

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

TABLA DE CONTENIDO

		Pág.
1	OBJETIVO	2
2	GLOSARIO	2
3	CONDICIONES GENERALES	2
3.1	Referencias normativas	2
3.2	Condiciones de salud, seguridad y medio ambiente	3
3.3	Condiciones básicas.....	3
4	DESARROLLO	9
4.1	Liquidación volumétrica.....	9
4.2	Liquidación másica	14
4.3	Registros	16
5	CONTINGENCIAS	16

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

1 OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la determinación de las cantidades (volúmenes y/o masa) de hidrocarburos líquidos utilizando medición dinámica, asegurando la utilización de los algoritmos de cálculo, ecuaciones y factores de corrección para garantizar la correcta liquidación de las cantidades de hidrocarburos líquidos para transferencia de custodia, control de inventario, fiscalización y control operacional.

2 GLOSARIO

Para una mayor comprensión de este documento consulte el documento ECP-VSM-M-001 "Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles" — Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario".

3 CONDICIONES GENERALES

El personal que realiza el procedimiento para liquidación de hidrocarburos líquidos con medición dinámica debe ser capacitado, tener las competencias y la experiencia necesaria para realizar la actividad.

3.1 Referencias Normativas

Ecopetrol

- ECP-VSM-P-014 Procedimiento para la determinación de temperatura en tanques de almacenamiento, ambiente y sistemas de medición dinámica.
- ECP-VSM-P-034 Procedimiento para ajuste y verificación de lazos de temperatura
- ECP-VSM-P-042 Procedimiento para ajuste y verificación de lazos de presión
- ECP-VSM-P-054 Procedimiento toma de densidad y calibración de densitómetros
- ECP-VSM-P-052 Procedimiento para toma-muestras en línea y verificación de toma-muestras
- ECP-VSM-P-037 Procedimiento para seguridad en sistemas de medición
- ECP-VSM-P-022 Procedimiento para Calibración de Medidores en Volumen con Probador Volumétrico.
- ECP-VSM-P-048 Procedimiento para calibración de medidores coriolis en masa con probador Volumétrico.
- ECP-VSM-F-001 Tiquetes medición dinámica y peso
- EC-VSM-F-002 Calibración de medidores
- ECP-VSM-M-001 Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles
- ECP-VSM-R-001 Reglamento para la gestión de la medición de hidrocarburos y biocombustibles
- ECP-VST-P-INS-ET-018 Estándar de Ingeniería para la Medición Dinámica de Cantidad y Calidad de Hidrocarburos Líquidos de Ecopetrol

American Petroleum Institute – Manual of Petroleum Measurements Standards

- Chapter 5- Metering
- Chapter 5.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

- Chapter 11- Physical Properties data, Section 5- Density/Weight/Volume Intraconversion-Part 1- Conversions of API Gravity at 60°F.
- Chapter 11- Physical Properties data, Section 5- Density/Weight/Volume Intraconversion-Part 2- Conversions for Relative Density (60/60°F).
- Chapter 11- Physical Properties data, Section 5- Density/Weight/Volume Intraconversion-Part 3- Conversions for Absolute Density at 15°C.
- Chapter 12, Calculation of Petroleum Quantities, Section 2—Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors, Part 2—Measurement Tickets

3.2 Condiciones de Salud, Seguridad y Medio Ambiente

- El sitio de trabajo debe permanecer en completo orden y aseo.
- Todo el personal debe conocer el plan de emergencia del área (Rutas de evacuación, salidas de emergencia, equipos de contingencia, sonidos de alarmas).
- El personal debe cumplir con las normas de seguridad establecidas en el lugar de trabajo como son: No fumar, No usar Teléfonos celulares, etc.
- Reportar todo acto o condición insegura encontrada durante el desarrollo de la actividad.
- Se deben utilizar los recipientes ubicados en el lugar para la adecuada disposición de los residuos generados durante la actividad.

3.3 Condiciones Básicas

La medición dinámica es aquella donde el cálculo de las cantidades de hidrocarburos líquidos se lleva a cabo continuamente con medidores de flujo e instrumentación asociada en línea. Cuando la medición es en volumen se deben utilizar factores de corrección para compensar los cambios de volumen debido a los cambios en la densidad por efecto de la temperatura y la presión sobre el hidrocarburos líquido medido.

- Un sistema de medición dinámica para la liquidación de cantidades recibida y/o entregadas deberá contar con los siguientes dispositivos:
 - ✓ Dispositivo primario: Medidor de flujo, probador y densitómetro si la medición es en masa.
 - ✓ Dispositivos secundarios: Presión, temperatura, densidad y tomamuestras (donde aplique).
 - ✓ Dispositivos terciarios: computador de flujo, sistema de supervisión y adquisición de datos etc.

En la figura 1 se muestra un esquema de medición dinámica.



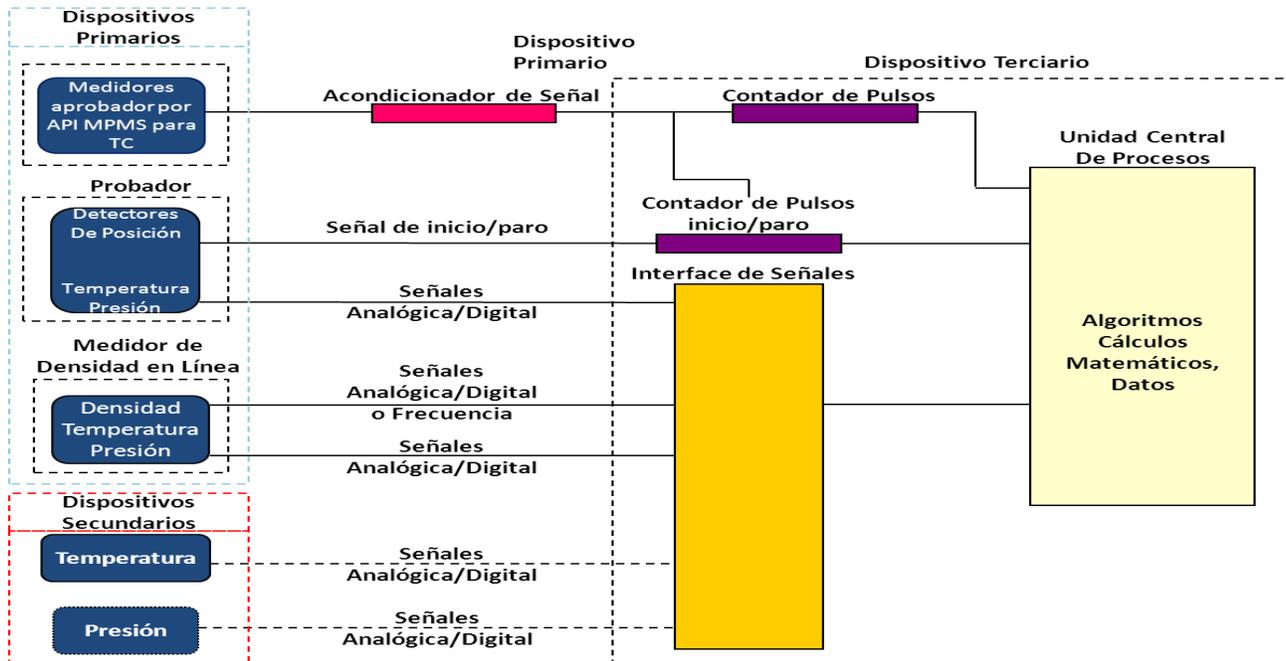
PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA

GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN

ECP-VSM-P-043

Elaborado
15/01/2013

Versión:
2



Fuente: Figura 1 Sistema típico ELM, volumen, masa inferida. Estándar de Ingeniería de Líquidos

Figura 1. Esquema de Medición Dinámica.

Algunos aspectos importantes de la medición dinámica son:

- ✓ Debido al uso de instrumentación electrónica avanzada se minimiza la incidencia del error humano en las mediciones de volumen y/o masa y sus variables asociadas, que se pueden producir cuando se realizan de manera manual.
- ✓ Es importante tener en cuenta las propiedades del hidrocarburo líquido y las condiciones de proceso para la selección del medidor de flujo.
- ✓ El volumen neto estándar se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos obtenidos de medidores, sensores, factores y constantes de cálculo. Ver figura 2.
- ✓ La masa neta se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos obtenidos de medidores, sensores y constante de cálculo. Ver figura 3.
- Se debe restringir y proteger el acceso a las configuraciones, los algoritmos y parámetros de cálculo en los equipos de cómputo. Las tecnologías para medición de flujo aprobadas para transferencia de custodia por las normas API MPMS se encuentran detalladas en el documento ECP-VSM-M-001 "Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles" — Capítulo 5 Medición Dinámica.



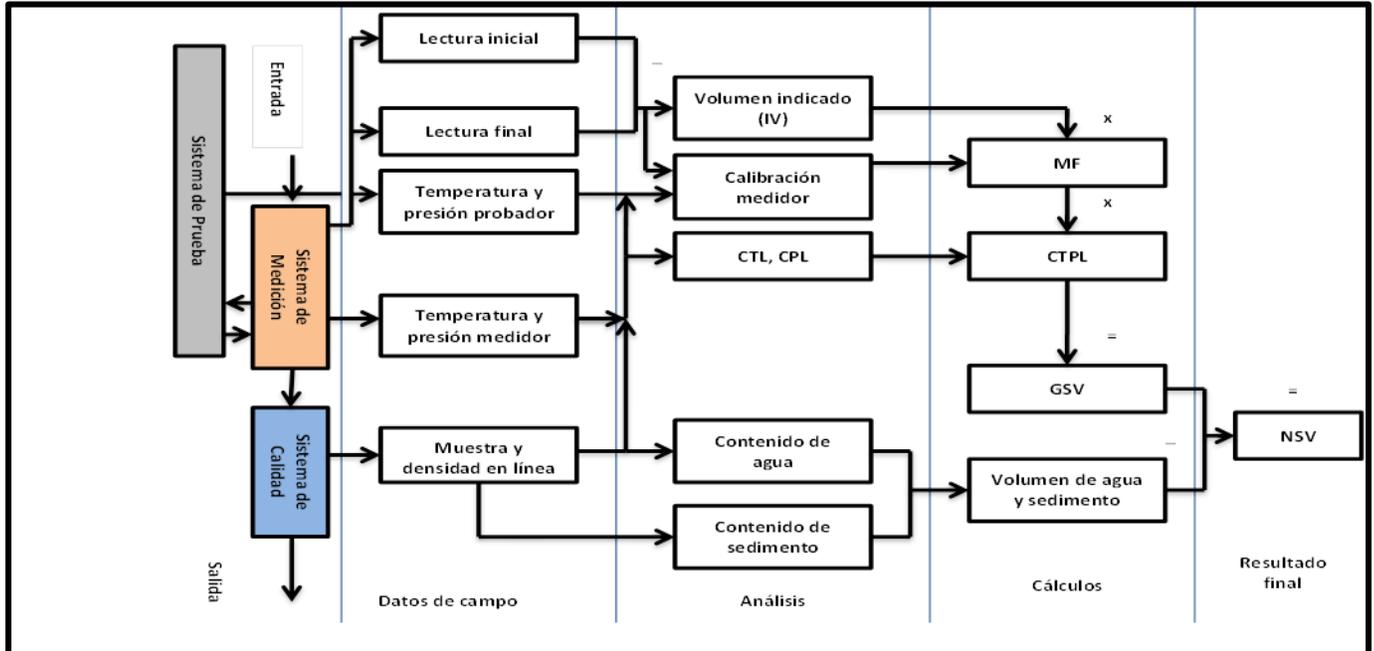
PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA

**GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN
DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN**

ECP-VSM-P-043

**Elaborado
15/01/2013**

**Versión:
2**



Fuente: Figura 2 Proceso de Medición Dinámica MMH Capítulo 12 Determinación de Cantidades.

Figura 2. Secuencia Para Determinar Volumen Neto Estandar

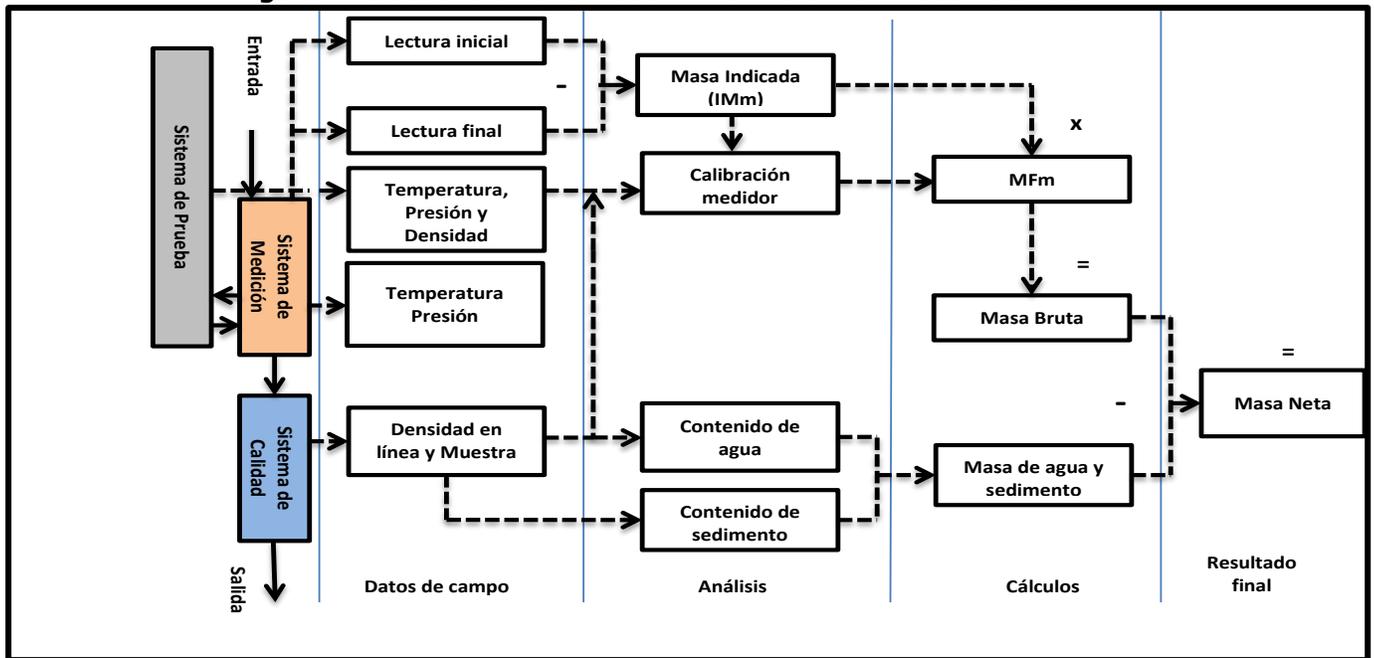


Figura 3. Secuencia para Determinar Masa.

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

- Los medidores de flujo (volumen y/o masa) deben ser calibrados y la instrumentación secundaria debe ser verificada y ajustada, según la frecuencia dada en el MMH, ECP-VSM-M-001 Capitulo 1. Condiciones Generales Tabla 1. Rutinas de Verificación/Ajuste, Mantenimiento y Calibración.
- Es necesario realizar la verificación y ajustes a cada uno de los elementos que componen un sistema de medición de acuerdo a los siguientes documentos:
 - ✓ ECP-VSM-P-022 para la calibración de los medidores de flujo en volumen con probador volumétrico (compacto o convencional).
 - ✓ ECP-VSM-P-048 para la calibración en masa de medidores tipo coriolis con probador volumétrico (compacto o convencional).
 - ✓ ECP-VSM-P-034 para realizar la verificación y ajuste de lazos de medición de temperatura.
 - ✓ ECP-VSM-P-042 para realizar la verificación y ajuste de lazos de medición de presión.
 - ✓ Para la determinación de cantidades en masa el densitómetro del medidor de flujo debe estar calibrado y verificado acorde al ECP-VSM-P-054 Toma de Densidad y Calibración de Densitómetros.
- Para densitómetros en línea la exactitud debe ser: $\leq \pm 0,0010 \text{ gr/cm}^3$ y repetibilidad $\leq \pm 0,0005 \text{ g/cm}^3$ en el intervalo de 0,3 a 1,1 gr/cm^3 , de conformidad al ESTÁNDAR DE INGENIERÍA PARA LA MEDICIÓN DINÁMICA DE CANTIDAD Y CALIDAD DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS ítem 7.2.2 Medidores de Densidad.
- Se debe tomar una muestra representativa del hidrocarburo líquido (donde aplique) para determinar la calidad mediante un sistema de muestreo automático, asegurando la integridad de la muestra de acuerdo a las recomendaciones de ECP-VSM-P-052 Procedimiento Para Toma de Muestra en Línea y Evaluación de Toma Muestra.
- La discriminación de los valores debe estar acorde con la recomendación dada en los lineamientos consignados en el MMH ECP-VSM-M-001 Capitulo 12 ítem 4.2 Reglas de Aproximación para Redondeo de Cifras. Los factores de corrección se deben aproximar a cinco cifras decimales según el API MPMS 11.1. La discriminación de los valores de masa debe estar acorde con la recomendación dada en el API MPMS Chapter 5.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters. Ver Tabla 1.

Tabla 1. Tabla de Discriminación de Masa.

VARIABLES	UNIDADES	
	lb	kg
Masa del Probador, Masa del Medidor (<i>IMm</i>)	ABCDE,x	ABCDE,x
	ABCD,xx	ABCD,xx
	ABC,xxx	ABC,xxx
	AB,xxx	AB,xxx

Fuente: API MPMS CHAPTER 5.6 APPENDIX E TABLE-2

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

- Los factores de corrección para determinar la densidad a condición base y el factor de corrección por temperatura y presión (CTPL), se debe realizar de acuerdo a las nuevas tablas API vigentes a partir del 2004.
- Cada proceso de liquidación debe generar un ticket de medición, donde quede registrada la información de la transacción conforme a los siguientes formatos corporativos:
 - ✓ ECP-VSM-F-001-A "Ticket General para Medición Dinámica"
 - ✓ ECP-VSM-F-001-B "Ticket de Medición Dinámica para Refinados"
 - ✓ ECP-VSM-F-001-C "Ticket de Medición Dinámica para Crudos"
 - ✓ ECP-VSM-F-001-D "Ticket de Medición Dinámica para GLP"

Para crudo, el computador de flujo calcula en tiempo real hasta obtener el Volumen Bruto Estándar (GSV), es decir, sin incluir la corrección por efecto del sedimento y agua (Factor CSW), el ticket es emitido como "no oficial". Modelo de un Ticket de Medición "No Oficial":

DATOS DEL PRODUCTO		
	Producto	CRUDO
	Gravedad API observada	40,7
	Temperatura observada, °F	75,1
	%S&W	0,000
DATOS DEL MEDIDOR		
	Lectura Final (MR _C)	3.867.455,15 bbls
	Lectura Inicial (MR _O)	3.814.326,76 bbls
	Factor del Medidor (MF)	1,00160
	Temperatura Promedio (TWA) °F	76, 0
	Presión promedio, psig	80
CALCULOS		
1	Gravedad API @ 60 °F	39,4
2	CTL Factor	0,99200
3	F- Factor	0,00000568
4	CPL	1,00050
5	CCF = (CTL*CPL*MF)	0,99410
	Volumen Indicado	
6	IV = (MR _C - MR _O)	53.128,39 bbls
	Volumen Bruto Estándar	
7	GSV = (IV*CCF)	52.814,93 bbls
8	CSW = 1-(%S&W/100)	0,00000
	Volumen Neto Estándar	
9	NSV = (GSV*CSW)	52.814,93 bbls

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

El valor de BSW se debe introducir al computador de flujo, para calcular el factor CSW y determinar el Volumen Neto Estándar (NSV). El tickete es emitido como "Oficial".

Modelo de un Tickete de Medición "Oficial":

DATOS DEL PRODUCTO		
	Producto	CRUDO
	Gravedad API observada	40,7
	Temperatura observada, °F	75,1
	%S&W	0,149
DATOS DEL MEDIDOR		
	Lectura Final (MR _C)	3.867.455,15 Bls
	Lectura Inicial (MR _O)	3.814.326,76 Bls
	Factor del Medidor (MF)	1,00160
	Temperatura Promedio (TWA) °F	76, 0
	Presión promedio, psig	80
CALCULOS		
1	Gravedad API @ 60 °F	39,4
2	CTL Factor	0,99200
3	F- Factor	0,00000568
4	CPL	1,00050
5	CCF = (CTL*CPL*MF)	0,99410
	Volumen Indicado	
6	IV = (MR _C - MR _O)	53.128,39 bbls
	Volumen Bruto Estándar	
7	GSV = (IV*CCF)	52.814,93 bbls
8	CSW = 1-(%S&W/100)	0,99851
	Volumen Neto Estándar	
9	NSV = (GSV*CSW)	52.736,24 bbls

- Se debe proteger la integridad de la información registrada, las configuraciones y algoritmos de los computadores de flujo de acuerdo al procedimiento ECP-VSM-P-037 Seguridad en Sistemas de Medición.

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

4 DESARROLLO

Para el cálculo de las cantidades de hidrocarburos líquidos utilizando medición dinámica se puede utilizar dos tipos de liquidación:

- Liquidación Volumétrica
- Liquidación másica

4.1 Liquidación Volumétrica.

Para medidores que miden en volumen el petróleo crudo y productos refinados, generalmente se calcula la masa multiplicando el NSV ó el GSV respectivamente por la densidad a la misma temperatura estándar; sin embargo, la masa también puede calcularse directamente con el volumen y la densidad a la misma temperatura observada. Las ecuaciones para las interconversiones entre medidas de masa y medidas de volumen dependiendo de la variable de entrada se encuentran en los Capítulos 11.5.1, 11.5.2 y 11.5.3 del API MPMS ver tabla 2. En el MMH capítulo 11 ítem 4.6 Interconversiones entre masa, peso y volumen se encuentran cinco casos a manera de ejemplo.

Tabla 2. Variable de Entrada para cada parte de los Capítulos 11.5 del API MPMS.

CAPITULO	VARIABLE ENTRADA	DE
11.5.1	Gravedad API a 60°F	Densidad Relativa
11.5.2	60/60°F	Densidad Absoluta a
11.5.3	15°C	

Para crudo la conversión a masa se realiza (tomando el valor del volumen neto a condiciones estándar y multiplicándolo por el promedio de la densidad al vacío). La densidad puede ser registrada por los medidores de densidad instalados en línea para tal fin o con el reporte de calidad del laboratorio. De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Masa Neta} = \text{NSV} \times \text{Densidad } 60^{\circ}\text{F}$$

Para convertir la Gravedad API a 60°F a Densidad Relativa a 60°F (D^{60}_{60}) utilizar la ecuación:

$$D^{60}_{60} = \left(\frac{141,5}{\text{API} + 131,5} \right)$$

Utilizar la ecuación para la conversión, dependiendo de las unidades de las variables de entrada y de salida.

Para determinar la masa neta a partir del NSV en barriles utilice la siguiente ecuación:

$$\text{Masa Neta} = \text{NSV} \times D^{60}_{60} \times 0,999016 \times 158,9872949$$

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

Para la liquidación volumétrica manual o verificación del tiquete emitido por el computador de flujo con medidores que miden en volumen siga los pasos que se detallan a continuación:

- Calcular el volumen indicado (IV) por el medidor de flujo aplicando una de las dos alternativas:

$$IV = (MRc - MRo) \quad (1)$$

$$IV = \left(\frac{N}{K-FACTOR} \right) \quad (2)$$

Dónde:

MRc: Lectura indicada por el medidor al final de la operación.

MRo: Lectura indicada por el medidor al iniciar la operación.

N: Numero de Pulsos generados durante la operación.

K-Factor: Pulsos nominales por unidad de volumen.

- Registrar los valores de densidad observada (gravedad API o densidad relativa), temperatura y presión observada obtenidos del densitómetro en línea y calcular la densidad base (corregida a condiciones de referencia) de acuerdo a la última versión del algoritmo correspondiente en el MPMS API Capítulo 11 vigente.
- Calcular el valor del promedio ponderado de temperatura (TWA, Temperature Weighted Average), sumando los valores de temperatura obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicado por el volumen determinado en el mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido.

$$TWA = \frac{[SUM (Ti \times Vi)]}{Vt}$$

Dónde:

Ti= Valor de temperatura medido en el intervalo i

Vi=Volumen medido en el intervalo i

Vt= Volumen total medido durante la operación

- Calcular el valor promedio ponderado de presión (PWA, Pressure Weighted Average), sumando los valores de presión obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicado por el volumen determinado en el mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido.

$$PWA = \frac{[SUM (Pi \times Vi)]}{Vt}$$

Dónde:

Pi= Valor de presión medido en cada intervalo i

Vi= Volumen medido en el intervalo i

Vt= Volumen total medido durante la operación

- Calcular el factor de corrección de volumen por efectos de la temperatura en el líquido (CTL), con los valores de TWA y gravedad API de referencia o la densidad de referencia de acuerdo al producto.

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA		
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN		
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013	Versión: 2

Este valor se puede hallar aplicando el estándar API MPMS Capítulo 11.1-2004 (ASTM D1250-04) para las categorías de productos correspondientes a Crudos, Refinados y Aceites Lubricantes, los cuales corresponden a las tablas ASTM históricas 6A, 6B y 6D.

Las tablas de corrección aplicables más comunes se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Tablas de CTL.

Tabla	Producto	Temperatura	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	Coefficiente 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	Coefficiente 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	Coefficiente 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

NOTA: 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.

La norma API MPMS Capítulo 11.2.4 Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, and 60E (ASTM Technical Publication TP27; GPA Technical Publication TP-27) aplica para GLP (Gas Licuado del Petrleo) y GNL (Gas Natural Licuado).

La tabla histórica 24E puede utilizarse para obtener el CTL utilizando como parámetro de entrada la densidad relativa a 60 °F para GLP.

- Calcular el factor de corrección por efecto de la presión en líquido (CPL), mediante la siguiente ecuación:

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

Dónde:

Pb_a = Presión base (en psia)

Pe_a = 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 atmosfera a la temperatura de operación la expresión $(Pe_a - Pb_a) = 0$, con lo que la expresión se convierte en:

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

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

PWA = Valor promedio ponderado de Presión de operación (en psi)
F= Factor de compresibilidad del líquido

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*"

- Calcular el valor del factor de compresibilidad del líquido (F), con los valores de TWA y la densidad de referencia o gravedad API de referencia de acuerdo:
 - ✓ 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 Metre Density (15°C) and 46°C to 60°C Metering Temperature*".
- Calcular el factor de corrección para temperatura y presión del líquido (CTPL), referirse al estándar API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to IP 200/04/Adjunct to ASTM D 1250-04 (ADJD1250CD), como alternativa utilizando el algoritmo.
- Calcular el factor de corrección compuesto (CCF), el cual viene dado por:

$$CCF = CTPL \times MF$$

Dónde:

MF= Es el Meter Factor válido para la operación. Para calcular el Meter Factor (MF), referirse al MMH ECP-VSM-M-001 Capítulo 12 Cálculo de Cantidades de Petróleo Ítem 4.5 Determinación del Factor del Medidor o al procedimiento ECP-VSM-P-022 Procedimiento de calibración de medidores en volumen con probador volumétrico.

- Calcular el volumen bruto (GV, Gross Volume), multiplicar el IV por el MF aplicando la siguiente ecuación:

$$GV = IV \times MF$$

- Para efectuar el ajuste del volumen medido, a condiciones base o estándares, podemos utilizar una de las siguientes alternativas:
 - ✓ Para calcular el Volumen bruto a condiciones base o estándares (GSV), multiplicar el IV por el CCF.

$$GSV = IV \times CCF$$

- ✓ Para calcular el Volumen bruto a condiciones base o estándares (GSV), multiplicar el GV por el CTPL.

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

$$GSV = GV \times CTPL$$

- Para productos refinados el volumen bruto estándar es igual al volumen neto estándar.

$$NSV = GSV$$

- Para crudos se debe tomar una muestra representativa recolectada durante el bache sujeto a medición, extraída de la línea por el correspondiente muestreador automático o manual y enviada a laboratorios para análisis. Del certificado de calidad emitido por el laboratorio se toma el (%v/v) de sedimento y agua (%v/v)S&W, para calcular el factor de corrección por sedimento y agua (CSW) utilizando la siguiente ecuación:

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

Detalles específicos del análisis de agua y sedimento se encuentran en el MMH capítulo 10 y en el API MPMS Capítulo 10.

- Calcular el volumen neto estándar de la siguiente manera: multiplicando el GSV por el factor de corrección por sedimento y agua, a través de la siguiente ecuación:

$$NSV = GSV \times CSW$$

- El computador de flujo calcula en tiempo real hasta determinar el volumen bruto estándar, es decir, el volumen a condiciones estándar sin incluir la corrección por efecto del sedimento y agua (Factor CSW). El valor de BSW reportado por el laboratorio se debe introducir al computador de flujo. A continuación debe darse el comando al computador de flujo para que calcule el factor CSW y el volumen neto estándar (NSV), y reimprima el ticket con estos datos.
- Se hará una generación manual del ticket de medición en los siguientes casos:
 - ✓ El sistema de medición no tiene computador de flujo.
 - ✓ La información del ticket generado por el computador de flujo está errada.
 - ✓ Se requiere verificar la información del ticket del computador de flujo.

La verificación manual del ticket generado por el computador de flujo debe ser realizada por una persona que conozca el programa autorizado para hacer la liquidación manual.

Si el sistema de medición tiene computador de flujo el ticket oficial es el generado por el computador de flujo.

Si el sistema de medición no tiene computador de flujo, el ticket oficial es el generado por el programa autorizado.

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

Si por algún motivo se requiere corregir el tickete generado por el computador de flujo, debe existir un acta que justifique y sustente los motivos por los cuales se debe hacer una liquidación manual. Ver Formato ECP-VSM-F-001-F "Acta de Corrección de Tickete de Medición".

- Se debe dejar la siguiente documentación como soporte de la liquidación manual realizada: liquidación manual de tickete, acta de corrección de ticketes de medición, tickete emitido por el computador de flujo con el error o problema y documentos que evidencien las causas o posibles causas.

4.2 Liquidación Másica

Los medidores que miden directamente en masa y que a diferencia de los medidores que miden volumen, la medición no está afecta por variables como: temperatura, presión y densidad.

Para determinar el volumen a través del medidor la configuración del transmisor toma la masa medida y la divide por la densidad corregida a 60°F determinada por el mismo medidor.

De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{GSV} = \text{Masa Bruta} / \text{Densidad } 60^{\circ}\text{F}$$

Para la liquidación másica manual o verificación del tickete emitido por el computador de flujo con medidor que mide en masa siga los pasos que se detallan a continuación:

- Calcular la masa medida por el medidor de flujo aplicando una de las dos alternativas:

$$\text{IMm} = (\text{MRc} - \text{MRo}) \quad (1)$$

$$\text{IMm} = \left(\frac{\text{N}}{\text{K-FACTOR}} \right) \quad (2)$$

Dónde:

IMm: Masa Indicada por el medidor de flujo.

MRc: Lectura indicada por el medidor al final de la operación.

MRo: Lectura indicada por el medidor al iniciar la operación.

N: Numero de Pulsos generados durante la operación.

K-Factor: Pulsos nominales por unidad de masa.

- Calcular la Masa Bruta medida por el medidor de flujo aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Masa Bruta} = \text{IMm} \times \text{MFm}$$

$$\text{Masa Bruta} = \left(\frac{\text{N}}{\text{K-FACTOR}} \right) \times \text{MFm}$$

Dónde:

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

MFm: Meter Factor con el medidor configurado en masa. Para calcular el Meter Factor (MFm), referirse al ECP-VSM-P-048 Procedimiento para calibración de medidores coriolis en masa con probador Volumétrico

- Para productos refinados la masa bruta es igual a la masa neta.

Masa Bruta = Masa Neta

- Para crudos se debe tomar una muestra representativa recolectada durante el bache sujeto a medición, extraída de la línea por el correspondiente muestreador automático o manual y enviada a laboratorios para análisis. Del certificado de calidad emitido por el laboratorio se toma el %(m/m) de sedimento y agua (%S&W).
- Calcular el Factor de Corrección por sedimento y agua (CSW) utilizando la siguiente ecuación:

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

- Calcular la Masa Neta de la siguiente manera: multiplicando la Masa Bruta por el factor de corrección por sedimento y agua, a través de la siguiente ecuación:

Masa Neta = Masa Bruta x CSW

- El computador de flujo calcula en tiempo real hasta determinar el valor de masa bruta, es decir, la masa sin incluir la corrección por efecto del sedimento y agua (Factor CSW). Se debe introducir el valor de %(m/m) BSW reportado por el laboratorio. A continuación debe darse el comando al computador de flujo para que calcule el factor CSW y la masa neta, y reimprima el ticket con estos datos.
- Se hará una generación manual del ticket de medición en los siguientes casos:
 - ✓ El sistema de medición no tiene computador de flujo.
 - ✓ La información del ticket generado por el computador de flujo está errada.
 - ✓ Se requiere verificar la información del ticket del computador de flujo.

Si el sistema de medición tiene computador de flujo el ticket oficial es el generado por el computador de flujo.

Si el sistema de medición no tiene computador de flujo, el ticket oficial es el generado por el programa autorizado.

Si por algún motivo se requiere corregir el ticket generado por el computador de flujo, debe existir un acta que justifique y sustente los motivos por los cuales se debe hacer una liquidación manual. Ver Formato ECP-VSM-F-001-F "Acta de Corrección de Ticket de Medición".

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

- Se debe dejar la siguiente documentación como soporte de la liquidación manual realizada: liquidación manual de ticket, acta de corrección de tickets de medición, ticket emitido por el computador de flujo con el error o problema y documentos que evidencien las causas o posibles causas.

4.3 Registros

Los registros que deben soportar el proceso de liquidación de hidrocarburos líquidos con medición dinámica son:

- Ticket "no oficial" cantidades brutas estándar (GSV) emitido por el computador de flujo.
- Ticket "oficial" cantidades netas estándar (NSV) recalculadas, emitido por el computador de flujo.
- ECP-VSM-F-001-A "Ticket General para Medición Dinámica"
- ECP-VSM-F-001-B "Ticket de Medición Dinámica para Refinados"
- ECP-VSM-F-001-C "Ticket de Medición Dinámica para Crudos"
- ECP-VSM-F-001-D "Ticket de Medición Dinámica para GLP"
- ECP-VSM-F-001-F "Acta de Corrección de Tickets de Medición"
- ECP-VSM-F-002-B Verificación de Medidores de Flujo con Probador Compacto.
- ECP-VSM-F-002-C Verificación de Medidores de Flujo con Probador Bidireccional.
- ECP-VSM-F-002-F Calibración de medidores de flujo másico con probador compacto o bidireccional.

5 CONTINGENCIAS

No aplica

	PROCEDIMIENTO PARA LIQUIDACION DE PRODUCTOS CON MEDICION DINAMICA	
	GESTIÓN DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN Y CONTABILIZACIÓN	
	ECP-VSM-P-043	Elaborado 15/01/2013

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios
1	31/05/2009	Emisión del documento
2	15/01/2013	Revisión general

Para mayor información sobre este documento dirigirse a quién lo elaboró, en nombre de la dependencia responsable:

Elaboró: Mario Alberto Granada Cañas, Penélope Galeno Sáez
 Teléfono: 50057, 42080
 Buzón: Mario.Granada@ecopetrol.com.co, Penelope.Galeno@ecopetrol.com.co
 Dependencia: Departamento de Medición y Contabilización de Hidrocarburos, Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo

Revisó	Aprobó
 SARA ISABEL PARRA GÓMEZ Jefe del Departamento de Medición y Contabilización de Hidrocarburos VSM-GPS-PMC  MARIO A. GRANADA CAÑAS Profesional de Medición VSM-GPS-PMC En representación de los Líderes de Medición de VSM, VIT, VPR, GRB, GRC e ICP quienes participaron en su elaboración. Aprobado según acta del cuarto Comité Táctico de Medición y Contabilización realizado el día 29 de Noviembre de 2011	 BERNARDO CASTRO CASTRO Gerencia de Planeación y Suministro