pequeño o compacto con detectores externos:** en este caso los cambios en el volumen del probador que ocurren debido a la temperatura son definidos en función del cambio del área transversal del tubo probador y el cambio en la distancia entre los detectores de posición. El valor de factor CTS debe calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$CTS_p = [1 + (T_p - T_b) * Ga] * [1 + (T_d - T_b) * Gl]$$

Dónde:

- $T_p$  = Temperatura promedio del líquido en la cámara del probador.
- $T_d$  = Temperatura de la varilla de montaje de los detectores del probador (típicamente la temperatura ambiente a la sombra).
- $T_b$  = temperatura base (normalmente 60 °F).
- $Ga$  = Coeficiente térmico de expansión de área de la cámara del probador.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

$G_I$  = Coeficiente térmico de expansión lineal por grado de temperatura de la varilla donde se instalan los micro-interruptores detectores del probador.

Cuando no se conoce  $G_a$  y  $G_I$  puede remitirse a la Tabla 7 de este capítulo.

### b) Corrección por efecto de presión sobre el acero (CPS)

Este factor ajusta el volumen por efecto de la presión interna en el acero con el que está fabricado el tubo probador, el tanque probador o el dispositivo de medición. Para su cálculo use la ecuación:

$$CPS_p = 1 + \frac{(P_p - P_b) * ID}{E * WT}$$

Dónde:

$P_p$  = Presión promedio interna del probador (en psi)

$P_b$  = Presión base (en psi), normalmente es 0 psi, con lo que la ecuación se convierte en:

$$CPS_p = 1 + \frac{P_p * ID}{E * WT}$$

ID = Diámetro nominal interno en pulgadas del probador calculado como diámetro exterior del probador (OD) menos dos veces el espesor de la pared (WT):

$$ID = OD - 2 * WT$$

E = Módulo de elasticidad para el material del probador. Ver tabla 8 de este capítulo.

WT = Espesor de pared del tubo del probador (pulgadas).

Si el CPS no se conoce, pero se conoce el tipo de acero del probador utilizado y la presión observada, este se puede determinar utilizando las Tablas A-5 a la A-7 del API MPMS 12.2.1 Anexo A.

Sí el probador está diseñado con doble pared para igualar la presión interna con la externa de la cámara calibrada la sección interna del probador no está sujeta a una presión interna neta por lo que en este caso especial el factor CPS = 1,0000.

### 7.4.7. Factores de corrección combinados

Para minimizar los errores de precisión y redondeo ocasionados al multiplicar o dividir en serie varios factores de conversión, se ha establecido la metodología de combinar todos los factores requeridos en una secuencia determinada y con un nivel máximo de discriminación. De este modo, se combinan dos o más factores obteniendo un factor combinado (CCF), redondeando luego el CCF a un número especificado de decimales. Los siguientes factores se utilizan para minimizar errores en la secuencias de cálculos:

a) Para determinar GSV durante el cálculo de tiquetes de medición:

$$CCF = CTL * CPL * MF$$

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

b) Para determinar volumen del probador ( $GSV_p$ ) durante la calibración:

$$CCF_p = CTS_p * CPS_p * CTL_p * CPL_p$$

c) Para calcular el volumen de un medidor en proceso de prueba ( $ISV_m$ ):

$$CCF_m = CTL_m * CPL_m$$

d) Para determinar el  $GSV_{mp}$  de un probador maestro:

$$CCF_{mp} = CTS_{mp} * CPS_{mp} * CTL_{mp} * CPL_{mp}$$

e) Para determinar el  $GSV_{mm}$  de un medidor maestro cuando calibra un medidor de campo:

$$CCF_{mm} = CTL_{mm} * CPL_{mm} * MMF$$

f) Para calcular el volumen ( $ISV_{mm}$ ): de un medidor maestro utilizando un probador maestro:

$$CCF_{mm} = CTL_{mm} * CPL_{mm}$$

g) Para calcular el efecto combinado de la temperatura en el acero durante la rutina de calibración:

$$CCTS = CTS_{tm} / CTS_p$$

## 7.5. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DEL MEDIDOR (MF)

### 7.5.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar de calibración de medidores de flujo

A continuación se enumeran los procedimientos corporativos y formatos estándar asociados a la calibración de medidores de flujo:

ECP-VIN-P-MBC-FT-007	Calibración de Medidores de Flujo Másico con Tanque Probador.
ECP-VIN-P-MBC-FT-008	Verificación de Medidores de Flujo con Probador Compacto.
ECP-VIN-P-MBC-FT-009	Verificación de Medidores de Flujo con Probador Bidireccional.
ECP-VIN-P-MBC-FT-010	Calibración de Medidores de Flujo por el Método del Medidor Maestro (Master Meter).
ECP-VIN-P-MBC-FT-011	Actualización de Factores de Medidores.
ECP-VIN-P-MBC-PT-022	Procedimiento para Calibración de Medidores de Flujo en Volumen con Probador Volumétrico (Convencional o de Pequeño Volumen).
ECP-VIN-P-MBC-PT-029	Procedimiento para Elaboración de Cartas de Control de Medidores de Flujo.
ECP-VSM-P-038	Procedimiento para Verificación de los Medidores de Flujo.
ECP-VSM-P-041	Procedimiento para Cambio y Oficialización del Factor del Medidor de Flujo.
ECP-VSM-P-048	Procedimiento para Calibración en Masa de Medidores de Flujo Tipo Coriolis con Probador Volumétrico (Pequeño Volumen O Convencional)

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

### 7.5.2. Generalidades

El factor de calibración del medidor ajusta las inexactitudes del medidor al compararlo con el patrón volumétrico del probador. Se define como la relación entre el volumen corregido del probador ( $GSV_p$ ) y el volumen corregido del medidor ( $ISV_m$ ) durante el proceso de prueba. La determinación del factor del medidor se realiza de acuerdo a lo establecido en el API MPMS 12.2.3.

$$MF = \frac{GSV_p}{ISV_m}$$

Dónde:

$$GSV_p = BPV * CCF_p$$

$$ISV_m = IV * CCF_m$$

El API MPMS 12.2.3 establece dos métodos para el cálculo del factor del medidor (MF):

- **Método del promedio de factores (Método 1):** Este método consiste en determinar un rango de factores intermedios calculados para corridas de prueba seleccionadas, con un criterio de repetibilidad que no exceda el 0,05%. El promedio de estos factores intermedios será el factor del medidor.
- **Método del promedio de datos (Método 2):** En este método se promedian los datos de corridas seleccionadas (temperatura del probador y del medidor, presión del probador y del medidor y número total de pulsos o pulsos interpolados) y con los mismos se calcula el factor del medidor, con un criterio de repetibilidad tal que no exceda de 0,05%.

Los dos métodos de cálculo del factor del medidor se pueden aplicar indistintamente para diferentes tipos de probador. Entre los sistemas de prueba disponibles, tenemos:

- Probador de desplazamiento.
- Tanque probador.
- Medidor patrón ("master meter").

La utilización de un medidor patrón requiere que el mismo haya sido calibrado previamente con un "master prover" (probador de desplazamiento o tanque probador).

### 7.5.3. Requerimientos de repetibilidad

Para determinar el rango de repetibilidad se utilizan las siguientes ecuaciones:

Para el método No. 1:

$$R\% = \frac{(Factor\ máx - Factor\ mín)}{Factor\ mín} * 100$$

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

Para el método No. 2:

$$R\% = \frac{(Pulsos \text{ máx} - Pulsos \text{ mín})}{Pulsos \text{ mín}} * 100$$

La prueba del medidor se considera aceptable de acuerdo a los siguientes criterios:

- cuando se utiliza probador de desplazamiento o tanque probador la repetibilidad de la prueba debe encontrarse dentro de un rango que no exceda el límite de 0,05% cuando se realicen al menos dos (2) corridas.
- Cuando el medidor que está bajo prueba es un medidor maestro patrón ("master meter"), se deberá cumplir con un criterio de repetibilidad que no debe ser mayor a 0,02% cuando se realicen al menos dos (2) corridas.

**Aclaración:** si el medidor bajo prueba esta contra un patrón "master meter" aplica el criterio de mínimo dos corridas (run) y máximo 0,05% de repetibilidad".

Adicionalmente, como guía general, se deberá cumplir con los criterios señalados en el API MPMS 4.8, Apéndice A, Tabla A1 cuando se seleccione otro esquema para realización y aceptación de corridas.

## 7.6. CÁLCULO DE VOLUMEN BASE A PROBADORES POR EL MÉTODO LÍQUIDO

El método de calibración líquida consiste en el vaciado o desplazamiento de agua desde un probador hacia uno o más tanques volumétricos certificados. La certificación de los tanques volumétricos debe ser trazable a estándares de la una organización metroológica nacional o internacional.

El agua utilizada se asume que debe estar limpia, libre de aire o gases. Para corregir los volúmenes de agua desde las condiciones de flujo a las condiciones base se deben utilizar las correlaciones aplicables que se encuentran descritas en el API MPMS 12.2.1 Apéndice B.

### 7.6.1. Procedimientos corporativos y formatos estándar

El procedimiento detallado para determinar el volumen base de los diferentes tipos de probadores utilizados en ECOPETROL S.A., se encuentra descrito en los siguientes procedimientos corporativos:

ECP-VIN-P-MBC-FT-020	Formato para Calibración de Probador Unidireccional de Pequeño Volumen de Pistón por el Método del Drenado de Agua Volumétrico (Water Draw).
ECP-VIN-P-MBC-FT-021	Formato para Calibración de Probador Bidireccional por el Método del Drenado de Agua Volumétrico (Water Draw).
ECP-VIN-P-MBC-PT-040	Procedimiento para Calibración de Probadores Tipo Tanque por el Método del Drenado y Llenado de Agua Volumétrico.
ECP-VIN-P-MBC-PT-050	Procedimiento para Calibración de Probador Unidireccional de Pequeño Volumen de Pistón por el Método del drenado de agua Volumétrico.
ECP-VIN-P-MBC-PT-051	Procedimiento para Calibración de Probador Bidireccional por el Método del Drenado de Agua Volumétrico.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

## 7.6.2. Requerimientos de calibración

El volumen correspondiente a cada pasada de calibración se debe calcular individualmente para obtener el volumen corregido a las condiciones de referencia. Los requerimientos de calibración son una función de la clasificación de diseño del probador.

### 7.6.2.1. Probadores de desplazamiento, diseño unidireccional o bidireccional

La calibración para el diseño unidireccional se considera aceptable cuando el volumen obtenido para el probador corregido a condiciones de referencia (WDzb), para un mínimo de tres o más pasadas se encuentra dentro de un rango no mayor de 0,02%.

La calibración para el diseño bidireccional se considera aceptable cuando el volumen obtenido para el probador corregido a condiciones de referencia (WDzb), para un mínimo de tres o más pasadas de ida y regreso se encuentra dentro de un rango no mayor de 0,02%. El volumen calibrado del probador (CPV) para tres o más pasadas completas consecutivas se encuentra dentro de un rango no mayor de 0,02%. Las ratas de flujo en la ida y el regreso de una pasada deben ser iguales.

En ambos casos, la rata de flujo entre pasadas de calibración consecutivas deberá haber cambiado al menos 25%.

### 7.6.2.2. Tanques probadores

La calibración se considera aceptable cuando el volumen calibrado del probador (CPV), para dos o más corridas consecutivas se encuentra dentro de un rango máximo de 0,02%.

Luego del ajuste de la escala, se debe determinar un volumen de calibración adicional. Este volumen deberá encontrarse dentro de  $\pm 0,01\%$  del volumen calibrado (CPV) determinado previamente.

## 7.6.3. Repetibilidad

Para calcular y verificar el rango de los resultados, tanto en los probadores de desplazamiento como en los tanques probadores se obtiene el valor de la repetibilidad a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Rango \%} = \frac{(\text{Vol máx} - \text{Vol mín})}{\text{Vol mín}} * 100$$

## 7.6.4. Factores de corrección

Durante el proceso de cálculo del volumen base de un probador por el método de calibración líquida, se aplican los siguientes factores de corrección para tomar en cuenta los efectos de:

- Expansión térmica del agua en el probador que se calibra y en los tanques volumétricos de aforo.
- Expansión térmica del acero en el probador que se calibra y en los tanques volumétricos de aforo.
- La compresibilidad del agua en el probador que se calibra, debido a la presión.
- La distorsión elástica del probador que se calibra, debido a la presión.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

#### **7.6.4.1. Factores de corrección de densidad para el agua**

Los factores de corrección de densidad para el agua se emplean para dar cuenta de los cambios en la densidad debido a los efectos de la temperatura y la presión. Estos factores de corrección son los siguientes:

- a. CTDW: corrige el efecto de los cambios de densidad del agua debido a las diferencias de temperatura entre el probador y el patrón de calibración. Estos factores se relacionan en el API MPMS 11.2.3.
- b. CPL: corrige por el efecto de la compresibilidad en la densidad del agua.

#### **7.6.4.2. Factores de corrección para el probador y el patrón de calibración**

Los factores de corrección para el probador y los patrones de calibración se emplean para dar cuenta de los cambios en los volúmenes debido a los efectos de la temperatura y la presión sobre el acero. Estos factores de corrección son los siguientes:

- a. CTS: corrección por la expansión o contracción térmica del acero debido a la temperatura promedio del líquido.
- b. CPS: corrección por la expansión o contracción del acero debido a la presión promedio del líquido.

### **7.7. CÁLCULO DE VOLUMEN BASE A PROBADORES POR EL MÉTODO DE MEDIDOR PATRÓN**

El método del medidor patrón ("master meter") utiliza un medidor de transferencia (o estándar de referencia) que ha sido probado (calibrado) a las condiciones de operación existentes mediante un probador que ha sido previamente aforado por el método de calibración líquida. El medidor patrón se utiliza entonces para determinar en el campo el volumen calibrado de un probador de desplazamiento.

El probador a ser calibrado se alinea en serie con el medidor patrón y un probador de desplazamiento patrón. El líquido se hace circular a través de los tres elementos y el volumen determinado en el medidor patrón, corregido a condiciones de referencia se considera como el volumen de referencia. Este volumen se corrige por diferencias de temperatura y presión entre el volumen del probador que se calibra y el medidor de flujo patrón. Este es el volumen base del probador sometido a calibración.

En el API MPMS 12.2.5 se pormenorizan las condiciones específicas aplicables a este método de calibración.

### **7.8. CÁLCULO DE VOLÚMENES POR CONTRACCIÓN (SHRINKAGE) EN MEZCLAS DE HIDROCARBUROS LIVIANOS CON CRUDOS O ENTRE CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS**

El transporte de crudo y productos refinados puede ocasionar situaciones en las que hidrocarburos con diferentes densidades y propiedades sean mezclados. Estas mezclas de hidrocarburos de diferentes propiedades presentan como resultado discrepancias volumétricas con relación a la combinación ideal de mezclas, que normalmente representan la suma de sus componentes. La discrepancia es conocida como "shrinkage" ("contracción o reducción volumétrica por mezcla"), y originada porque las moléculas más pequeñas del producto más liviano llenan los espacios vacíos de las moléculas más pesadas. Por

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

eso, al mezclar nafta y crudo en proporción volumétrica de 100 y 50 barriles respectivamente, no se obtendrán 150 barriles totales de mezcla, sino menos volumen dependiendo de las densidades y la relación de los componentes de la mezcla.

El API MPMS 12.3 proporciona un procedimiento para cuantificar la reducción del volumen que ocurre al mezclar hidrocarburos de diferente densidad o gravedad API y muestra los factores de contracción relacionados con el inverso de la densidad (sistema métrico) o diferencial en la gravedad API para las mezclas de 0 a 100 por ciento de livianos con los hidrocarburos pesados.

La mayoría de los datos disponibles en el API MPMS 12.3, son para mezclas de hidrocarburos livianos y pesados, e indican los cambios en contracción volumétrica. Sin embargo, existe una amplia información donde se presenta expansión volumétrica de ciertas mezclas de crudos con hidrocarburos livianos. Estos resultados fueron excluidos de la base de datos que se utiliza en el API MPMS 12.3 porque no pueden ser predichos simplemente con base en la densidad. También, porque hay pocas muestras disponibles de la variación de los datos de contracción con temperatura y presión. Por lo tanto, se recomienda que la correlación se utilice solamente para predicciones cercanas a 15°C (60°F) y entre 100 kPa (15 psia) y 700 kPa (115 psia), puesto que los datos fueron obtenidos bajo esas condiciones.

Para las situaciones donde puede haber una duda sobre la aplicabilidad de la ecuación o las tablas, se recomienda que uno de los métodos de prueba discutidos en el API MPMS 12.3 Apéndice C sea utilizado para proporcionar el mejor análisis.

### 7.8.1. Tablas de contracción volumétrica en mezclas de hidrocarburos

El API MPMS 12.3 presenta las siguientes tablas estándar para el cálculo de la contracción volumétrica:

- a. **Tabla 3:** factores de contracción volumétrica en porcentaje para mezclas de dos hidrocarburos con diferencias en gravedad desde 10 a 100 °API y desde 1 a 99% del componente liviano en la mezcla total. Como variable de entrada se utiliza la diferencia en gravedad API entre los componentes livianos y pesados de la mezcla y el porcentaje en volumen del hidrocarburo liviano en la mezcla para obtener el porcentaje de contracción del volumen total de la mezcla. La multiplicación del factor del porcentaje extraído de la tabla (dividido por 100) por el volumen total de la mezcla es igual a la contracción volumétrica que ocurre al mezclar los componentes liviano y pesado.
- b. **Tabla 4 (Sistema Métrico):** diferencia del inverso de la densidad en  $\text{m}^3/\text{kg}$  (multiplicado por 1000) para las densidades de los hidrocarburos livianos a partir de 580 a 890  $\text{kg}/\text{m}^3$  a 15 °C y densidades de hidrocarburos pesados a partir de 980 a 640  $\text{kg}/\text{m}^3$  a 15 °C. Como variable de entrada se emplean las densidades de los componentes livianos y pesados en  $\text{kg}/\text{m}^3$  para obtener el inverso de la densidad del componente liviano (dL) menos el inverso de la densidad del componente pesado (dH), requeridos para entrar en la Tabla 5.
- c. **Tabla 5 (Sistema Métrico):** factores de contracción volumétrica en porcentaje para mezclas de dos hidrocarburos con diferencias en inverso de densidad a 15 °C en  $\text{m}^3/\text{kg}$  determinados de la Tabla 4, a partir 1 a 99% del componente liviano en la mezcla total. Como variable de entrada para esta tabla se usa la diferencia entre los inversos de las densidades de los componentes liviano y pesado (Tabla 4) y el porcentaje del componente liviano en la mezcla total para determinar el porcentaje de contracción del volumen total de la mezcla. La multiplicación del factor de porcentaje extraído de la Tabla (dividido por 100) por el volumen total de la mezcla es igual a la contracción de volumen que ocurre al mezclar el componente liviano con el hidrocarburo pesado.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES</b>	
	<b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
<b>CÓDIGO CNE</b> ECP-VIN-P-MBC-MT-012	<b>Elaborado</b> 20/03/2013	<b>Versión:</b> 1

### 7.8.2. Cifras significativas y niveles de discriminación

La Tabla 17 muestra los niveles de discriminación sugeridos para calcular el factor de encogimiento.

**Tabla 17. Niveles de Discriminación para Cálculos.**

(Fuente API MPMS 12.3)

Variable	Unidades USC	Unidades SI
Volumen de los componentes	X, <b>xx</b> barriles	X, <b>xx</b> m <sup>3</sup>
Densidad de los componentes	X, <b>xx</b> °API	XXX, <b>x</b> kg/m <sup>3</sup>
Porcentaje del componente liviano	XX, <b>x</b> %	XX, <b>X</b> %
Diferencia de gravedad API	X, <b>xx</b> °API de diferencia	-----
Diferencia del inverso de la densidad	-----	0, <b>xxxx</b> (m <sup>3</sup> /kg)x10 <sup>3</sup>
S = contracción volumétrica	XX, <b>xxxx</b> %	XX, <b>xxxx</b> %
Contracción del volumen	XX,0 barriles	XX, <b>x</b> m <sup>3</sup>

Los valores del porcentaje total de contracción presentados en las Tablas 3 y 5 del API MPMS 12.3 se dan con cuatro dígitos después del decimal. Los errores de la predicción y de la medición apoyan solamente una resolución máxima de dos dígitos (XX,**xx** para el porcentaje de contracción). Los dígitos adicionales se muestran solamente por conveniencia en los cálculos que implican cantidades en transferencia de custodia. Si la correlación se utiliza para corregir valores en el balance de un fluido, se debe notar que la contracción calculada es técnicamente soportada con aproximación de dos dígitos.

### 7.8.3. Ecuaciones

Las siguientes ecuaciones fueron utilizadas para calcular las tablas que predicen el encogimiento volumétrico de una mezcla.

#### a) Unidades USC (Customary Units)

$$S = 4,86x10^{-8} * C(100 - C)^{0,819} * G^{2,28}$$

Dónde:

S = Contracción volumétrica, como un porcentaje del volumen ideal total mezclado.

C = Porcentaje de concentración del volumen de hidrocarburo liviano en el total de la mezcla.

G = Diferencia de gravedad en grados API.

#### b) Sistema Internacional de unidades (SI)

$$S = 2,69x10^{-4} * C(100 - C)^{0,819} * (1/dL - 1/dH)^{2,28}$$

Dónde:

S = Contracción volumétrica, como un porcentaje del volumen ideal total mezclado

C = Porcentaje de concentración del volumen de hidrocarburo liviano en el total de la mezcla.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

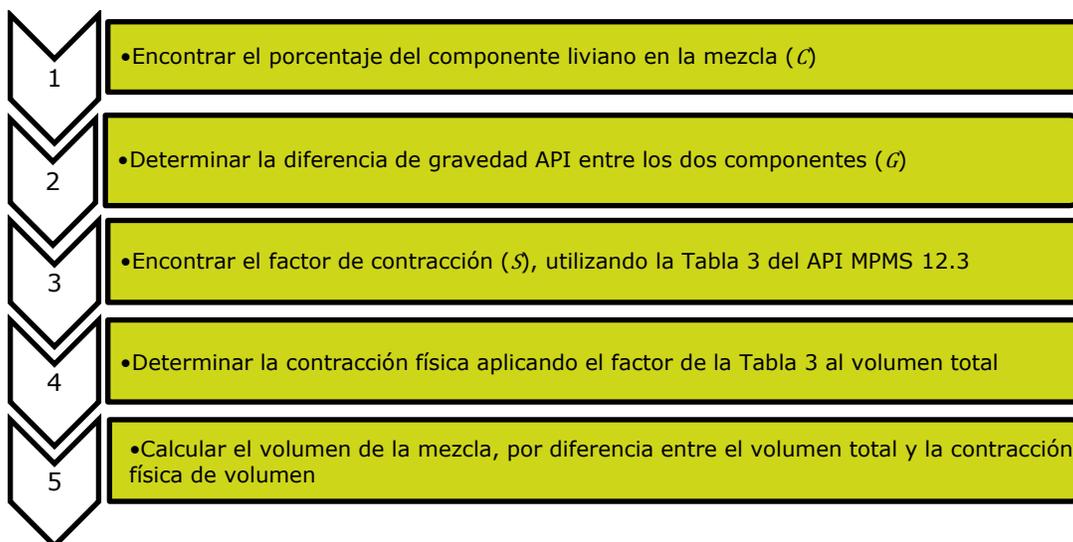
$(1/dL - 1/dH)$  = Diferencia de los inversos de la densidad de los componentes livianos ( $dL$ ) y pesados ( $dH$ ) en  $m^3/kg$ .

Su uso es para cuantificar la contracción del volumen que ocurre cuando hidrocarburos más livianos ( $580-890 \text{ kg/m}^3$ ,  $112-27 \text{ }^\circ\text{API}$ ) se mezclan con petróleo crudo ( $644-979 \text{ kg/m}^3$ ,  $88-13 \text{ }^\circ\text{API}$ ).

Los factores de contracción se calculan teniendo en cuenta las densidades estándares del hidrocarburo liviano y del petróleo crudo (en cualquiera de los sistemas de unidades, ya sea el Sistema Internacional de Unidades [SI] o las unidades comúnmente utilizadas en la industria petrolera) y la fracción de volumen del hidrocarburo.

#### 7.8.4. Procedimiento de cálculo de reducción de volumen por mezcla

A continuación se describen los cinco pasos para calcular la reducción de volumen a partir de los datos iniciales, uso de tablas, cálculo de factores de contracción y finalmente cálculo del volumen de mezcla:



#### 7.8.5. Ejemplo de cálculo con el uso de tablas

Al mezclar 95.000 barriles de crudo  $30,7 \text{ }^\circ\text{API}$  y 5.000 barriles de gasolina natural  $86,5 \text{ }^\circ\text{API}$  se tendrá:

**a. Primer paso** — determinar la concentración ( $C$ ) de hidrocarburo liviano en el volumen total:

$$C = \frac{5.000}{100.000} * 100 = 5\%$$

**b. Segundo paso** — encontrar la diferencia de gravedad API ( $G$ ):

$$G = 86,5 - 30,7 = 55,8$$

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>

**c. Tercer paso** — encontrar el factor de contracción (S):

Buscando en la tabla No 3 del API MPMS 12.3, el porcentaje de hidrocarburo liviano de la mezcla (5%) y la diferencia de gravedad API de los dos productos mezclados se encuentra que:

Diferencia gravedad API	Factor de contracción
55,0	0,0941
55,8	
56,0	0,0980

Puesto que el valor de la diferencia de las gravedades API de los productos mezclados cae entre dos valores enteros, es necesario realizar una interpolación lineal, de la siguiente manera:

$$S = 0,0941 + \frac{(55,8 - 55) * (0,0980 - 0,0941)}{56,0 - 55,0} = 0,0972\%$$

**d. Cuarto paso** — determinar la contracción física:

$$S = \frac{100.000 * 0,0972}{100}$$

$$S = 97 \text{ barriles}$$

**e. Quinto paso** — determinar el volumen de la mezcla:

$$\text{Volumen mezcla} = 100.000 - 97 = 99.903 \text{ barriles}$$

## 8. CONTINGENCIAS

No aplica.

## 9. REGISTROS

No aplica.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

No aplica.

## 11. ANEXOS

No aplica.

	<b>MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES</b> <b>CAPITULO 12 - CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</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-012</b>	<b>Elaborado</b> <b>20/03/2013</b>	<b>Versión:</b> <b>1</b>

**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