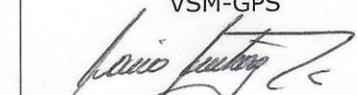


	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

RELACIÓN DE VERSIONES

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

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

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1. OBJETO	4
2. ALCANCE	4
3. GLOSARIO	4
4. DOCUMENTOS DEROGADOS	5
5. REFERENCIAS NORMATIVAS	5
5.1. NORMATIVA INTERNA	5
5.2. NORMATIVA EXTERNA	5
6. CONDICIONES GENERALES	7
7. DESARROLLO	9
7.1. LÍMITES DE TEMPERATURA, PRESIÓN Y DENSIDAD	9
7.2. CLASIFICACIÓN DE LOS LÍQUIDOS	9
7.3. APLICACIÓN DE TABLAS PARA SUSTANCIAS ESPECÍFICAS	11
7.3.1. Crudos parafínicos	11
7.3.2. Gasolinas naturales y productos condensados provenientes del gas de pozo	11
7.3.3. GLP y NGL	11
7.3.4. LNG	12
7.3.5. Compuestos puros	12
7.3.6. Mezcla gasolina – alcohol	13
7.3.7. Combustibles reformulados	13
7.3.8. MTBE (Metil-ter-butil éter)	13
7.3.9. Biodiesel	13
7.3.10. Ciclo-hexano y aromáticos	13
7.3.11. Asfalto	14
7.4. TABLAS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO	14
7.5. CÁLCULO DEL CTL Y DEL CPL PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	15
7.5.1. Ecuaciones para cálculo del CTL y del CPL	15
7.5.2. Método para convertir unidades de densidad, presión, temperatura, factor de expansión térmica y densidad relativa	16
7.5.3. Método para convertir temperatura de una base ITS-90 a base IPT-68	18
7.5.4. Redondeo de valores	19

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

7.5.5. Método para corregir temperatura, presión alternas de un volumen y densidad medidos a condiciones base	21
7.5.6. Cálculo del CTL para productos aromáticos	24
7.5.7. Cálculo del CTL para asfalto	25
7.6. INTER-CONVERSIONES ENTRE MASA, PESO Y VOLUMEN	26
8. CONTINGENCIAS	27
9. REGISTROS	27
10. BIBLIOGRAFÍA	27
11. ANEXOS	27

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

1. OBJETO

Este capítulo del manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles de ECOPEPETROL S.A., es una guía para facilitar la determinación de los factores de corrección por efecto de la temperatura y presión que afectan la densidad y volumen del líquido, y que inciden en la cantidad volumétrica de hidrocarburos y biocombustible líquidos.

2. ALCANCE

Aplica en la corrección volumétrica a condiciones de referencia y a condiciones alternas de tres grupos de productos: crudos, productos refinados líquidos y aceites lubricantes que se encuentran en estado líquido a condiciones normales de operación, para liquidación de las operaciones de transferencia de custodia, control de inventarios, fiscalización y control operacional de la cadena de suministro.

Incluye también una categoría adicional para aplicaciones especiales, en la cual se establece la corrección con base en un coeficiente de expansión térmica obtenido experimentalmente.

3. GLOSARIO

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

Dentro de este capítulo aplican las siguientes definiciones:

- **Condiciones "Alternas":** Son las condiciones de temperatura y presión, a las cuales la densidad observada o estándar puede ser corregida.
- **Condición "Estándar" ó "Base":** Son las condiciones de temperatura y presión a las cuales se expresa el volumen líquido, para propósitos de transferencia de custodia. Las temperaturas actualmente aceptadas en el mundo son 60°F, 15°C y 20°C y presión manométrica cero psi (para productos no volátiles a la temperatura estándar) y presión de vapor de líquido (para productos volátiles). Estos dos términos tienen el mismo significado.
- **Condiciones "Observadas":** Son los valores de la temperatura y la presión a la cual la densidad de un líquido ha sido medida. A partir de estas condiciones observadas se pueden desarrollar cálculos para corregir la densidad a otras condiciones de temperatura y presión.
- **IPTS-68:** (International Practical Temperature Scale of 1968).
- **ITS-90:** (International Temperature Scale of 1990) Escala Internacional de Temperatura absoluta acordada en 1990 reemplazo las escalas IPTS-68 y la EPT-76 (1976 Provisional 0.5 K to 30 K Temperature Scale) y fijó por definición el punto triple del agua (donde coexisten en equilibrio el agua sólida, líquida y gaseosa) como 273,16 K.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

- **MPMS:** Manual de estándares de medición del petróleo generado por el American Petroleum Institute (API). El acrónimo corresponde a su nombre en inglés Manual of Petroleum Measurement Standards.

4. DOCUMENTOS DEROGADOS

- ECP-VSM-M-001-11 Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 11 - Factores de Corrección Volumétrica.

5. REFERENCIAS NORMATIVAS

5.1. NORMATIVA INTERNA

CÓDIGO CNE	CÓDIGO ANTIGUO	TÍTULO
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-007	ECP-VSM-M-001-7	Manual de Medición de Hidrocarburos Y Biocombustibles Ccapítulo 7 Medición De Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-MT-012	ECP-VSM-M-001-12	Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 12 - cálculo de cantidades de petróleo.

5.2. NORMATIVA EXTERNA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)

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 (includes Addendum 1 September 2007).
API 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.
API MPMS 11.2.2 ADDENDUM	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 - Physical Properties Data Addendum to Section 2, Part 2 - Compressibility Factors for Hydrocarbons, Correlation of Vapor Pressure for Commercial Natural Gas Liquids.
API 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

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

	Temperature.
API 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.
API 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 Density/Weight/Volume Intraconversion Includes: <ul style="list-style-type: none"> • 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 11.5.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 - Physical Properties Data Section 5 - Density/Weight/Volume Intraconversion Part 1 - Conversions of API Gravity at 60 °F.
API MPMS 11.5.2	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 - Physical Properties Data Section 5 - Density/Weight/Volume Intraconversion Part 2 - Conversions for Relative Density (60/60 °F).
API MPMS 11.5.3	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 - Physical Properties Data Section 5 - Density/Weight/Volume Intraconversion Part 3 - Conversions for Absolute Density at 15 °C.
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 – Introductions.
MPMS 12.2.2	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 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 Method.
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 -

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

Calculation of Base Prover Volume by Master Meter Method.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM)

D1250	Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables (API MPMS 11.0).
D1555	Standard Test Method for Calculation of Volume and Weight of Industrial Aromatic Hydrocarbons and Cyclohexane.
D1555M	Standard Test Method for Calculation of Volume and Weight of Industrial Aromatic Hydrocarbons and Cyclohexane [Metric].
D4311/D4311M	Standard Practice for Determining Asphalt Volume Correction to a Base Temperature.
D4784	Standard Specification for LNG Density Calculations Models.

GAS PROCESSORS ASSOCIATION (GPA)

GPA STD 8195	Tentative Standard for Converting Net Vapor Space Volumes to Equivalent Liquid Volumes.
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. (API MPMS 11.2.2-1986).
GPA 8286-86(M)	Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350 – 637 Kilograms per Cubic Meter Density (15°C) and 46°C to 60°C Metering Temperature” (API MPMS 11.2.2M-1986).
GPA TP-15	A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs (API MPMS 11.2.5).
GPA TP-27	Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG — Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, and 60E”. (API MPMS 11.2.4).

6. CONDICIONES GENERALES

La densidad y consecuentemente el volumen de los hidrocarburos es sensible a cambios en las condiciones de temperatura y presión. Los factores de corrección de volumen (VCF), se usan para corregir los volúmenes observados a volúmenes equivalentes a condiciones estándar (condiciones base) de temperatura y presión, y se utilizan como referente para obtener mediciones volumétricas equitativas en el comercio general.

El estándar API MPMS Capítulo 11 — “Physical Properties Data, Section 1 — Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils (Adjunct to ASTM D 1250-04 and IP 200/04) de Mayo 2004, Addendum 1, Sept. 2007”, (de aquí en adelante API MPMS 11.1), establece procedimientos para la corrección volumétrica a condiciones de referencia y a condiciones alternas de tres grupos de productos: crudos, productos refinados líquidos y aceites lubricantes. El estándar incluye también una categoría adicional para aplicaciones especiales, en la cual

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

se establece la corrección con base en un coeficiente de expansión térmica obtenido experimentalmente.

Las series de correlaciones determinadas en el API MPMS 11.1., tienen aplicabilidad en crudos, productos refinados o aceites lubricantes que se encuentran en estado líquido a condiciones normales de operación. El estándar establece un procedimiento por el cual la medición de densidad de estos productos tomada a cualquier condición de temperatura y presión, se puede corregir a una densidad equivalente a condiciones base. El estándar también suministra un método para efectuar la conversión a condiciones de temperatura alterna.

Los factores de corrección, en su forma básica, son la salida de una serie de ecuaciones que están basadas y derivadas de una serie de datos empíricos relacionados con el cambio volumétrico de hidrocarburos en un rango amplio de temperaturas y presiones. En su forma tradicional, estos factores han sido listados de una forma tabular denominada Tablas de Medición del Petróleo.

Los productores, transportadores, refinadores y distribuidores, usan las Tablas para corregir las densidades y volúmenes a la temperatura base de 60°F, 15°C, o 20°C, que son las temperaturas adoptadas internacionalmente por la industria del petróleo.

El API MPMS 11.1 suministra el algoritmo y el procedimiento de implementación para la corrección de los efectos de la temperatura y la presión sobre la densidad y el volumen de los hidrocarburos líquidos que están catalogados en las categorías de crudos, productos refinados o aceites lubricantes. El factor combinado para los efectos de corrección por temperatura y presión sobre la densidad y el volumen, se denomina factor de corrección para temperatura y presión de un líquido (CTPL) y se reporta con un nivel de precisión de cinco cifras decimales. La porción temperatura de esta corrección ha sido denominada históricamente como corrección por efecto de temperatura en el líquido (CTL) y la porción presión como corrección por efecto de presión en el líquido (CPL).

Los parámetros de salida (CTL, Fp, CPL y CTPL) de este capítulo son utilizados en otros capítulos del API MPMS y del MMH.

El propósito de este capítulo es proporcionar los lineamientos necesarios para registrar, analizar y controlar las variaciones de los factores del medidor para que sean consistentes con los objetivos de las partes afectadas por el comportamiento operacional del sistema de medición, para lo cual es necesario establecer unos límites de aceptación para los MF.

Los datos y ejemplos utilizados en este capítulo son típicos en operaciones de medición para transferencia de custodia para fluidos con baja presión de vapor. Sin embargo, los procedimientos pueden ser aplicados a operaciones de medición que no sean de transferencia de custodia, o para líquidos con alta presión de vapor.

Para estimar de forma simplificada la presión de vapor de equilibrio (P_e) de varios gases naturales licuados, si se conoce la densidad relativa [60°F/60°F] y la temperatura del proceso, utilice la Publicación Técnica, publicada por el API como MPMS 11.2.5-2007. "A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs". El procedimiento descrito es aplicable a cuatro clasificaciones importantes de mezclas fluidas del petróleo: propanos comerciales, butanos comerciales, gasolinas naturales y fluidos ligeros terminados (mezclas etano-propano y líquidos con altos contenido de etano) y cubre rangos de densidad relativa de 0,350 a 0,675 y rangos de temperaturas de - 50°F a 140°F. El

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

procedimiento es una extensión de la publicación técnica GPA TP-15 (1988) / API MPMS Addendum al capítulo 11.2.2-1994, para incluir líquidos ligeros en el rango de densidad relativa de 0,350 a 0,490.

7. DESARROLLO

7.1. LÍMITES DE TEMPERATURA, PRESIÓN Y DENSIDAD

En la Tabla 1, se relacionan los límites de temperatura, densidad y presión para cada tipo de producto, de acuerdo con el API MPMS 11.1:

Tabla 1. Límites de Aplicación del Estándar API MPMS 11.1.

GRUPO		RANGO GRAVEDAD API	RANGO DENSIDAD kg/m ³
Crudos		$-10 \leq \text{°API} \leq 100$	$610,6 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 1163,5$
Productos refinados	Gasolinas	$52 \leq \text{°API} \leq 100$	$610,6 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 770,3520$
	Zona de transición	$48 \leq \text{°API} \leq 52$	$770,3520 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 787,5195$
	Jet	$37 \leq \text{°API} \leq 48$	$787,5195 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 838,3127$
	Fuel Oil	$-10 \leq \text{°API} \leq 37$	$838,3127 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 1163,5$
Lubricantes		$-10 \leq \text{°API} \leq 45$	$800,9 \leq \rho_{60\text{°F}} \leq 1163,5$
Aplicaciones especiales		α_{60} , por °F: $230,0 \times 10^{-6}$ a $930,0 \times 10^{-6}$ por °C: $414,0 \times 10^{-6}$ a $1674,0 \times 10^{-6}$	
Temperatura °F [°C]		-58 a 302 (-50,00 a 150,00)	
Presión psig (KPa)[bar]		0 a 1500 (0 a 10340) [0 a 103,4]	

7.2. CLASIFICACIÓN DE LOS LÍQUIDOS

El API MPMS 11.1 enumera una serie de productos con nombres genéricos de industria catalogándolos dentro de cada una de las categorías:

En el grupo crudos, se incluye todo fluido denominado petróleo crudo cuya densidad caiga en el rango de -10 a 100 °API, al igual que aquellos crudos que han sido estabilizados para propósito de transporte o de almacenamiento siempre y cuando su gravedad API, se encuentre en dicho rango.

NOTA: La densidad de los crudos parafínicos debe ser determinada a una temperatura por encima del punto de nube, puesto que a temperaturas por debajo se puede formar una cera sólida que sedimenta.

El condensado del gas natural es de naturaleza parafínica, está compuesto principalmente de butanos, pentanos, hexanos y heptanos. Este producto debe ser considerado parte del grupo crudos.

En la categoría de productos refinados, se encuentran entre otros los siguientes productos:

- Gasolinas regular y extra / Premium.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

- Naftas craqueada, virgen y pesada.
- Virgin-oil.
- ACPM, diesel de bajo contenido de azufre.
- Jet A1.
- Keroseno.
- Combustóleo.
- Alquilato.
- Avigas.
- Disolventes 1, 2, 3 y 4.
- Mezcla de hexanos (producto denominado hexano en la GRB).

Un aceite lubricante se considera que pertenece al grupo de aceites lubricantes generalizados, si su base es derivada del fraccionamiento por destilación del crudo o por precipitación de asfalto. Adicionalmente, deben presentar puntos de ebullición iniciales mayores que 700°F (370°C) y densidades en el rango aproximadamente –10 a 45 °API. Dentro de la categoría se encuentran los siguientes productos:

- Bases parafínicas liviana, media y Bright Stock.
- Destilados parafínicos liviano y medio.
- Bases nafténicas media y pesada.
- Destilados nafténicos medio y pesado.
- Parafinas liviana, media y micro-cristalina.
- Eco oil.

La categoría de aplicaciones especiales, comprende productos generalmente puros o mezclas homogéneas con composición química estable derivados del petróleo, o productos de petróleo con proporciones menores de otros constituyentes y que han sido sometidos a pruebas y ensayos para establecer un factor específico de expansión térmica para el fluido particular. Estas tablas se deben usar cuando:

- Los parámetros del otro grupo generalizado no representan adecuadamente las propiedades de expansión térmica del líquido.
- COMPRADOR y VENDEDOR acuerden que, para este propósito, un mayor grado de equidad puede ser obtenido si se utilizan factores específicamente medidos para el líquido involucrado en la transacción.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

7.3. APLICACIÓN DE TABLAS PARA SUSTANCIAS ESPECÍFICAS

Las siguientes son guías para el uso de correlaciones en productos específicos:

7.3.1. Crudos parafínicos

Es una convención en la industria petrolera, aplicar las tablas generalizadas de crudos a los crudos parafínicos, incluso cuando estos se encuentran a temperaturas debajo de las cuales la parafina forma una fase separada. Sin embargo, la densidad del crudo debe ser determinada en una temperatura en la cual el aceite exista como una sola fase líquida.

7.3.2. Gasolinas naturales y productos condensados provenientes del gas de pozo

Los gasolinas naturales son sustancias parafínicas y no son realmente productos refinados. Estas sustancias se deben considerar parte del grupo generalizado de crudos.

La gasolina de goteo es el condensado parafínico obtenido de una mezcla de líquidos provenientes de la producción del gas natural de pozo, y se encuentra compuesto principalmente de butanos, pentanos, hexanos y heptanos. Este condensado de gas se debe también considerar parte del grupo generalizado de crudos.

La gasolina natural aromática se debe considerar parte del grupo generalizado de productos refinados.

7.3.3. GLP y NGL

Los Gases Licuados del Petróleo (GLP) y los líquidos de Gas Natural (NGL), son predominantemente butano y propano separados de la gasolina natural, o del gas natural, o producidos durante los procesos de refinación. El API MPMS 11.1 no incluye dentro de su alcance los NGLs y LPGs, pues estos tienen una densidad menor que el valor inferior de su rango de cobertura y adicionalmente, las tablas aplican a productos que no tienen que ser almacenados en recipientes presurizados a temperaturas normales.

Para propósitos de transferencia en custodia los volúmenes de NGL y LPG, son determinados a una temperatura base fija y a presión de saturación, puesto que las transferencias son realizadas a condiciones de presión y temperatura diferentes a las condiciones estándar. Los volúmenes son ajustados a las condiciones estándar aplicando correcciones por temperatura (CTL) y presión (CPL). Para determinar los valores de estos, se deberá proceder así:

- **Corrección por temperatura:** Para calcular los factores de corrección por temperatura (CTL) de líquidos con densidad relativa 60°/60° en el rango de 0,3500 a 0,6880 (272,8 a 74,2 °API) (equivalente a densidad a 15°C de 351,7 a 687,8 kg/m³ y a densidad a 20°C de 331,7 a 683,6 kg/m³) y temperaturas de -50,0 a 199,4°F (-46 a 93°C), se deberá usar la publicación técnica GPA TP-27, publicada por el API como MPMS 11.2.4.

NOTA: En todas las condiciones, se asume la presión en las condiciones de saturación (también conocida como punto de burbuja o presión de vapor de saturación).

- **Corrección por presión:** El factor de corrección por efecto de la compresibilidad del líquido (CPL) es una función del factor de compresibilidad del líquido (F), de la presión promedio ponderada

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES		
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

(PWA), de la presión de vapor de equilibrio (P_e) y la presión base (P_b). Para GLP y NGL esta se determina mediante la guía de cálculo del API MPMS 11.2.2 Addendum de 1994.

El factor de compresibilidad del líquido (F), depende de la densidad base (RHO_b) y de la temperatura promedia ponderada (TWA). Este se determina dependiendo del tipo de producto aplicando el API MPMS 11.2.2-1986/GPA 8286- o el API MPMS 11.2.2M-1986/GPA 8286-86(M).

Para estimar de forma simplificada la presión de vapor de equilibrio (P_e) de varios gases naturales licuados sí se conocen la densidad relativa [60°F/60°F] y la temperatura del proceso, utilice la Publicación Técnica GPA TP-15, publicada por el API como MPMS 11.2.5-2007. El procedimiento descrito es aplicable a cuatro clasificaciones importantes de mezclas fluidas del petróleo: propanos comerciales, butanos comerciales, gasolinas naturales y fluidos ligeros terminados, (mezclas etano-propano y líquidos con altos contenido de etano) y cubre rangos de densidad relativa de 0,350 a 0,675 y rangos de temperaturas de -50°F a 140°F. El procedimiento es una extensión de la publicación técnica GPA TP-15 (1988) / API MPMS Addendum al Capítulo 11.2.2-1994 para incluir líquidos ligeros en el rango de densidad relativa de 0,350 a 0,490.

- **Conversión de fase gaseosa a fase líquida a 60°F:** Use la norma GPA 8195 la cual cubre el rango de densidad relativa 60/60°F entre 0,400 a 0,6500, temperatura de - 50,0 a 140,0°F y presiones hasta 280 psia.

La rutina de cálculo para la conversión puede consultarse en el procedimiento corporativo ECP-VSM-P-023(código antiguo) y ECP-VIN-P-MBC-PT-023 (código CNE).

7.3.4. LNG

El LNG (Liquefied Natural Gas) está conformado principalmente por metano, etano y propano y es menos denso que los líquidos cubiertos por el API MPMS 11.1.

El ASTM permite determinar (calcular) la densidad de mezclas de LNG saturado de 90 a 120K, dentro del 0,1% de su valor real sí se conoce la presión, temperatura y composición de la mezcla.

7.3.5. Compuestos puros

El comportamiento de los compuestos parafínicos puros (C5+) está representado por las correlaciones del grupo generalizado de crudos. Los compuestos puros no-parafínicos (C5+) no están representados con las correlaciones de los crudos generalizados o las de productos generalizados refinados; sin embargo, los factores de expansión térmica pueden determinarse y los resultados usarse como una aplicación especial.

Es bien reconocido que algunos productos puros poseen densidades cuyo rango queda cubierto por el API MPMS 11.1 y por los estándares para los hidrocarburos livianos. Los dos estándares muestran resultados que son precisiones comparables pero que son levemente diferentes, en consecuencia se recomienda que las partes contratantes que intervienen en la transferencia precisen cual estándar es el más apropiado de utilizar en la transferencia.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

7.3.6. Mezcla gasolina – alcohol

Generalmente es una mezcla de gasolina y 10% en volumen de etanol. De acuerdo con el API MPMS 11.1., la mezcla gasolina-alcohol es representada como una aplicación especial con un factor de expansión térmica a 60°F (α_{60}) de $714,34 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$.

7.3.7. Combustibles reformulados

La adición de éteres a las gasolinas, hasta 2,7 % peso de oxígeno, no genera cambios significativos en los factores de corrección de la tablas generalizada de productos refinados.

Sin embargo, el procedimiento para aplicaciones especiales que requiere pruebas de laboratorio de una muestra representativa, fue satisfactorio para todas las gasolinas, combustibles reformulados y mezclas analizadas.

7.3.8. MTBE (Metil-ter-butil éter)

Estos productos deben ser tratados como parte del grupo, aplicaciones especiales con un factor de expansión térmica a 60 °F (α_{60}) de $789,0 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$.

7.3.9. Biodiesel

Es un combustible compuesto por éster metílico de ácidos grasos de cadena larga (C14 – C22), derivados de grasa animal y vegetal. Mediante pruebas experimentales realizadas en el ICP se demostró que mezclas de biodiesel de alta pureza presentan un comportamiento similar al grupo de productos refinados. Este producto también puede ser tratado dentro del grupo de aplicaciones especiales.

7.3.10. Ciclo-hexano y aromáticos

El ASTM D1555 y el ASTM D1555M son equivalentes, en el sistema internacional deberán utilizarse para determinar el factor de corrección por temperatura necesario para convertir el volumen a una temperatura observada del producto en el volumen a las condiciones base (60°F ó 15°C y 20°C en SI).

El algoritmo es válido para benceno, cumeno, ciclo-hexano, etil-benceno, estireno, tolueno, m-xileno y mezcla de xilenos, o-xileno e hidrocarburos aromáticos en el rango de destilación de 300 - 350°F y 350 - 400°F medidos hasta una temperatura de 140°F y hasta 150°F para el p-Xileno.

Los rangos de pureza aplicables se indican en la Tabla 2.

Tabla 2. Rangos de Pureza Productos Aromáticos.

Producto	Rango de Concentración % P/P
Benceno	95 a 100
Cumeno	95 a 100
Ciclo-hexano	90 a 100
Etil-benceno	95 a 100
Estireno	95 a 100

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

Producto	Rango de Concentración % P/P
Tolueno	95 a 100
Mezcla de xilenos	Todas las proporciones
m-Xileno	95 a 100
o-Xileno	95 a 100
p-Xileno	94 a 100
Hidrocarburos aromáticos destilados en el rango 300-350°F	Todas las proporciones
Hidrocarburos aromáticos destilados en el rango 350-400°F	Todas las proporciones

Para el cálculo del factor de corrección por presión utilice el API MPMS 11.1.

7.3.11. Asfalto

El ASTM D4311/D4311M suministra los algoritmos y tablas para el cálculo de factores de corrección por temperatura que permiten calcular el volumen de asfalto a la temperatura base de 15°C [60°F], a partir del volumen de asfalto medido a temperaturas en el rango de -25 a +275°C [0 a 500°F]. Use el API MPMS 11.1 para determinar el factor de corrección volumétrico por presión.

7.4. TABLAS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO

El estándar API MPMS 11.1, se debe usar en su forma de algoritmo, con lo cual se obtiene el factor combinado de temperatura y presión CTPL. Sin embargo, si se requiere, es posible generar los factores de corrección en forma tabular de acuerdo al formato histórico de las Tablas de Medición de Petróleo.

Las tablas que se pueden obtener se relacionan en la Tabla No. 3.

Tabla 3. Tablas Históricas de Medición de Petróleo.

DESCRIPCIÓN DE LA TABLA	TABLA No.	TEMPERATURA BASE	VALOR DE ENTRADA	PRESIÓN	UNIDAD DE SALIDA
Corrección de gravedad API a 60°F.	5A, 5B, 5D	60°F	Gravedad API observada	0 psig	Gravedad API base
Corrección de volumen a 60°F contra gravedad API a 60°F.	6A, 6B, 6C, 6D	60°F	Gravedad API base	0 psig	CTL
Corrección de densidad relativa observada a densidad relativa 60/60°F.	23A, 23B	60°F	Densidad relativa observada	0 psig	Densidad relativa base
Corrección de volumen a 60°F contra densidad relativa a 60°F.	24A, 24B, 24C	60°F	Densidad relativa base	0 psig	CTL
Corrección de densidad observada a densidad a 15°C.	53A, 53B, 53D	15°C	Densidad observada [kg/m ³]	0 kPa (manométrica)	Densidad base [kg/m ³]
Corrección de volumen a 15°C contra densidad a 15°C.	54A, 54B, 54C, 54D	15°C	Densidad base [kg/m ³]	0 kPa (manométrica)	CTL

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES		
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

DESCRIPCIÓN DE LA TABLA	TABLA No.	TEMPERATURA BASE	VALOR DE ENTRADA	PRESIÓN	UNIDAD DE SALIDA
Corrección de densidad observada a densidad a 20°C.	59A, 59B, 59D	20°C	Densidad observada [kg/m ³]	0 kPa (manométrica)	Densidad base [kg/m ³]
Corrección de volumen a 20°C contra densidad a 20°C.	60A, 60B, 64C, 64D	20°C	Densidad base [kg/m ³]	0 kPa (manométrica)	CTL
Factores de compresibilidad de hidrocarburos relacionados a la gravedad API y temperatura de medición.	Capítulo 11.2.1, 1984	60°F	Gravedad API base	0 psig	Fp [psi ⁻¹]
Factores de compresibilidad de hidrocarburos relacionados a la densidad y temperatura de medición.	Capítulo 11.2.1M, 1984	15°C	Densidad base [kg/m ³]	0 kPa (manométrica)	Fp [kPa ⁻¹]

7.5. CÁLCULO DEL CTL Y DEL CPL PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

7.5.1. Ecuaciones para cálculo del CTL y del CPL

Las ecuaciones para calcular el factor de corrección por temperatura (CTL) son:

$$C_{TL} = \exp\{-\alpha_T(t - T)[1 + 0,8\alpha_T(t - T + \delta_T)]\}$$

$$C_{TL} = \exp\{-\alpha_T\Delta t[1 + 0,8\alpha_T(\Delta t + \delta_T)]\}$$

Dónde:

- α_T , coeficiente de expansión térmica a la temperatura base T.
- Δt , es la diferencia entre la temperatura alterna y la temperatura base.
- δ_T , valor de corrección a la temperatura base.

El CPL se determina mediante la expresión:

$$CPL = \frac{1}{1 - [P - (P_a - P_{b_a})]^*F}, \text{ siempre y cuando } (P_a - P_{b_a}) \geq 0$$

Dónde:

- P_{b_a} , presión base [en psia]. Para hidrocarburos volátiles, la presión base es la presión de saturación para el líquido (ej. la presión de punto de burbuja). Se asume que si la presión de saturación es menor que la presión atmosférica existe un error muy pequeño en aplicar la corrección a una presión base constante de 1 atmósfera.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

- P_{e_a} , presión de vapor de equilibrio @ la temperatura del líquido medido [en psia]. Para líquidos con vapor de equilibrio menor que la presión atmosférica [0 psig o 14,696 psia] el valor de P_{e_a} es la presión atmosférica [14,696 psia].

Sí $P_b=0$ psig y P_e se expresa en psig la anterior ecuación se convierte en:

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - F_p(P - P_e)}$$

Que es la forma de la ecuación específica para el CPL en el API MPMS 11.1.

- P , presión de operación [en psi].
- F , factor de compresibilidad del líquido.

7.5.2. Método para convertir unidades de densidad, presión, temperatura, factor de expansión térmica y densidad relativa

Los siguientes son los posibles valores de entrada o salida:

- $t_{°C}$, valor de temperatura [°C].
- P_{kPa} , valor de presión [kPa (manométrico)].
- P_{bar} , valor de presión [bar (manométrico)].
- γ_T , valor de densidad relativa basado en el agua a temperatura T.
- γ_{60} valor de densidad relativa basado en el agua a 60°F.
- G , gravedad API [°API].
- $\alpha_{60, °C}$, factor de expansión térmica a 60°F [°C⁻¹].
- ρ , valor de densidad [kg/m³].
- t , valor de temperatura [°F].
- P , valor de presión [psig].
- α_{60} , factor de expansión térmica a 60°F [°F⁻¹].

Procedimiento de cálculo

Convertir las variables de entrada a unidades requeridas para el procedimiento: densidad en kg/m³, temperatura en °F, presión en psig y factor de expansión térmica en °F⁻¹.

- **Temperatura:** Si la temperatura de entrada se encuentra en °F no se requiere ningún cálculo.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

Sí la temperatura de entrada se encuentra en °C, realice la conversión de °C a °F mediante la fórmula:

$$t = 1,8t_c + 32$$

- **Presión:** Si la presión de entrada se encuentra en psig, no se requiere ningún cálculo.

Si la presión de entrada se encuentra en kPa, realice la conversión de kPa a psig mediante la fórmula:

$$P = \frac{P_{kPa}}{6,894757}$$

Sí la presión de entrada está dada en bares, realice la conversión de bares a psig mediante la fórmula:

$$P = \frac{P_{bar}}{0,06894757}$$

- **Densidad:** Si la variable de entrada es densidad relativa entonces:

$$\rho = \gamma_T \rho_{w,T}$$

Donde $\rho_{w,T}$ es la densidad del agua consistente con la temperatura de referencia T . El valor aceptado de la densidad del agua a 60°F es 999,016 kg/m³.

Si la variable densidad de entrada es gravedad API:

$$\rho = \frac{141,5}{G + 131,5} \rho_{w,60} = \frac{141,5 * 999,016}{G + 131,5}$$

Si la variable de entrada se encuentra en kg/m³ no se requiere ningún cálculo adicional. Sin embargo, sí se requiere la densidad relativa a 60°F:

$$\gamma_{60} = \frac{\rho}{\rho_{w,60}} = \frac{\rho}{999,016}$$

O sí se requiere la gravedad API:

$$G = \frac{141,5}{\rho / \rho_{w,60}} - 131,5 = \frac{141,5}{\rho / 999,016} - 131,5$$

- **Factor de expansión térmica a 60°F:** Si la variable de entrada está en unidades de °C⁻¹ y la salida es en °F⁻¹ entonces:

$$\alpha_{60} = \frac{\alpha_{60,°C}}{1,8}$$

Si la variable de entrada está en unidades de °F⁻¹ y la salida es en °C⁻¹ entonces:

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

$$\alpha_{60,^{\circ}C} = 1,8\alpha_{60}$$

7.5.3. Método para convertir temperatura de una base ITS-90 a base IPT-68

Esta corrección es necesaria debido al cambio en el procedimiento estándar para calibrar dispositivos de medición de temperatura. El cambio en la temperatura entre las dos escalas es pequeño y las ecuaciones descritas aquí son las originales del documento que describe la escala de temperatura ITS-90 (International Temperature Scale of 1990).

- Valores de entrada:
 - $T_{F,90}$, temperatura consistente con ITS-90 [°F].
 - $T_{C,90}$, temperatura consistente con ITS-90 [°C].
- Valores de salida:
 - $T_{F,68}$, temperatura consistente con IPTS-68 [°F].
 - $T_{C,68}$, temperatura consistente con IPTS-68 [°C].
- Valores Intermedios:
 - Δt , corrección de la temperatura ITS-90 para dar la temperatura IPTS-68 [°C].
 - τ , valor escalado de la temperatura.

A continuación se presentan los procedimientos para realizar los cálculos:

Conversión de °F a °C:

$$t_{C,90} = \frac{t_{F,90} - 32}{1,8}$$

Cálculo del valor escalado de la temperatura:

$$\tau = \frac{t_{C,90}}{630}$$

Y use este valor para calcular la corrección de temperatura mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta_t = (a_1 + (a_2 + (a_3 + (a_4 + (a_5 + (a_6 + (a_7 + a_8\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)\tau)$$

Donde los coeficientes a_i están dados en la siguiente tabla:

Tabla 4. Coeficientes a_i .

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
----------	---	---	---	---	---	---	---	---

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES		
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

a_i	-0,148759	-0,267408	1,080760	1,269056	-4,089591	1,871251	7,438081	-3,536296
-------	-----------	-----------	----------	----------	-----------	----------	----------	-----------

Determinación de la temperatura equivalente IPTS-68 (International Temperature Scale of 1968):

$$t_{C,68} = t_{C,90} - \Delta_t$$

Si la temperatura de entrada estaba en unidades de °F, se calcula la temperatura equivalente IPTS-68 en unidades usuales:

$$t_{F,68} = 1,8t_{C,68} + 32$$

7.5.4. Redondeo de valores

Las reglas de redondeo son necesarias para generar un factor de corrección de volumen por efecto de temperatura y presión. Los valores de entrada para el cálculo de factores de corrección volumétrica, se deben redondear. Las reglas de discriminación de los parámetros de entrada, deben cumplir con las diferentes secciones del API MPMS Capítulo 12, las cuales se encuentran en el MMH Capítulo 12. El siguiente es el procedimiento de redondeo:

Paso 1. La siguiente tabla muestra las unidades aceptables de los valores de entrada, las variables calculadas y el incremento en el cual las unidades deben ser redondeadas.

Tabla 5. Expresión de Valores para el Cálculo de CPL y CTL.

VARIABLE	UNIDADES	INCREMENTOS EN REDONDEO (δ)
Densidad	°API	0,1
	Densidad relativa	0,0001
	Kg/m ³	0,1
Temperatura	°F	0,1
	°C	0,05
Presión	psig	1
	kPa (manométrico)	5
	bar (manométrico)	0,05
Coeficiente de expansión térmico (α_{60})	°F ⁻¹	0,0000001
	°C ⁻¹	0,0000002
Factor de compresibilidad escalado (F_p)	psi ⁻¹	0,001
	kPa ⁻¹	0,0001
	bar ⁻¹	0,01
CTL		0,00001
CPL		0,00001
CTPL		0,00001

Paso 2. Normalice la variable de entrada.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

$$Y = \frac{|X|}{\delta}$$

Donde X es el valor a redondear, |X| es su valor absoluto, δ es el incremento en el redondeo y Y es la variable normalizada.

Paso 3. Determine el entero más cercano a la variable normalizada. Si la porción decimal de Y no es exactamente igual a 0,5 use la siguiente ecuación para redondear:

$$I = \text{trunc}(Y + 0,5)$$

Donde trunc es la función truncar e I es el valor redondeado de la variable normalizada. Sin embargo si la porción decimal de Y es exactamente igual a 0,5 use la siguiente ecuación para el redondeo:

$$I = \begin{cases} \text{trunc}(Y) + 1 & \text{si } \text{trunc}(Y) \text{ es impar} \\ \text{trunc}(Y) & \text{si } \text{trunc}(Y) \text{ es par} \end{cases}$$

Paso 4. Re-escale el entero del paso 3.

$$X_{\text{redon}} = \pm \delta * I$$

Donde X_{redon} es la variable redondeada. El signo del valor redondeado es seleccionado para que coincida con el valor original.

Ejemplos

1) Redondear un valor de temperatura de 5,34 °C.

$$Y = \frac{|5,34|}{0,05} = 106,8$$

$$I = \text{trunc}(106,8 + 0,5) = \text{trunc}(107,3) = 107$$

$$X_{\text{redon}} = +0,05 * 107 = 5,35$$

2) Redondear un valor de temperatura de 10,05 °F.

$$Y = \frac{|10,05|}{0,1} = 100,5$$

$$I = \text{trunc}(100,5) = 100$$

$$X_{\text{redon}} = +0,1 * 100 = 10,0$$

3) Redondear una temperatura de 10,15 °F.

$$Y = \frac{|10,15|}{0,1} = 101,5$$

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

$$I = \text{trunc}(101,5) + 1 = 102$$

$$X_{redon} = +0,1 * 102 = 10,2$$

7.5.5. Método para corregir temperatura, presión alternas de un volumen y densidad medidos a condiciones base

Permite calcular el factor de corrección de volumen (VCF) a condiciones de presión y temperatura alternas, a partir de la densidad a las condiciones base (60 °F y 0 psig). Este cálculo se hace en dos partes:

- 1) Para cuantificar el cambio desde la temperatura base [°F] a la temperatura alterna con condiciones de presión base constante se aplica una corrección térmica al líquido.
- 2) Para cuantificar el cambio desde la presión base (0 psig) a la presión alterna a condiciones de temperatura alterna se aplica una corrección por presión al líquido.

- Valores de entrada:

- α_{60} , factor de expansión térmica a 60 °F [°F⁻¹].
- ρ_{60} , densidad a condiciones base (60 °F y 0 psig) [en kg/m³].
- t , temperatura alternativa [°F].
- P , presión alternativa [psig].

- Valor de entrada opcional:

- $V_{t,P}$ volumen a condiciones alternativas (t y P) .

- Valores de salida:

- C_{TL} , factor de corrección volumétrico debido a la temperatura.
- C_{PL} , factor de corrección volumétrico debido a la presión.
- F_p , factor de compresibilidad escalado [psi⁻¹].
- C_{TPL} , factor de corrección volumétrico combinado debido a la temperatura y la presión.

- Valores de salida opcionales:

- ρ , densidad a condiciones alternas [kg/m³].
- V_{60} , volumen a condiciones base (60°F y 0 psig) (iguales unidades que $V_{t,P}$).

- Valores intermedios:

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

- δ_{60} , valor de cambio de temperatura (es una constante, 0,01374979547°F).
- t^* , temperatura alternativa a una base IPTS-68 [°F].
- ρ^* , densidad base a IPTS-68 [kg/m³].
- Δt , temperatura alternativa menos la temperatura base a 60°F [°F].
- α_{60} , factor de expansión térmica a 60°F [°F⁻¹], (sí no se dispone como entrada).
- K_0 , coeficiente en correlación para α_{60} [kg²/m⁶ °F].
- K_1 , coeficiente en correlación para α_{60} [kg/m³ °F].
- K_2 , coeficiente en correlación para α_{60} [°F⁻¹].
- A, B , variables usadas en el cálculo de ρ^* .

Procedimientos para realizar los cálculos:

Paso 1. Revise los valores de entrada para determinar si están en el rango del API MPMS 11.1. Los siguientes son los límites válidos:

- $-58,0^{\circ}\text{F} \leq t \leq 302,0^{\circ}\text{F}$.
- $\leq P \leq 1500$ psig.
- $\rho_{60, \min} \leq \rho_{60} \leq \rho_{60, \max}$. (si se especifica el grupo de producto).
- $230,0 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{F}^{-1} \leq \alpha_{60} \leq 930,0 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{F}^{-1}$ (sí se especifica α_{60} sin grupo de producto).

La siguiente tabla define los límites de ρ_{60} , para los diferentes grupos de productos. Esta revisión no se efectúa si α_{60} y el grupo de producto no está especificado.

Tabla 6. Límites de Densidad a 60 °F.

TIPO DE PRODUCTO	$P_{60, \min}$	$P_{60, \max}$
Crudos	610,6 kg/m ³	1163,5 kg/m ³
Refinados		
Aceites lubricantes	800,9 kg/m ³	

Si $P < 0$ psig luego establezca $P = 0$ psig y continúe con el procedimiento.

Paso 2. Sustituya la temperatura de entrada t a la base t^* IPTS-68 siguiendo lo indicado en el numeral 4.5.3.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES		
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

Paso 3. Sustituya el valor de ρ_{60} a la base ρ^* IPTS-68. Si un valor pre-calculado de α_{60} se ha ingresado use:

$$\rho^* = \rho_{60} * \exp[0,5\alpha_{60}\delta_{60}(1 + 0,4\alpha_{60}\delta_{60})] \quad (\text{Ecuación 1})$$

Si se ha especificado el grupo del producto, calcule el valor de ρ^* utilizando:

$$\rho^* = \rho_{60} \left\{ 1 + \frac{\exp[A(1 + 0,8A)] - 1}{1 + A(1 + 1,6A)B} \right\} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Dónde:

$$A = \frac{\delta_{60}}{2} \left[\left(\frac{K_0}{\rho_{60}} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_{60}} + K_2 \right] \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$B = \frac{2K_0 + K_1\rho_{60}}{K_0 + (K_1 + K_2\rho_{60})\rho_{60}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Los coeficientes K_i de estas ecuaciones dependen del grupo de producto. La Tabla 7, suministra los coeficientes que se deben utilizar:

Tabla 7. Coeficientes K_i vs. Grupo de Productos.

GRUPO DE PRODUCTO		RANGO DE DENSIDAD (kg/m^3)	K_0	K_1	K_2
Crudos		$610,6 \leq \rho_{60} < 1163,5$	341,0957	0,0	0,0
Refinados	Combustóleo	$838,3127 \leq \rho_{60} \leq 1163,5$	103,8720	0,2701	0,0
	Jet	$787,5195 \leq \rho_{60} < 838,3127$	330,3010	0,0	0,0
	Zona de Transición	$770,3520 \leq \rho_{60} < 787,5195$	1489,0670	0,0	- 0,00186840
	Gasolinas	$610,6 \leq \rho_{60} < 770,5320$	192,4571	0,2438	0,0
Aceites Lubricantes		$800,9 \leq \rho_{60} < 1163,5$	0,0	0,34878	0,0

Paso 4. En la preparación del cálculo del factor de corrección debido a la temperatura (CTL), determine el coeficiente de expansión térmica a la temperatura base de 60°F (α_{60}). Si se ha ingresado un valor pre-calculado de (α_{60}), continúe con el paso 5.

Si se ha especificado el grupo de productos, calcule α_{60} utilizando la ecuación:

$$\alpha_{60} = \left(\frac{K_0}{\rho^*} + K_1 \right) \frac{1}{\rho^*} + K_2 \quad (\text{Ecuación 5})$$

Los coeficientes K_i dependen del grupo de producto y se deben usar los mismos de la Tabla 7.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
CÓDIGO CNE	Elaborado	Versión:
ECP-VIN-P-MBC-MT-011	20/03/2013	1

Paso 5. Calcule la diferencia entre la temperatura alterna y la temperatura base así:

$$\Delta t = t^* - 60,0068749 \quad (\text{Ecuación 6})$$

Utilice este valor para calcular el factor de corrección, debido a la temperatura (CTL):

$$C_{TL} = \exp\{-\alpha_{60} \Delta t [1 + 0,8 \alpha_{60} (\Delta t + \delta_{60})]\}, \quad \text{donde } \delta_{60} = 0,01374979547 \quad (\text{Ecuación 6})$$

Paso 6. Calcule el factor de compresibilidad escalado F_p mediante la ecuación:

$$F_p = \exp\left(-1,9947 + 0,00013427t^* + \frac{793920 + 2326,0t^*}{\rho^{*2}}\right) \quad (\text{Ecuación 7})$$

Paso 7. Calcule el factor de corrección debido a la presión (CPL) mediante la ecuación:

$$C_{PL} = \frac{1}{1 - 10^{-5} F_p P} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Paso 8. Calcule el VCF, factor de corrección combinado de temperatura y presión ($CTPL$):

$$C_{TPL} = C_{TL} C_{PL} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Redondee este valor de $CTPL$ de acuerdo con la Tabla 5 (numeral 7.5.4).

Paso 9. Opcionalmente, corrija un volumen medido a condiciones alternas o condiciones base y/o corrija una densidad base a condiciones alternas mediante las ecuaciones:

$$\rho = C_{TL} C_{PL} \rho_{60} \quad (\text{Ecuación 11})$$

$$V_{60} = V_{t,P} * C_{TPL} \quad (\text{Ecuación 12})$$

7.5.6. Cálculo del CTL para productos aromáticos

Este numeral está basado en el ASTM D1555 según el cual la ecuación general para calcular el CTL es la siguiente:

$$CTL = a + bt + ct^2 + dt^3 + et^4 \quad (\text{Ecuación 13})$$

Dónde:

- CTL , factor de corrección volumétrico por efecto de la temperature.
- a, b, c, d y e , constantes específicas para cada producto (ver Tabla 8).
- t , temperatura en °F.

El resultado final se redondea a cinco cifras decimales.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES		
	CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA		
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013	Versión: 1

Tabla 8. Constantes para Cálculo del CTL en Productos Aromáticos.

PRODUCTO	a	b	c	d	e
Benceno	1,038382492	-6,2307 E-04	-2,8505 E-07	1,2692 E-10	0,0 E+00
Cumeno	1,032401114	-5,3445 E-04	-9,5067 E-08	3,6272 E-11	0,0 E+00
Ciclohexano	1,039337296	-6,4728 E-04	-1,4582 E-07	1,03538 E-10	0,0 E+00
Etil-benceno	1,033346632	-5,5243 E-04	8,37035 E-10	-1,2692 E-09	5,55061 E-12
Estireno	1,032227515	-5,3444 E-04	-4,4323 E-08	0,0000 E+00	0,0 E+00
Tolueno	1,035323647	-5,8887 E-04	2,46508 E-09	-7,2802 E-12	0,0 E+00
m-Xileno	1,031887514	-5,2326 E-04	-1,3253 E-07	-7,3596 E-11	0,0 E+00
o-Xileno/Xilenos	1,031436449	-5,2302 E-04	-2,5217 E-09	-2,1384 E-10	0,0 E+00
p-Xileno	1,032307000	-5,2815 E-04	-1,8416 E-07	1,89256 E-10	0,0 E+00
Aromáticos destilados en el rango 300 - 350°F	1,031118000	-5,1827 E-04	-3,5109 E-09	-1,9836 E-11	0,0 E+00
Aromáticos destilados en el rango 350 - 400°F	1,029099000	-4,8287 E-04	-3,7692 E-08	3,78575 E-11	0,0 E+00

7.5.7. Cálculo del CTL para asfalto

Según el ASTM D4311/D4311M para el asfalto el factor de corrección volumétrica a 60°F se genera usando las siguientes fórmulas:

Para asfaltos con gravedad API a 60°F $\leq 14,9^{\circ}$ API o densidad relativa 60/60°F $\geq 0,967$.

$$A = 1,0211 - 3,5490 \times 10^{-4} [T(^{\circ}F)] + 4,4988 \times 10^{-8} [T(^{\circ}F)]^2 \quad (\text{Ecuación 14})$$

Dónde:

- A, factor de corrección volumétrico.
- $T(^{\circ}F)$, temperatura del asfalto en °F.

Para asfaltos con gravedad API a 60°F de 15,0°API a 34,9°API o con densidad relativa 60/60°F de 0,850 a 0,966:

$$B = 1,0241 - 4,0641 \times 10^{-4} [T(^{\circ}F)] + 6,7918 \times 10^{-8} [T(^{\circ}F)]^2 \quad (\text{Ecuación 15})$$

Dónde:

- B, factor de corrección volumétrico.

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

- $T(^{\circ}F)$, temperatura del asfalto en $^{\circ}F$.

7.6. INTER-CONVERSIONES ENTRE MASA, PESO Y VOLUMEN

Los capítulos API MPMS 11.5.1, 11.5.2 y 11.5.3 incluyen ecuaciones de conversión en función de las variables de entrada y salida. Algunos ejemplos de interconversiones son los siguientes:

Primer caso: Para calcular la masa en toneladas métricas (peso *in vacuo*) correspondiente a un volumen de crudo de 400.000 bls a $60^{\circ}F$, con una gravedad API a $60^{\circ}F$ de 29,7.

Factor MT/bl:

$$D^{60\text{en}} \text{ MT/bl} = \frac{141,5}{(^{\circ}API + 131,5)} * 0,999016 * 0,1589872949 = 0,1394203813$$

Peso in vacuo:

$$0,1394203813 \text{ MT/bl} * 400.000 \text{ bl} = 55.768,1525 \text{ toneladas}$$

Segundo caso: Para calcular el volumen corregido a $60^{\circ}F$ de crudos y productos refinados, cuando la masa (kg) *in vacuo* es obtenida por un medidor másico tipo coriolis.

$$\text{Barriles a } 60^{\circ}F = \frac{m}{\frac{141,5}{(^{\circ}API + 131,5)} * 0,999016 * 158,9872949}$$

Dónde:

- $^{\circ}API$, gravedad API a $60^{\circ}F$.
- m , masa en kilogramos [kg].

Tercer caso: Para calcular el volumen corregido a $60^{\circ}F$ de crudos y productos refinados, cuando el peso (kg) en el aire es obtenido de una báscula.

$$\text{Barriles a } 60^{\circ}F = \frac{m}{\left[\frac{141,3819577}{(^{\circ}API + 131,5)} - 0,001199407795 \right] * 158,9872949}$$

Cuarto caso: Para calcular el volumen corregido a $60^{\circ}F$ de GLP, cuando la masa (kg) *in vacuo* es obtenida por un medidor másico tipo coriolis.

$$GSV = \frac{m}{3,781687154592 * \gamma_{60^{\circ}}}$$

Quinto caso: Para calcular el volumen corregido a $60^{\circ}F$ de GLP, cuando el peso (kg) en el aire es obtenido de una báscula.

$$GSV = \frac{m}{[1,000114992597 * (0,999016 * \gamma_{60^{\circ}}) - 0,00119940779543] * 3,785412}$$

	MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 11 - FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-P-MBC-MT-011	Elaborado 20/03/2013

Dónde:

- GSV , volumen bruto estándar a 60°F en galones americanos [gal].
- M , masa total en kilogramos [kg].
- γ_{60° , densidad relativa 60/60°F.

8. CONTINGENCIAS

No aplica.

9. REGISTROS

No aplica.

10. BIBLIOGRAFÍA

No aplica.

11. ANEXOS

No aplica.

Para mayor información sobre este documento dirigirse a:

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