REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

486

Caracas, 28 AGO 2001

Ciudadano
Gral. Bgda. (E) Guaicaipuro Lameda Montero
Presidente
Petróleos de Venezuela, S.A.
Ciudad.

Me es grato dirigirme a usted en la oportunidad de comunicarle que este Despacho ha aprobado las Normas Técnicas para la Fiscalización de los Hidrocarburos Líquidos, a objeto de que su representada las aplique en sus áreas operacionales y las haga del conocimiento de las empresas que operan en los Convenios Operativos y en las Asociaciones de Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco para los fines consiguientes.

Atentamente,

Alvaro Silva Calderón

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

DESPACHO DEL VICEMINISTRO DE HIDROCARBUROS

DIRECCION DE EXPLORACION Y PRODUCCION

DIVISION TECNICA DE FISCALIZACION

NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

INDICE

		Página
1.	Introducción	4
2.	Alcance de la Norma	5
3.	Responsabilidades	5
4.	Terminología	6
5.	Referencias	15
6.	Vigencia	17
7.	Unidades y Exactitud	17
8.	Disposiciones Generales	18
9.	Integridad de los Sistemas y Equipos de Medición y Procesamiento	24
10.	Validación del Sistema de Medición	26
11.	Auditoria de los Sistemas de Medición	28
12.	Calibración y Certificaciones	29
13.	Documentación	47
14.	Medición Automática para Fiscalización y Transferencia de Custodia	50
15.	Toma de Muestra Manual y Automático en Sistemas de Medición	66
16.	Contingencias en la Medición Automática	67

17. Medición Manual de Cantidades de Hidrocarburos Líquidos en Tanques Ubicados en Tierra. 68

18. Fiscalización de la Medición de las Exportaciones de Hidrocarburos 73

19. Fiscalización de los Volúmenes de Productos Derivados del Petróleo en el Mercado Interno 78

20. Sanciones 79

21. Disposiciones Transitorias. 79

22 Anexos A,B. 80

INTRODUCCION.

A objeto de adaptarse a las nuevas circunstancias por la cual está atravesando la industria petrolera venezolana, en lo que respecta a su fortalecimiento generado por la apertura al sector privado de las actividades extractivas de hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minas ha considerado conveniente la emisión de un lineamiento de política petrolera relacionada con la fiscalización automática de los volúmenes de hidrocarburos producidos por esfuerzo propio de Petróleos de Venezuela, S.A. y bajo la figura de Asociaciones y Convenios Operativos, de tal manera de efectuar una medición más efectiva y precisa de los volúmenes de hidrocarburos producidos en los campos y vendidos en los Mercados Interno y de exportación, mediante la aplicación de unas Normas Técnicas de Fiscalización que garanticen los pagos de extipendios a las contratistas por servicios prestados, así como también los montos por concepto de los diferentes impuestos en el ramo de los hidrocarburos que las empresas operadoras deben pagar al Fisco Nacional.

Estas Normas tienen como finalidad servir de guía a la industria del petróleo establecida en el país para alcanzar, por iniciativa propia y del Ejecutivo Nacional, el nivel de medición automatizado necesario en un corto plazo que permita conocer exactamente la producción y utilización de los recursos naturales explotados.

En su parte técnica, las normas de Fiscalización de Hidrocarburos de Venezuela han acogido algunos procedimientos acreditados internacionalmente provenientes de organismos oficiales y de instituciones especializadas en la materia, así como la aplicación de patrones adecuados que garanticen la exactitud de la medición fiscal y transferencia de custodia en la industria petrolera nacional, con la utilización de equipos confiables debidamente certificados por empresas independientes acreditadas.

Los procedimientos y regulaciones contenidos en estas Normas Técnicas para la fiscalización de los hidrocarburos serán revisadas a medida que vayan cambiando las situaciones que dieron origen a su texto original.

Asimismo, se incluye en estas Normas dos (2) anexos:

El anexo A, el cual contiene los esquemas típicos para mediciones fiscales.

El anexo B, el cual contiene el listado de los puntos de fiscalización ubicados en las áreas operativas petroleras.

ALCANCE DE LAS NORMAS

Estas Normas describen los lineamientos técnicos para la medición fiscal y transferencia de custodia de los hidrocarburos líquidos, las cuales serán aplicables en las actividades de medición respectivas llevadas a cabo por PDVSA, cualquier otra Operadora, Asociación o Convenios Operativos dentro del territorio nacional.

RESPONSABILIDADES

3.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El MEM, a través de la Dirección de Línea competente en materia de fiscalización de hidrocarburos y liquidación de impuestos, será el responsable de la actualización, custodia y aplicabilidad de estas Normas. A esos fines, contarán con el apoyo de las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos de cada región y la utilización de la asesoría de empresas contratadas especializadas en la materia, Dependencias Oficiales que tendrán como responsabilidad las siguientes funciones:

a) Velar por el fiel cumplimento de esta Norma en los sitios establecidos para la medición fiscal, a objeto de garantizar los volúmenes reales sujetos a la liquidación de los impuestos y pago de regalías dispuestos por la ley.

b) Auditar, avalar y validar los procedimientos y sistemas de medición utilizados por las operadoras, así como también de asegurar la vigencia de las certificaciones de calibración de los sistemas de medición fiscal.

El MEM mantendrá un personal capacitado y actualizado en materia de sistemas automatizados de medición fiscal.

3.2. Empresas Operadoras:

Son las responsables de la operación y buen funcionamiento de los sistemas de medición fiscal. Para esto, cada operadora debe garantizar el correcto funcionamiento de todos los componentes del sistema de medición y, de esta manera, obtener la información confiable y auditable de los volúmenes sujetos a pagos de impuestos y regalías. Así mismo, serán responsables de:

a) Diseño, procura y construcción de sistemas de medición fiscal acorde con estas Normas.

b) Contratar con terceros las calibraciones y pruebas de certificación exigidas por estas Normas, así como realizar la corrección de fallas y cualquier actividad necesaria para garantizar la integridad y funcionamiento de los sistemas de medición.

c) Asegurar la calidad de las mediciones y cálculos, para generar y transmitir por sistemas de información apropiados hasta los usuarios finales, la información y documentación necesaria que respalden la gestión.

d) Mantener capacitado y actualizado su personal en materia de sistemas automatizados de medición fiscal.

TERMINOLOGIA:

4.1. Abreviaturas:

ANSI: Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute).

API: Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials).

BIPM: Buró Internacional de Pesos y Medidas (International Bureau of Weight and Measure)

ECMA: Asociación Europea para la Normalización de la Información y de los Sistemas de Comunicación (European Association for Standardizing Information and Communication Systems).

FAT: Prueba de Aceptación en Fábrica (Factory Acceptance Test)

GUM: Guía ISO para la Estimación de la Incertidumbre en las Mediciones.

IEC: Comisión Internacional de Electrotecnia (International Electrotechnical Commission).

IP: Instituto del Petróleo (Institute of Petroleum)

ISO: Nombre de la Organización Internacional para la Normalización.

IUPAC: Unión Internacional de la Química Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Chemistry)

IUPAP: Unión Internacional de la Física Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Physics)

GLP: Gases Licuados del Petróleo.

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

MPMS: Manual de Normas de Medición del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard), emitido por API.

OIML: Organización Internacional de Metrología Legal (International Organisation of Legal Metrology).

OSI: Sistema Abierto de Interconexiones (Open System Interconnections).

PD Meter: Medidor de Desplazamiento Positivo.

PDVSA: Petróleos de Venezuela, S.A.

SIMAL: Sistema de Medición Automático en Línea

VDU: Unidad de Representación Visual (Visual Display Unit).

VIM: Vocabulario Internacional de Términos Básicos y Generales Usados en Metrología.

ISO 5168,1978

Medición de Fluidos: Estimación de la Incertidumbre de una Tasa de Medición de Fuidos.

Manual API de Normas de Medición Petrolera (MPMS)

API MPMS Capítulo 1, 1994	Vocabulario.
API MPMS Capítulo 2, sección 2ª, 1995	Calibración del Tanque, Medición y Calibración de Tanques Cilíndricos Verticales por el Método Manual.
API MPMS Capítulo 4, Sección 1, 1998	Sistemas Probadores-introducción.
API MPMS Capítulo 4, Sección 2, 1998	Probadores de Tuberias Convencionales
API MPMS Capítulo 4, Sección 3, 1998	Probadores de Volúmenes Pequeños.
API MPMS Capítulo 4, Sección 4, 1998	Probadores de Tanques.
API MPMS Capítulo 4, Sección 5, 1998	Probador de Medidor Maestro.
API MPMS Capítulo 4, Sección 6, 1998	Interpolación de Pulsos.
API MPMS Capítulo 4, Sección 7, 1998	Normas de Campo, Métodos de Prueba.
API MPMS Capítulo 4, Sección 8, 1995	Operación de los Sistemas de Prueba.
API MPMS Capítulo 5, Sección 2, 1997	Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.

API MPMS Capítulo 5, Sección 3, 1995	Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.
API MPMS Capítulo 5, Sección 5, 1997	Fidelidad y Seguridad en la Medición de Fluidos del Sistema de Transmisión de Datos Pulsados.
API MPMS Capítulo 7, Sección 1, 1996	Determinación de la Temperatura estática utilizando Mercurio en Termómetros de Vidrio.
API MPMS Capitulo 7, Sección 3, 1996	Determinación de la Temperatura Estática utilizando Termómetros Eléctricos Portátiles.
API MPMS Capítulo 8, Sección 1, 1995	Muestreo Manual de Petróleo y de Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 8, Sección 2, 1995	Muestreo Automático de Petróleo y Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 8, Sección 3, 1995	Mezcla y Manipulación de Muestras Líquidas de Petróleo y Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 9, Sección 1, 1992	Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 9, Sección 2, 1992	Método de Prueba de Hidrómetro de Presión para la Densidad o la Densidad Relativa.
API MPMS Capítulo 10, Sección 1, 1993	Determinación del Sedimento en Crudos y en Combustibles a través del Método de extracción.
API MPMS Capítulo 10, Sección 2, 1993	Determinación de Agua en Crudos a través de la Destilación.
API MPMS Capítulo 10, Sección 7, 1996	Método Estándar para la Determinación de Agua en Crudo a través del Análisis Volumétrico de Karl Fischer.
API MPMS Capítulo 11	Tablas de Medición de Petróleo.
API MPMS Capítulo 11, Sección 2.3, 1996	Calibración del Agua de los Probadores Volumétricos (Unidades Inglesas).

API MPMS Capítulo 12, Sección 2, 1996	Cálculo de Cantidades de Petróleo por Medidores de Turbina o de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 12, Sección 2.1, 1995	Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).
API MPMS Capítulo 13, Sección 2, 1994	Métodos Estadísticos de los Datos Probadores del Medidor Evaluador.

4.2. Definiciones:

Las definiciones en las que se basan estas Normas provienen del VIM. A continuación, se presentan algunas de las definiciones del VIM que resultan particularmente importantes para los fines de esta normativa, contienen además otros términos no presentes en el VIM, pero que resultan necesarios para la comprensión del enfoque de esta normativa de fiscalización.

Acondicionamiento de Corrientes: Mezcla de una corriente de fluido, de tal forma que se pueda tomar una muestra representativa de ella.

Aforamiento Manual : Es un proceso de medición de nivel que se ejecuta en forma manual, en el cual una persona ubicada en el techo del tanque o una plataforma toma lecturas de nivel, utilizando para ello una cinta calibrada.

Agua Disuelta: Agua en solución en petróleo o productos derivados del petróleo.

Agua Entrampada: Agua suspendida en petróleo. Puede incluir agua en emulsión pero no agua disuelta.

Agua Libre: Agua que existe como una fase separada.

Ajuste: Es la asignación de las compensaciones de un instrumento de medición para eliminar los errores sistemáticos de medición.

API (Instituto Americano del Petróleo): Es el organismo encargado de establecer los estándares para la industria petrolera en los Estados Unidos.

Calibración de Tanques: Es el término aplicado al procedimiento de medición de tanques, con el objeto de establecer el volumen real para cada altura de nivel en dicho tanque. Con esta calibración se obtienen las tablas de capacidad o Strapping Tables.

Calibración: Conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y

los valores correspondientes a los establecidos como estándares nacionales o internacionales.

Certificación: Calibración y ajuste, avalada por un ente autorizado, mediante un informe o certificado de haber realizado alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación permite la trazabilidad.

Certificado de Calibración: Certificado emitido por un laboratorio o entidad especial autorizada que trabaja de acuerdo a las normas nacionales e internacionales y que expresa la relación existente entre las lecturas indicadas por un instrumento y su valor verdadero. La determinación del valor verdadero debe ser atribuible a normas nacionales o internacionales.

Cliente: Ente que recibe los hidrocarburos para su custodia.

Ciego: Disco de metal que se instala entre bridas en una tubería para impedir en forma positiva el paso del flujo.

Compresibilidad: Relación entre el volumen de petróleo y la presión.

Computadora de Flujo: Equipo usado para el cálculo de volumen a partir de señales provenientes de los sensores de flujo, y compensado por temperatura, presión y densidad.

Condiciones del Peor Caso: Condiciones de operación del tomamuestras que representan el perfil de dispersión más irregular e inestable en el punto de extracción de la muestra.

Condiciones Estándar: Condiciones del crudo a una temperatura de 15,6 °C y una presión de 14.7 PSI.

Controlador de Muestreo: Dispositivo que gobierna la operación del extractor de muestras.

Cromatografía: Resultado de la composición de las sustancias existentes en un fluido, obtenido mediante técnicas de análisis espectral de las emisiones o adsorciones de energía.

Densidad: Cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Densidad Estándar: Es la densidad del producto corregida a 15,6°C, según las tablas API. Este valor es utilizado para determinar el volumen estándar bruto (G.S.V).

Densidad Seca del Petróleo: Densidad del petróleo limpio y seco, el cual no contiene agua en suspensión, ni sedimentos. Esta densidad es calculada mediante tablas que contienen la densidad del petróleo corregida a 60° F y el contenido de agua y sedimento, las cuales han sido debidamente aprobadas y puestas en ejecución por el MEM.

Densitómetro: Medidor de densidad en el cual la muestra fluye continuamente a través o alrededor del transductor permitiendo la medición continua.

Elemento de Medición: Parte del sistema de medición que interpreta las variaciones generadas por el elemento primario y proporciona una lectura asociada a la variable que se desea medir.

Elemento primario: Parte del sistema de medición encargada de sensar la variable a partir de la cual se infiere la medición.

Emulsión: Mezcla de agua y crudo no separada.

Enderezador de Flujo: Longitud determinada de tubería que contiene elementos que ayudan a la eliminación de turbulencias, denominadas venas enderezadoras. Esta pieza se instala a la entrada del medidor de flujo con el fin de reducir los errores en la medición.

Error aleatorio: Error causado por variaciones aleatorias temporales y espaciales de las magnitudes que influyen en la medición y que son imposibles de predecir.

Error de medición: Diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero de lo que se mide.

Error máximo permisible de un medidor: Valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

Error sistemático: Error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

Estratificación: Tendencia de los productos almacenados en tanques, de formar capas de productos de diferentes valores de densidades y temperatura.

Exactitud: Cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

Extractor de muestras: Dispositivo que toma la muestra (grab) de una tubería, lazo de muestro o tanque.

Evaporación Violenta (flashing): Operación donde los componentes volátiles de una solución se separan rápidamente, y la cual es causada generalmente por una reducción súbita de presión.

Factor de Corrección del Volumen (VCF): Es un factor que transforma los valores de volumen medidos a una determinada temperatura, en valores de volumen a una temperatura de referencia (15,6 °C).

Factor del Medidor (MF): Factor para compensar la desviación de medición ocasionada por desgastes y variaciones de condiciones operacionales.

Factor K: Es la relación entre los pulsos generados por un medidor y el volumen entregado.

$$\text{Factor K} = \frac{\text{Pulsos generados por el medidor}}{\text{Volumen entregado por el medidor}}$$

Fiscalización (Actual): Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos a ser utilizadas para el cálculo de pago de impuestos y regalías, en presencia del ente funcionario competente del MEM, quien dará fe del cumplimiento de los procedimientos legales y de los resultados obtenidos.

Fiscalización (Automatizada): Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

Flujo Bi-direccional: Flujo que puede ser en ambos sentidos, en los medidores y en los probadores de tubo o compacto.

Grab: el volumen de muestra extraído de la tubería, mediante una actuación simple del extractor de muestras.

Gravedad API: Es una medida característica en la industria del petróleo, usada como referencia de la densidad de los hidrocarburos.

Gravedad Específica: Relación de peso o masa de la sustancia respecto al peso o masa de una sustancia estándar. En el caso de líquidos, la sustancia estándar es el agua a 60° F, mientras que para el vapor y los gases el estándar es el aire a 60° F y una (1) atmósfera de presión.

Homogenización: Operación que mantiene unidos los componentes individuales de una mezcla. En el caso de mezclas de petróleo /agua se rompen las gotas grandes de agua y cualquier agua libre que pueda estar presente se dispersa bien en el petróleo para producir una mezcla en la cual cada subdivisión tiene el mismo contenido de agua en forma homogénea.

Histrograma: Diagrama que muestra una distribución de frecuencia.

Incertidumbre: Falta o carencia de certeza o conocimiento cierto sobre algo.

Incertidumbre de la Medición: Es el intervalo dentro del cual se estima que estará el valor verdadero de una magnitud medida, generalmente basado sobre una probabilidad dada. En general, comprende muchos componentes, alguno de ellos se pueden estimar sobre la base de la distribución estadística de los resultados de series de mediciones y se pueden definir mediante desviaciones estándar. Los estimados de otros componentes sólo se pueden basar en la experiencia o en otra información documentada.

Instrumento Certificado: Instrumento que ha sido calibrado por un laboratorio o entidad especial ejecutante de la normativa y que se acompaña con el respectivo certificado de calibración.

Interpolación: Proceso por el cual un valor apropiado es colocado entre valores tabulados de una función.

Lazo de Muestreo: Tubería auxiliar derivada de la tubería principal, la cual contiene un pequeño volumen del líquido que fluye a través de la tubería principal.

Líquido Homogéneo: Es aquel que tiene la misma composición en todos los puntos del recipiente, tanque o de la tubería (sección transversal).

Masa Neta: La masa de hidrocarburos correspondiente al volumen patrón o neto medido.

Medición: Comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Medidor con Caracteristicas Líneal: Medidor con una relación constante entre el valor de la medición y el valor real de la variable medida. La caracteristica líneal denota un factor del medidor constante en todo su intervalo de medición

Mermas: Cualquier disminución del volumen de hidrocarburos que resulte natural por las propiedades del mismo en las condiciones de almacenamiento, mezclas o transporte a las que es sometido.

Mezclador Estático: Dispositivo que utiliza la energía cinética del flujo de fluido para lograr el acondicionamiento de la corriente.

Muestra: Porción tomada de un volumen total, la cual puede o no contener los componentes en la misma proporción en la que se encuentran presentes en el volumen total.

Muestra Isocinética: Muestra tomada de una corriente en la cual la velocidad lineal del fluido a través de la abertura de la cánula toma muestra es igual a la velocidad lineal dentro de la tubería y en la misma dirección del fluido

Muestra Proporcional al Flujo: Muestra tomada de una tubería, de una manera tal que la razón de muestreo es proporcional (durante todo el período de muestreo), a la razón de flujo del líquido en la tubería.

Muestra Proporcional al Tiempo: Volumen conformado por un determinado número de muestras (grabs) de igual volumen, tomadas de una tubería a intervalos de tiempo uniformes durante toda la operación de transferencia.

Muestra Representativa: Porción tomada de un volumen total, la cual contiene los componentes en la misma proporción en la que se encuentran presentes en el volumen total.

Muestreo: Todos los pasos necesarios para obtener una muestra de hidrocarburos que es representativa del contenido de cualquier tubería, tanque u otro recipiente y colocar dicha muestra en un recipiente o contenedor desde el cual una porción representativa puede ser tomada para su análisis.

Muestreo Isocinético: Muestreo realizado de tal manera que la velocidad lineal del líquido a través de la apertura del probe del extractor de muestras, es igual a la velocidad lineal del líquido en el punto donde se encuentra instalado el extractor en la tubería.

Nivel de Agua Libre (F.W.L): Es la altura de la capa de agua libre que se separa del crudo y se acumula por debajo del mismo.

Pérdidas: Toda disminución de volumen de crudo causado por problemas de operación durante el almacenamiento o transporte del mismo.

Mezclador de Potencia: Dispositivo que utiliza una fuente externa de potencia para conseguir el acondicionamiento de corrientes.

Probador Compacto: Probador de pistón de desplazamiento positivo que trabaja con un volumen significativamente menor que el de los probadores convencionales de esfera.

Probador de Peso Muerto: Aparato utilizado para calibrar instrumentos de medición de presión. La presión de referencia se obtiene utilizando pesas calibradas.

Probador Gravimétrico: Probador en el cual se obtiene el volumen total del líquido con mucha precisión.

Probé: Parte del extractor de muestras, que se inserta en la tubería y direcciona la porción del fluido hacia el recipiente recolector de muestras.

Producción Fiscalizada: Es la sumatoria de los volúmenes netos certificados por el MEM en los puntos de fiscalización a fin de determinar el monto a pagar por regalías u otros impuestos.

Producción Operada: Todo volumen neto recibido en 24 horas. Con esta producción se realiza el balance diario de producción.

Pruebas Centralizadas: Método para probar la calibración de los medidores que son transferidos del sitio de trabajo a un sitio o laboratorio autorizado convenido para efectuar las pruebas.

Prueba de Perfil de Dispersión: Procedimiento para extraer simultáneamente muestras de hidrocarburos en diversos puntos a lo largo del diámetro de una tubería, a objeto de identificar la magnitud de la estratificación.

Receptor de Muestras: Recipiente en el cual las muestras son recolectadas.

Recolector Automático de Muestras: Dispositivo instalado en una tubería que es activado por un equipo de control para obtener una muestra representativa del liquido.

Recorrido Lineal del Medidor: El recorrido en el cual el factor del medidor no se desvía de los límites especificados.

Resultado de la medición: Valor atribuido al líquido luego de efectuar su medición.

Segregación: Es la producción de una área operacional proveniente de pozos perforados en diferentes yacimientos con características no necesariamente idénticas.

Sistema Automático de Tomamuestras: Sistema que consiste en un acondicionador de corrientes, un tomamuestras automático y los dispositivos de manejo y mezclado de la muestra previo al análisis de laboratorio.

Suplidor : Operador que entrega los hidrocarburos a otro ente para su custodia.

Tablas API : Son tablas proporcionadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), utilizadas para el cálculo del volumen bruto a condiciones estándar o de referencia. Las tablas empleadas para determinar los cálculos de volumen de crudos son las identificadas con los números 54A, 54B y 54C del Manual API.

Tablas de Calibración : Son tablas que expresan la relación Nivel- Volumen para cada tanque. Estas son necesarias, debido a que los tanques no son cilindros perfectos, por defectos de fabricación, por efectos de la presión hidrostática y dilatación térmica. Para efectuar la calibración de los tanques es necesario regirse por la norma API 2550.

Tomamuestras Automático: Dispositivo utilizado para extraer muestras representativas del líquido que fluye por una tubería. Normalmente está compuesto por: extractor de muestras, controlador de muestreo, dispositivo de medición de flujo y recipiente recolector de muestras.

Transferencia de Custodia: Cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición o de un valor usado como referencia que permite relacionarla a referencias establecidas, normalmente estándares nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones, poseyendo cada una de las mismas una incertidumbre definida.

Valor Promedio Aritmético: El valor promedio de una serie de resultados, el cual se obtiene sumando todos los resultados y dividiéndolos por el número de ellos.

Valor Promedio Ponderado: El valor promedio de una serie de resultados calculados, asignándole a cada resultado la importancia que amerita.

Venta: Es el acto mediante el cual el producto es entregado a un tercero a cambio de un valor económico, transfiriendo la propiedad del producto.

Volumen: Espacio físico que ocupa la masa de una sustancia.

Volumen Bruto Observado (G.O.V): Es el volumen del producto, sin incluir el agua libre al fondo del tanque. Este volumen está referido a las condiciones de temperatura y presión del proceso, también se le denomina volumen a condiciones del proceso.

Volumen de Agua Libre (F.W.V): Es el volumen de agua libre obtenido a partir de las tablas de calibración .

Volumen Específico: Es el volumen por unidad de masa o cantidad unitaria de material.

Volumen Bruto Estándar (G.S.V): Es el volumen total observado corregido a condiciones estándar de temperatura (15,6 ºC), según lo establecido por API.

Volumen Neto Estándar (N.S.V): Es el volumen estándar bruto compensado por los sedimentos y agua disueltos dentro del producto.

Volumen Neto (N.V): Es el volumen total observado corregido a condiciones estándar de temperatura (15,6 ºC) y presión (14,7 PSIA), según lo establecido por API.

Volumen Total Observado (T.O.V): Es el volumen del producto, incluyendo el agua libre o sedimento localizados al fondo del tanque. Es calculado sobre la base de las tablas de calibración y el nivel del líquido.

4.3. Términos:

1. SG: Gravedad específica del fluido.
2. ρ: Densidad de fluido.
3. σ: Desviación estándar.
4. μ: Viscosidad dinámica

REFERENCIAS:

5.1. Disposiciones Legales Aplicables:

1. Ley de Hidrocarburos y su Reglamento
2. Ley de Metrología

5.2. Nornas Nacionales:

1. Código Eléctrico Nacional.
2. Normas COVENIN

5.3. Normas Internacionales:

- API MPMS Chapter 8, Section 2, Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products. Second Edition, October 1995.
- IP Petroleum Measurement Manual, Part VI, Section 2 (Sampling).
- ISO 3171 Petroleum Liquids - Automatic Pipeline Sampling, 1998.
- API-RP 551, Process Measurement Instrumentation, Firts Edition, May 1993.
- API-RP 552, Transmission Systems, First Edition, October 1994.

- API-RP 554, Process Instrumentation and Control, First Edition, September 1995.
- ANSI B-31.3 Chemical Plants and Petroleum Refinery Piping.
- ISA S 12.1 Definitions and Information Pertaining to Electrical Instruments in Hazardous (Classified) Location.
- PDVSA NB-212 Motores Eléctricos.
- API MPMS, Manual of Petroleum Measurement Standard capítulos 4, 5, 11-13, cláusulas 8.2 y 10.9
- ASTM-D-4928-89, (Corresponde a IP 386/90 listado posteriormente).
- ECMA-TR25, OSI sub-network interconnection scenarios permitted within the framework of ISO-OSI ref. model.
- EN 60751, Industrial Platinum Resistance Thermometer sensors
- IP 386/90, Determination of Water Content of Crude Oil - Coulometric Karl Fischer method.
- IP PMM Part VII Continuous Density Measurement
- IP PMP No. 2, Guidelines for users of Petroleum Measurement Tables.
- ISO 1000, SI units and recommendations for use of their multiples and of certain other units.
- ISO 10723, Performance evaluation of on line analytical systems.
- ISO 3170, Petroleum Liquids - Manual Sampling.
- ISO 3171, Petroleum Liquids - Automatic pipeline sampling.
- ISO 5024, Measurement - Standard reference conditions
- ISO 6551, Petroleum Liquids and Gases - Fidelity and Security of Dynamic Measurement - Cabled Transmissions of Electric and/or Electric Pulsed Data.
- ISO 7278 Part 3, Liquid Hydrocarbons - Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters.
- ISO 9000-3, Guidelines for the application of the ISO 9001 to the development, supply and maintenance of software.
- ISO IEC 3309, Telecommunication and information; exchange between systems; high level datalink control (HDLC) procedure; frame structure.
- ISO OSI Layered Communication Model.
- NEMA 250 Enclosures for Electrical Equipment.
- OIML P17, Guide to the expression of Uncertainty in Measurements.
- OIML, International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology.

VIGENCIA:

Las presentes normas entrarán en vigencia a partir de la fecha de su notificación a las empresas operadoras de la industria petrolera nacional. Sin embargo, en lo que a la automatización se refiere, el MEM acordará con las empresas operadoras los puntos de fiscalización y el tiempo a ser automatizados.

7. UNIDADES Y EXACTITUD:

Para todos los cálculos se utilizarán las siguientes Unidades de Ingeniería, con la cantidad de decimales indicados (yy):

Variable	Unidad	Decimales
Volumen	Barriles	xxxxx,yy
Volumen	Metros Cúbicos	Xxxxxx,yyy
Masa	Kilogramos	xxxxx,0
Masa	Toneladas Métricas	xxxxx,yyy
Gravedad	Grados API @ 60 °F	xxx,y
	CTL	x,yyyy
Densidad	Kilogramos/ M^3	xxxx,y
	Densidad Relativa	x,yyyy
Contenido de Agua	% A y S	xx,yyy
	CSW	x,yyyyy
Temperatura	°F	xxx,y
Temperatura	°C	xxx,yy
Presión	Libras/$Pulgada^2$	xxxx,yy

8. DISPOSICIONES GENERALES

8.1. AUTOMATIZACION DE LA MEDICION PARA LA FISCALIZACION Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

8.1.1. DEFINICION BASICA:

Se entiende por automatización de la medición para la fiscalización y transferencia de custodia de los hidrocarburos la medición de las cantidades y calidades fiscalizadas de hidrocarburos y la transmisión de los resultados de dicha medición a los centros operativos y a las oficinas del MEM por medios automáticos, es decir sin intervención ordinaria de personal.

En el alcance de la automatización mencionada en el punto anterior se incluye el registro histórico de las mediciones y los balances y demás operaciones adicionales que sean requeridas por el MEM, como parte de la fiscalización de la producción de hidrocarburos.

8.2. CONDICIONES BASES

Como condición básica se debe considerar solamente una de las siguientes opciones:

Temperatura:	15,6 °C	(60 °F) ó
Presión:	14,7 psi	

8.3. CRITERIOS PARA DETERMINAR LOS PUNTOS DE FISCALIZACION

Los hidrocarburos líquidos se fiscalizarán en los sitios más cercanos a las áreas operacionales, los cuales deberán ser aprobados debidamente por el MEM, tomando como base la normativa legal sobre la materia y una relación favorable entre la calidad mínima requerida en las mediciones y la operación de los puntos de medición.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, se debe medir el volumen y las calidades de:

- PETROLEOS PRODUCIDOS
- VENTAS NACIONALES DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO
- EXPORTACIONES DE PETROLEOS Y PRODUCTOS DERIVADOS
- CONSUMO PROPIO DE PETROLEO Y PRODUCTOS DERIVADOS

Los puntos de fiscalización del petróleo serán los Campos de Producción, cuidando que la asignación de las gravedades del petróleo sean reales en estos campos petroleros. Los funcionarios responsables de la fiscalización en el campo de producción deberán tener pleno conocimiento de la tecnología y procedimientos utilizados por las empresas operadoras para determinar los volúmenes producidos de petróleo y sus cualidades en los campos de producción, y están obligados a revisarlos y aprobarlos periódicamente, tomando en consideración las pruebas de los pozos ordenadas por el MEM y practicadas por las operadoras.

Cuando se trate del petróleo extrapesado producido en las áreas asignadas a las Asociaciones Estratégicas, se utilizará la Metodología de fiscalización aprobada por el MEM para cada una de ellas.

Cuando se trate de transferencia de custodia y/o ventas, los funcionarios responsables de la fiscalización deberán conocer sobre la metodología y equipos utilizados por las empresas para medir el volumen y la calidad de los hidrocarburos despachados en los puntos de transferencia, acordados en los diferentes Contratos de Servicios y en los terminales de embarque, de tal manera de garantizar la base para los montos de los estipendios que pagará PDVSA por servicios prestados y el cálculo de los correspondientes impuesto de explotación y del impuesto sobre la renta liquidados por el Fisco Nacional.

Las operadoras que utilicen diluentes u otros métodos para producir petróleo pesado o extrapesado someterán el Sistema de Fiscalización a la consideración del MEM para su aprobación.

Las exportaciones de petróleo y productos serán fiscalizadas en los Terminales de Embarque, Refinerías y en los Centros de Distribución de Productos.

Los volúmenes de productos derivados del petróleo destinados al Mercado Interno serán fiscalizados a la salida de las refinerías, así como todos los movimientos operacionales efectuados en los Centros de Distribución, a objeto de garantizar la determinación de los volúmenes de productos derivados sujeto al pago del impuesto contemplado en el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 74 de su Reglamento.

8.3.1. Régimen Legal Aplicable

El sistema de medición deberá registrar los volúmenes de hidrocarburos sometidos a impuestos, y deberá ser aprobado previamente por el MEM.

De acuerdo con lo dispuesto en el articulo 41 de la Ley de Hidrocarburos, se deberá fiscalizar los volúmenes de petróleo en los campos de producción, a objeto de determinar el monto del impuesto de explotación o regalía a que hubiere lugar, para lo cual las empresas operadoras deberán contar con las instalaciones de medición requeridas para cumplir con esta disposición legal, así como los demás equipos necesarios para lograr un balance efectivo de ese recurso natural. De igual manera, se hará lo mismo con los hidrocarburos vendidos en los mercados interno y de exportación en los sitios determinados para su fiscalización.

El Ministerio de Energía y Minas, conjuntamente con las empresas operadoras y apoyándose en las empresas de servicio de medición acreditadas en el país, determinarán los puntos o sitios específicos en los

cuales habrán de instalarse los nuevos medidores para efectos fiscales, así como las correcciones, modificaciones, reparaciones y sustituciones necesarias a realizarse en los medidores existentes para garantizar el funcionamiento fiscal.

8.3.2. Requerimientos Funcionales

8.3.2.1. Generalidades

Los puntos de medición deberán cumplir con unos requerimientos mínimos para garantizar la calidad de las mediciones. Para la determinación de cada punto de fiscalización se deberán tomar en cuenta que los mismos se encuentren lo más cercano posible a los pozos de producción, cuando se trate del petróleo producido y de los sitios de entrega en el caso de otros hidrocarburos líquidos destinados a su venta, así como la utilización de una tecnología de medición adecuada que responda a la exigencia de la calidad fiscal requerida.

8.3.2.2. Tecnologías de Medición

Las tecnologías de medición a usar deberán estar acorde con las características del proceso y que nos permitan obtener los niveles de incertidumbre adecuados para la medición fiscal.

Un sistema de medición fiscal deberá contar al menos con los siguientes elementos:

1. Un elemento primario
2. Una parte instrumental
3. Un sistema de cálculo de volúmenes netos confiable y con facilidades de generar informes que puedan ser auditables por el MEM.

8.3.2.3 Procesos de Medición

Las características del proceso utilizado deberán ser de manera tal que permitan una medición de volumen de hidrocarburos con la incertidumbre mínima deseada.

8.4 CRITERIOS PARA DETERMINAR LOS PUNTOS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

Los puntos de medición de transferencia de custodia se definirán de mutuo acuerdo entre el SUPLIDOR y el CLIENTE que garanticen la precisión de las mediciones fiscales. La incertidumbre en los sistemas de medición fiscal de hidrocarburos líquidos, instalados en los Terminales de Embarque y en los Centros de Distribución, no deberá ser mayor de veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%)

8.5 INCERTIDUMBRES EN LA MEDICION

El valor de incertidumbre especificado para los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos no será mayor de uno por ciento (1%) en los Puntos de Fiscalización de la producción petrolera, condicionado a la obligación que tienen las operadoras, de instalar sistemas referenciales de mediciones en líneas en sitios aguas arriba de dichos sitios de fiscalización. En lo que respecta a los Terminales de Embarques y Centros de Distribución de Productos, dicho valor no será mayor de veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%). Todas estas incertidumbres son totales, las cuales son derivadas de una combinación estadística apropiada de incertidumbres parciales de diversos componentes en el sistema de medición. Las operadoras y empresas de servicios deberán utilizar equipos que contribuyan a alcanzar estos niveles de funcionamiento.

Cada sistema de medición deberá incluir la estimación correspondiente de la incertidumbre, de acuerdo con la Guía ISO para estimación de la incertidumbre, en las mediciones (GUM).

Todos los detalles de la estimación anterior deberán ser registrados y se encontrarán disponibles para cualquier revisión o auditoría del MEM, en el sitio y en las oficinas del operador.

Debido a que las mediciones de los volúmenes de líquidos pueden ser realizadas en tanques de almacenamiento o en tuberías, se presenta a continuación un resumen que servirá de guía para establecer los cálculos mínimos requeridos.

Para el caso de mediciones estáticas en tanques de almacenamiento, se deberá tomar en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

a) Tablas de Calibraciones de los tanques, debidamente revisadas por la Coordinación Operacional y por la Gerencia de Control Volumétrica de

PDVSA y conformadas por las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos del MEM.

b) Tablas de densidades secas API

c) Incertidumbre de las tablas de calibración, las cuales deben ser emitidas conjuntamente con la calibración de cada tanque.

d) Para cada una de las variables primarias (niveles de líquido y de agua libre, temperaturas, gravedad API y porcentaje de agua en suspensión) deberán ser estimadas sus respectivas incertidumbres, considerando las imprecisiones de los respectivos instrumentos y la variabilidad de las condiciones de proceso y de las propiedades del fluido, refiriendo en cada caso la trazabilidad de los patrones usados para tal fin.

e) Incertidumbre en la expansión térmica de la estructura del tanque.

f) Incertidumbre de las tablas o ecuaciones API utilizadas.

g) Procedimiento de cálculo.

h) Número de repeticiones del cálculo del volumen neto.

i) El modelo matemático para la determinación del volumen neto existente en un tanque será el representado por la siguiente expresión:

$$V = V_{cla} * VCF(G_{API}, T_{Tanque}, T_{Lab}), \qquad \text{(Ec.1.1a)}$$

$$V = (VOL(hl) - VOL(A_{libre})) * (1 - \frac{AE}{100}) * VCF(G_{API}, T_{Tanque}, T_{Lab}), \qquad \text{(Ec.1.1b)}$$

en donde,

V : Volumen neto en el tanque.

V_{cla}: Volumen Bruto de crudo libre de agua.

VCF(): Función de compensación por temperatura del volumen de crudo libre de agua, equivalente al factor indicado en API MPMS, Cap. 11.

G_{API}: Gravedad API del líquido almacenado corregida a 15,6°C (60°F)

T_{Tanque}: Temperatura del líquido en el tanque.

T_{Lab}: Temperatura del líquido en el laboratorio.

VOL(): Función de volumen total de líquidos, según tabla de calibración del tanque.

hl : Nivel de líquidos, determinado con medidores de nivel.

A_{libre}: Nivel de agua libre, determinado con medidores de agua libre.

AE: Porcentaje de agua en emulsión, determinado por laboratorio.

Para las mediciones en línea se deberán tomar en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

a) Incertidumbre en la composición del fluido.
b) Incertidumbre debido a variaciones en el régimen de flujo.
c) Incertidumbre del medidor de caudal a las condiciones de operación.
d) Incertidumbre en las mediciones de temperatura, densidad y corte de agua.
e) Incertidumbre en el método de cálculo e integración del caudal.
f) Incertidumbre en las tablas o ecuaciones API utilizadas para el cálculo de los factores volumétricos.
g) Incertidumbre asociada a la instalación, tales como características de las tuberías y conexiones a proceso.
h) Incertidumbre debida al muestreo de las mediciones en línea.
i) Incertidumbre por interferencia en la transmisión de las mediciones.
j) Tablas de Gravedades Secas autorizadas por el MEM.

En cualquier caso, la incertidumbre del volumen neto se determinará considerando las incertidumbres parciales anteriormente mencionadas, y otras que puedan estar presentes como situaciones particulares. La incertidumbre global del volumen neto será obtenida por métodos analíticos, tal como la ley de propagación de error basada en la expansión de la serie de Taylor, o por métodos basados en simulaciones, como el de Montecarlo. Tanto el procedimiento como la estimación de las incertidumbres parciales serán incluidos en los datos a ser suministrados al MEM, tanto para aprobación de una instalación nueva como para la actualización en cada calibración y certificación.

En el Anexo A se muestra un ejemplo de estimación de incertidumbre. El caso mostrado sólo tiene carácter de ejemplo y no deberá ser tomado como parte integral de estas Normas.

8.6 LAPSOS DE FISCALIZACION:

8.6.1. Los días de operación terminan a las 12:00 horas del mediodía, lo cual indica que los cierres de movimientos e inventarios de hidrocarburos líquidos deberán hacerse a esa hora.

8.6.2. La fiscalización del petróleo se efectuará en las instalaciones a la hora indicada en el numeral anterior.

8.6.3. El Balance Anual de Producción Fiscalizada de Hidrocarburos líquidos se inicia a las 12:00 horas del mediodía del 31 de Diciembre del año anterior y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del 31 de diciembre del año actual.

8.6.4. El Balance Diario de Producción Fiscalizada se inicia a las 12:00 horas del mediodía del día actual y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del día siguiente.

8.6.5. El Balance Mensual de Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos se inicia a las 12:00 horas del mediodía del último día del mes anterior y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del último día del mes actual.

9. INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE MEDICION Y PROCESAMIENTO

Los sistemas de medición y los equipos que lo conforman, así como los sistemas automáticos de medición fiscal deberán tener características constructivas y operacionales que garanticen:

a) La medición de todo el flujo o volumen sin posibilidad de desvío ni contaminación del fluido.

b) Alta disponibilidad operacional del sistema.

c) Fidelidad e integridad de las mediciones, la información obtenida de la base de datos y los cálculos que los equipos y sistemas procesan.

9.1. Medición de todo el flujo o volumen

a) Las conexiones de los medidores o tanques en un sistema de medición deberán ser realizadas de forma tal que no sea posible el desvío de flujo por una ruta que no pase a través de los medidores o tanques.

b) En el caso de medición en línea, no se deberá instalar desvío a los medidores, salvo ciertas excepciones debidamente justificadas. El dimensionamiento0 del sistema de medición debe ser realizado de tal manera que permita sacar fuera de servicio y/o realizar mantenimiento a un medidor, con el resto de los medidores en servicio, sin necesidad de desviar ninguna cantidad de flujo.

c) En caso de requerir la instalación de desvío, ésta deberá estar provista de una válvula de bloqueo con alta integridad de hermeticidad de tipo doble bloque y purga, provisto de candado y sello que garantice el mantenimiento de la válvula en posición cerrada. Asimismo, se pueden instalar dos válvulas con candado en su posición cerrada y colocar de una brida ciega entre las válvulas. El monitoreo de la salida de purga se puede verificar en forma manual o automática.

d) En el caso de medición de volumen en tanques, deberá existir un mecanismo de bloqueo que no permita el vaciado del tanque, cuando dicho tanque se esté llenando o viceversa.

9.2. Disponibilidad operacional

a) Se debe mantener la continuidad operacional del sistema de medición, aun en situaciones de mantenimiento de un medidor o tanques de medición. A tal fin, los medidores o tanques se deben dimensionar de forma que el sistema pueda manejar la totalidad del flujo o volumen aun con un medidor o tanque fuera de servicio.

b) También es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamientos y cálculos funcionando, aun cuando se interrumpa el bombeo de fluido a través del sistema por el paro de las bombas. En el caso de medición de flujo en línea, ésta se realiza con la finalidad de poder medir el flujo que aún continúa pasando debido a la inercia mecánica. El respaldo de energía también garantiza la preservación de la información del flujo o volumen total acumulado y otras variables.

c) La disponibilidad operacional deberá ser considerada para el procesamiento o cálculo del volumen.

d) Como medida de prevención se deberán establecer procedimientos de contingencia, en caso de fallas en algún equipo o del sistema completo de medición.

e) La disponibilidad del sistema se podrá incrementar con el uso de equipos con capacidad de auto diagnóstico, tanto en el arranque como durante la operación normal de los equipos.

f) Todos los equipos del sistema deberán poseer protección contra alta tensión eléctrica y descarga atmosférica.

g) En caso de fallas de alimentación eléctrica, el sistema deberá ser capaz de efectuar un paro ordenado y reiniciar automáticamente la energía eléctrica.

h) El sistema deberá tener un medio confiable para el manejo de la fecha y la hora del funcionamiento del sistema.

i) El sistema deberá tener un medio para almacenar el volumen total acumulado en cada medidor o tanque, así como el total del sistema. Estos valores acumulados no podrán reposicionarse a valor cero, a menos que se utilice un procedimiento de seguridad diseñado para tal propósito.

j) Los programas y aplicaciones deberán tener rutinas de manejo de error para evitar la paralización de la tareas y cálculos debido al procesamiento de datos inválidos o fuera de límite.

9.3. Fidelidad e integridad de las mediciones, de la base de datos y los cálculos

a. El volumen se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos obtenidos de los sensores, medidores, factores y constantes de cálculos.

b. Para garantizar la integridad de los valores de las mediciones, es necesario mantener los ajustes de calibración y configuración en los elementos de medición, así como el uso de los valores adecuados de los factores, constantes y ecuaciones de cálculos. Para evitar cambios no autorizados de dichos valores, se deberán restringir el acceso de personal para la realización de ajustes y modificaciones en los equipos del sistema.

c. Si el sistema de medición se conecta a una red, se deberá garantizar el acceso al sistema de medición. La red de comunicación deberá usar protocolo donde la protección y la seguridad sean parte del mismo.

d. Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculos, ajuste de factores de cálculos, entre otros, se deberá realizar siguiendo un procedimiento previamente establecido por el MEM.

e. El acceso a los algoritmos y parámetros de cálculos deberán estar restringido y protegido mediante códigos de acceso, al igual que el modo de selección de operación automático/manual del sistema.

f. La carga de constantes y rangos a la computadora de flujo o volumen se deberá realizar en la inicialización de ésta o el reinicio, bajo el comando del operador autorizado, previa introducción de un código de acceso.

g. Cualquier acción de cambio de parámetro en el sistema deberá ser reseñado en la bitácora del sistema indicando el valor anterior, el valor nuevo, la fecha, hora y código de acceso usado para realizar el cambio, es decir dejando la huella auditable del Sistema.

10. VALIDACION DEL SISTEMA DE MEDICION

El personal de operaciones y mantenimiento de la empresa operadora deberá tener presente que la función de la medición fiscal es proveer la información de la cual se determinará el valor monetario de los hidrocarburos producidos y el cálculo de los impuestos respectivos. En los acuerdos contractuales relativos a la transmisión o transporte de hidrocarburos por tuberías y al mercado de los hidrocarburos, se especificará que la medición se mantendrá dentro de los límites definidos. La recertificación rutinaria (calibración) de los equipos en estaciones de medición fiscal es necesaria para satisfacer estos requerimientos contractuales.

La instrumentación a utilizarse para la medición fiscal y transferencia de custodia deberá seleccionarse por su exactitud y estabilidad. Los instrumentos y equipos que demanden ajustes frecuentes no se considerarán para aplicaciones de medición fiscal.

Las mediciones y cálculos correctos que realice cualquier sistema de medición deberán ser verificados y validados, según :

a) Antes de su puesta en servicio.
b) En forma periódica, de acuerdo a la reguriosidad del servicio y el acuerdo mutuo entre las partes.
c) Después de un mantenimiento mayor o modificación en los componentes del sistema.
d) Después de un ajuste de calibración en los medidores o sensores.
e) Cuando exista sospecha o evidencia de una medición o cálculo no apropiados.

La verificación deberá ser realizada por una empresa independiente, debidamente acreditada por el MEM que no tenga ninguna relación comercial con las partes, ni con los equipos a verificar.

Una vez demostrada la operación correcta, así como los cálculos del sistema, los resultados de la verificación deberán ser avalados por la Dirección de línea del MEM competente, Dependencia que emitirá la validación respectiva.

10.1. Recertificación de equipos:

Los sistemas y equipos de medición fiscal, transferencia de custodia o venta, deberán ser recertificados anualmente por empresas de Servicios de Medición de Hidrocarburos, o por un laboratorio calificado perteneciente a una empresa de auditoria independiente acreditada nacional o internacionalmente, debidamente registrados y autorizados por el MEM.

Cualquier equipo del sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta que se encuentre o se sospeche en que está estado defectuoso, deberá ser sacado del servicio, de inmediato. Una vez corregida la falla, el equipo deberá ser sometido a recertificación.

Una copia del certificado de calibración actualizada del sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta deberá estar disponible en un archivo controlado, ubicado en las instalaciones donde se lleve a cabo la medición fiscal, transferencia de custodia o venta.

Los equipos de prueba utilizados en la calibración de instrumentos en sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta, deberán ser recertificados anualmente por empresas de Servicios de Medición de Hidrocarburos, debidamente registradas y autorizados por el Ministerio de Energía y Minas, o por un laboratorio calificado perteneciente a una empresa de auditoria independiente acreditada nacional o internacionalmente.

Los equipos de prueba podrán ser utilizados dentro de los doce (12) meses comprendidos a partir de la fecha de su calibración. Dichos equipos se considerarán fuera de certificación después de esa fecha. Los equipos serán

devueltos o puestos fuera de servicio y no serán utilizados para calibración después de la fecha de vencimiento de la certificación.

10.2. Manejo y resguardo:

Los equipos de prueba certificados para calibración de sistemas de medición, deberán ser manejados y resguardados de acuerdo a los procedimientos definidos en los estándares ISO.

11. AUDITORIA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN FISCAL

Los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia deberán ser periódicamente auditados a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de operación establecidas. Las auditorías técnicas podrán ser realizadas por funcionarios del MEM o por empresas independientes debidamente calificadas por el MEM, para efectuar este tipo de auditorías.

Los sistemas de medición deberán ser auditados por lo menos una vez cada año. Adicionalmente, podrán ser efectuadas, en cualquier momento a solicitud del MEM. Estos equipos deberán disponer, entre otras, de las siguientes características que aseguren la auditabilidad del mismo:

a) Datos de configuración
b) Registro de alarmas y modificaciones de la configuración (hora, fecha y autor de la modificación)
c) Registro de constantes, factores de cálculos y calibraciones

Las auditorías técnicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Inspección de los libros de registro y control (log).
b) Inspección y verificación de:

   Informes diarios de la medición
   Informe de funcionamiento y calibración del probador
   Informes de calibración y certificación de los equipos de medición

c) Inspección de la condición de la estación de medición
d) Verificación de los computadores de flujo y los cálculos

Una vez efectuada la auditoría, se levantará un informe, el cual deberá contener:

a) Resumen del alcance de la auditoría
b) Resumen de los términos de referencia del auditor

c) Lista de requisitos auditados
d) Conclusiones
e) Recomendaciones

12. CALIBRACIONES Y CERTIFICACIONES.

12.1. Medidores de flujo

12.1.1. Generalidades

El siguiente procedimiento regula lo referente a la calibración y certificación de los equipos de medición de masa y volumen en línea.

Los medidores deberán ser probados bajos las condiciones normales de operación de flujo, presión y temperatura. Estos medidores serán utilizados para contabilizar los diferentes tipos de fluidos, los cuales deberán ser probados con cada uno de los fluidos manejados. Las desviaciones de este procedimiento pudieran considerarse necesarias en casos especiales, por ejemplo la medición de fluidos muy viscosos.

Los resultados de las pruebas no tendrán carácter retroactivo y cualquier modificación sobre el cálculo de flujo será validada una vez que las pruebas sean aceptadas por el MEM.

12.1.2. Frecuencia de realización de pruebas e inspecciones

La frecuencia de realización de las pruebas de calibraciones e inspecciones de las Estaciones de Medición y Probadores de Medidores en línea deberán efectuarse diariamente para equipos nuevos. Posteriormente, siempre que los resultados de las pruebas sean consistentes, es decir que muestren repetibilidad, se ampliará gradualmente su período hasta llegar a ser mensual. Si durante los tres (3) meses siguientes, se obtienen resultados consistentes, entre el MEM y la operadora, se llegará a un acuerdo para fijar un tiempo mayor, sin que esto signifique que el MEM pueda requerir una auditoría independiente cuando lo considere conveniente, previo aviso a la operadora.

En cualquier momento, la operadora podrá realizar pruebas extraordinarias, previamente aprobadas por el MEM, si se presentan algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor o cualquiera de sus accesorios son reparados.
b) Si existen cambios considerables en las condiciones de operación, tales como: cambios de viscosidad, gravedad API, temperatura, presión y caudal de flujo.

c) Desconfianza sobre la exactitud del medidor.

d) Diferencias considerables en los balances volumétricos del campo.

Los medidores nuevos y los reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continúa, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos cinco centésimas por ciento (± 0,05 %), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días antes indicados, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento durante un mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solventar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes, la tendencia del factor del medidor se mantiene dentro de más o menos cinco centésimas por ciento (± 0,05%), se procederán a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres meses subsiguientes se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor, el cual no excederá de un (1) año, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando lo considere necesario, previo aviso a la Operadora.

12.1.3. Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito de mutuo acuerdo entre un representante del MEM y de la operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se llenará el formato de aceptación de pruebas. Caso contrario, donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual será enviado al departamento técnico para tomar las acciones necesarias.

En caso de que existan discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato y enviarlo al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.1.4. Cálculo del factor de medición

En el caso de probadores de volumen pequeño, un paso lo constituye el desplazamiento completo del pistón entre sus

interruptores. El desplazamiento de retorno del pistón a su posición original no es considerado parte del paso. En el caso de probadores de bola, un paso lo constituye el recorrido de ida y vuelta de la bola entre los detectores del probador. Para el caso del probador de volumen pequeño, una corrida estará formada por cinco (5) pasos.

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco corridas consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos cinco centésimas por ciento(± 0,05%) con respecto a dicho valor promedio. Es decir, la diferencia entre cada uno de los cinco factores encontrados y el valor promedio de los mismos, debe ser menor o igual a más o menos cinco diez milésimas(± 0,0005).

Se establecen diez corridas como número máximo para obtener cinco factores válidos de acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior. Si después de haber realizado las diez corridas permitidas no ha sido posible lograr cinco corridas consecutivas válidas, se deberá verificar y garantizar que las condiciones de operación permanezcan estables durante la realización de las pruebas.

El valor final del factor del medidor se define como el valor promedio de los factores obtenidos en las cinco corridas consecutivas válidas.

12.1.4.1. Modificación del factor del medidor

Si el factor del medidor determinado durante las pruebas se encuentra dentro de los límites de control establecidos (promedio ± 0,05%), deberá ser fijado en el sistema inmediatamente después de la finalización y aceptación de la prueba.

En el caso de que el factor del medidor exceda los límites de control establecidos o la prueba no sea aceptada por alguna de las partes, se mantendrá el factor existente y se procederá inmediatamente a la utilización del medidor de respaldo certificado.

El factor del medidor sólo podrá ser cambiado por los representantes de la empresa que realizaron las pruebas de calibración y deberá ser modificado en el computador de flujo de la unidad de medición automática en línea. No será aceptada por el MEM la modificación del factor en el medidor, a excepción de los medidores que tienen una unidad de control integral, así como los computadores de flujo y los medidores de desplazamiento en donde los pulsos pueden ser ajustados.

La computadora de flujo recibirá previamente el nuevo factor del probador, calculará y presentará el valor final obtenido para el factor

del medidor, debiendo mostrar la opción de aceptar o rechazar la modificación del mismo.

12.1.5. Causas de rechazo de las pruebas

a) Cuando el número de corridas permitidas haya sido excedido durante la realización de las pruebas, sin alcanzar la condición de aceptación.

b) Por la ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

c) Cuando los procedimientos sean diferentes a los estipulados en normas ISO y API, de acuerdo con la autorización previa y de mutuo acuerdo entre el MEM y las operadoras, antes del diseño y selección de los equipos de medición.

d) Cuando existan fallas del medidor o probador durante la prueba.

e) Cuando existan fallas de alimentación eléctrica.

12.2. MEDIDORES DE NIVEL

12.2.1. Generalidades

El siguiente procedimiento abarca lo referente a la calibración y certificación de los equipos de medición de nivel en tanques.

Todo medidor de nivel usado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM y la calibración deberá adaptarse a estándares nacionales e internacionales.

La calibración de los medidores de nivel deberá ser verificada mediante la medición de una dimensión patrón o comparando la medición con el resultado obtenido de una medición realizada con un instrumento patrón.

Los medidores de nivel deberán ser probados bajo las condiciones normales de operación de presión y temperatura. En los tanques que sean utilizados para medir diferentes tipos de fluidos, los medidores de nivel deberán ser probados con cada uno de los fluidos manejados.

Los resultados de las pruebas no tendrán carácter retroactivo y cualquier modificación sobre el cálculo de volumen será validada por el MEM, una vez que las pruebas sean aceptadas.

12.2.2. Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas del medidor de nivel deberán ser determinada de mutuo acuerdo entre el MEM y la Operadora.

En todo momento, la operadora deberá realizar pruebas extraordinarias previamente informadas al MEM, si se presentan algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor de nivel o cualquiera de sus accesorios son reparados, se deberá realizar recalibración al equipo reparado.

b) Si existen cambios considerables en las condiciones de operación, tales como: cambios de viscosidad, gravedad API, temperatura y presión, se deberá realizar recalibración del medidor de nivel.

c) Desconfianza sobre la exactitud del medidor de nivel.

d) Diferencias considerables en los balances volumétricos del campo.

Los medidores de nivel nuevos y los recién reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25 %,) considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento. Las pruebas semanales se realizarán por un mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solventar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes, la tendencia de la repetibilidad del factor del medidor se mantiene dentro de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0.25 %), se procederán a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres (3) meses siguientes, se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor el cual no excederá de un (1) año, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando lo considere necesario.

12.2.3. Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito y de mutuo acuerdo por un representante del MEM y de la Operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para aceptación de pruebas y en caso contrario donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas y deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para tomar las acciones necesarias.

En caso de existir discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato y deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.2.4. Calculo del factor de medición

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos veinticinco centésimas por ciento ($\pm$ 0,25%) con respecto al valor patrón.

12.2.5. Causas de rechazo de las pruebas

a) Cuando se utilicen procedimientos diferentes a los estipulados en normas ISO y API. En caso de que se presenten otros procedimientos distintos a los anteriores, éstos deberán estar sujetos a una revisión previa entre el MEM y la operadora antes de su diseño y selección definitiva, los cuales deberán formar parte de la proposición solicitada por la operadora para su aprobación ante el MEM.

b) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

c) Falla del medidor o probador durante la prueba.

d) Prueba del medidor de nivel con fluido diferente al de operación normal en el tanque.

12.3. PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS

12.3.1. Generalidades

Todo medidor de porcentaje de agua y sedimentos utilizado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM. La calibración deberá ser adaptada a estándares nacionales e internacionales.

12.3.2. Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas del analizador de porcentaje de agua y sedimentos deberá ser determinada por el MEM, a esos efectos la operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectiva .

En todo momento, la operadora deberá realizar pruebas extraordinarias, previamente informadas al MEM, si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el analizador o cualquiera de sus accesorios son reparados, se deberá realizar recalibración al equipo reparado.

b) Si existen cambios considerables en las condiciones de operación, tales como cambios de viscosidad, gravedad API, temperatura y presión, se deberá realizar recalibración del analizador.

c) Cuando exista desconfianza sobre la exactitud del analizador

Los analizadores nuevos, recién reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor de calibración del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor de calibración del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos dos centésimas por ciento (± 0.02 %), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento. Las pruebas semanales se realizarán por un mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación y luego de solucionar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes la tendencia del factor se mantiene dentro del más o menos dos centésimas por ciento (± 0.02 %) se procederán a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres (3) meses siguientes, se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor el cual no excederá de seis (6) meses, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando lo considere necesario.

12.3.3. Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito y de mutuo acuerdo por un representante del MEM y de la Operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para la aceptación de pruebas y en caso contrario donde no se consideren válidos los datos obtenidos, se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

En caso de existir discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.3.4. Calculo del factor de medición

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos dos centésimas por ciento ($\pm$ 0,02%) con respecto al valor patrón.

12.3.5. Causas de rechazo de las pruebas

a) Presentación de muestras no representativas.

b) Usos de procedimientos diferentes a los estipulados en las normas API.

c) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

d) Falla del medidor o probador durante la prueba.

e) Prueba del medidor con fluido diferente al utilizado en la operación normal.

f)

12.4. MEDIDOR DE TEMPERATURA EN LÍNEAS Y TANQUES

12.4.1. Generalidades

Todo medidor de temperatura utilizado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM. La calibración deberá adaptarse a estándares nacionales e internacionales.

12.4.2. Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas del medidor de temperatura deberá ser determinada por el MEM. La operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectiva.

Asimismo, la operadora deberá realizar pruebas extraordinarias, previamente notificadas al MEM, si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor de temperatura o cualquiera de sus accesorios son reparados se deberá realizar recalibración al equipo reparado.

b) Si existe desconfianza sobre la exactitud del medidor de temperatura.

Los medidores de temperatura nuevos, recién reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor de calibración del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor de calibración del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos dos centésimas por ciento (± 0,02 %), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días, se iniciaran pruebas semanales a partir de ese momento, las cuales se realizarán durante un(1) mes.

En caso contrario se deberá revisar, detectar y corregir la desviación, y luego de solucionado el problema, se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes la tendencia de la repetibilidad del factor se mantiene dentro del de más o menos dos centésimas por ciento (± 0,02%) se procederá a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres (3) meses siguientes se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor, el cual no excederá de un (1) año, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando lo considere necesario.

12.4.3. Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito por un representante del MEM.

Una vez realizadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para la aceptación de prueba y en caso contrario, donde no se consideren válidos los datos obtenidos, se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual deberá ser enviado al respectivo departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

En caso de existir discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato, el cual será enviado al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.4.4. Cálculo del factor de medición

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos dos centésimas por ciento(± 0,02%) con respecto al valor patrón.

12.4.5. Causas de rechazo de las pruebas

a) Uso de procedimientos diferentes a los estipulados en las normas API.

b) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

c) Falla del medidor o probador durante la prueba.

12.5. MEDIDOR DE PRESION EN LINEAS Y TANQUES

12.5.1 Generalidades

Todo medidor de presión utilizado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM. La calibración deberá adaptarse a estándares nacionales e internacionales

.

12.5.2 Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito, de mutuo acuerdo por un representante del MEM y de la Operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para la aceptación de pruebas y en caso contrario donde no se consideren válidos los datos obtenidos, se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

12.5.3 Frecuencia de la realización de pruebas.

La frecuencia de la realización de las pruebas del medidor de presión deberá ser determinada por el MEM. Asimismo, la Operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo.

La Operadora deberá realizar las pruebas extraordinarias, previamente notificadas al MEM, si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor de presión o cualquiera de sus accesorios son reparados, se deberá realizar nuevamente la calibración del equipo.

b) Si existe desconfianza justificada sobre la exactitud del medidor.

Los medidores de presión nuevos, recién reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente, durante los primeros diez (10) días de operación. Con los valores obtenidos se deberá determinar la característica del factor de calibración del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor de calibración del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento, las cuales se realizaran durante un (1) mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solventar y documentar el problema y su solución, se reiniciará la prueba de los diez (10) días, y se emitirá el informe respectivo.

Si después del primer mes la tendencia del factor del medidor se mantiene dentro de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%) se procederán a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres (3) meses siguientes se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor, el cual no excederá de un (1) año, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando lo considere necesario.

12.5.4 Cálculo del Factor de medición.

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos veinticinco centésimas por ciento (±0,25%) con respecto al valor patrón.

12.5.5 Causas de rechazo de las pruebas

a) Uso de procedimientos diferentes a los estipulados en las normas API.

b) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

c) Falla del medidor o probador durante la prueba.

12.6 MEDIDOR DE DENSIDAD EN LINEAS Y TANQUES

12.6.1 Generalidades

Todo medidor de densidad utilizado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM y la calibración deberá adaptarse a estándares nacionales internacionales.

12.6.2 Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas del medidor de densidad deberá ser determinada por el MEM. Asimismo, la operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo.

La operadora deberá realizar pruebas extraordinarias, previamente notificadas al MEM, si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor o cualquiera de sus accesorios son reparados, se deberán realizar su respectiva recalibración.

b) Si existe desconfianza sobre la exactitud del medidor de densidad.

c) Los medidores nuevos, recién reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor de calibración del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor de calibración del medidor se mantiene dentro de su valor promedio, de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25 %), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días, se iniciaran pruebas semanales a partir de ese momento, las cuales se realizarán durante un (1) mes.

En caso contrario se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solucionar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes la tendencia de la repetibilidad del factor se mantiene dentro de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25 %) se procederán a realizar pruebas mensuales.

Si en los tres (3) meses siguientes se obtienen resultados positivos, el MEM llegará a un acuerdo con la operadora para fijar un lapso mayor, el cual no excederá de un (1) año, sin que esto signifique que el MEM pueda auditar cuando considere necesario.

.12.6.3 Personal que debe presenciar las pruebas

.Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito y de mutuo acuerdo entre representantes del MEM y de la Operadora.

Una vez validadas y aceptadas las pruebas, se deberá preparar el Informe de Aceptación de Pruebas, y en caso contrario, donde no se demuestren válidos los datos obtenidos, se deberá realizar el Informe de Rechazo de Pruebas, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM, a fin de tomar las acciones correspondientes.

12.6.4 Cálculo del factor de medición

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%) con respecto al valor patrón.

12.6.5 Causas de rechazo de las pruebas

a) Uso del procedimientos diferentes a los estipulados en normas ISO y API.

b) Ausencia de los representantes del MEM autorizados para presenciar la prueba

c) Falla del medidor o probador durante la prueba.

d) Prueba del medidor de nivel con fluido diferente al de operación normal en el tanque.

12.7 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS

12.7.1 Generalidades

Todo medidor de agua libre utilizado para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM. La calibración deberá adaptarse a estándares nacionales e internacionales.

12.7.2 Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas deberá ser determinada por el MEM. Asimismo, la operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo.

La operadora deberá realizar pruebas extraordinarias, previamente notificadas al MEM, si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el medidor de agua y sedimentos o cualquiera de sus accesorios son reparados.

b) En los casos en que el tanque tenga deformaciones o cambios estructurales se deberá realizar su calibración.

c) Si existe la desconfianza sobre la exactitud del medidor de agua y sedimentos.

.

12.7.3 Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas de calibración de tanque deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito y de mutuo acuerdo por un representante del MEM y de la Operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para la aceptación de pruebas, en caso contrario donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá realizar el Informe de Rechazo de Pruebas el cual será enviado al departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

En caso de asistir discrepancias en la prueba, se deberá llenar el formato respectivo, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.7.4 Calculo del factor de medición

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco (5) mediciones consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos de veinticinco centésimas por ciento (± 0,25%) con respecto al valor patrón.

12.7.5 Causas de rechazo de las pruebas

a) Si existiera malas condiciones o fuertes variaciones climáticas durante la prueba de calibración del tanque.

b) Si se efectúa cambio estructural en el tanque, durante la prueba.

c) Uso de procedimientos diferentes a los estipulados en normas ISO y API.

d) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

e) Falla del medidor o probador durante la prueba.

g) Prueba del medidor de nivel con fluido diferente al de operación normal del tanque.

12.8 CALIBRACION Y CERTIFICACION DE TANQUES

12.8.1 Generalidades

El siguiente procedimiento abarca lo referente a la calibración y certificación de tanques.

Los tanques para medición fiscal y transferencia de custodia deberán ser calibrados por un ente acreditado y reconocido por el MEM, de acuerdo a los procedimientos señalados en las normas API, cuyas calibraciones deberán adaptarse a estándares nacionales e internacionales

Los resultados de las pruebas no tendrán carácter retroactivo y cualquier modificación sobre el cálculo de volumen será validada una vez que las pruebas sean aceptadas.

12.8.2 Frecuencia de realización de pruebas.

La frecuencia de realización de las pruebas deberá ser determinada por el MEM. La operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo, tomando en cuenta que no debe exceder más de diez (10) años después de la última prueba de calibración.

Se deberán realizar pruebas extraordinarias si se presenta algunas de las siguientes situaciones:

a) Si el tanque o cualquiera de sus accesorios son reparados.

b) Si el tanque tiene deformaciones o cambios estructurales se deberá realizar una nueva calibración de éste.

c) Si existe desconfianza sobre la exactitud de las tablas de calibración del tanque.

12.8.3 Personal que debe presenciar las pruebas.

Las pruebas de calibración de tanque deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito y de mutuo acuerdo por un representante del MEM y de la operadora.

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato diseñado para la aceptación de pruebas, en caso contrario, donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual se enviará al departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

En caso de existir discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato y se enviará al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.8.4 Tabla de Calibración

En la recertificación de las relaciones nivel-volumen del tanque, se deberá considerar la variación de volumen correspondiente a cada dos milímetros (2mm) de variación de nivel.

12.8.5 Causas de rechazo de las pruebas

a) Si hubiese mala condición o fuertes variaciones climáticas durante la prueba de calibración del tanque**.**
b) Si se efectúa cambio estructural en el tanque, durante la prueba, asi como uso de procedimientos diferentes a los estipulados en normas ISO y API.
c) Ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.

12.9 CALIBRACION Y CERTIFICACION DE PROBADORES

12.9.1 Generalidades

Todo probador de medidor de flujo utilizado para medición fiscal y transferencia de custodia deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido por el MEM. La calibración deberá ser ajustada a estándares nacionales e internacionales.

La certificación del probador fijo, perteneciente a la unidad de medición automática en línea, se realizará de manera indirecta utilizando un probador portátil debidamente aprobado y certificado para esta aplicación, por un ente nacional o internacional reconocido, y empleando uno de los medidores de flujos instalados. La selección del medidor se hará de mutuo acuerdo entre el MEM y la Operadora considerando su precisión y repetibilidad histórica.

Inicialmente, se realizará la certificación del medidor seleccionado, utilizando el probador fijo. Seguidamente, se realizará la certificación del mismo medidor utilizando un probador portátil, y finalmente, se

comparan los resultados obtenidos en ambas pruebas con el fin de determinar la precisión del probador fijo.

En ambas oportunidades, el medidor deberá ser probado bajo las condiciones normales de operación de flujo, presión y temperatura. Estas condiciones deberán permanecer constantes durante la realización de las pruebas de ambos equipos.

12.9.2 Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas deberá ser determinada por el MEM. La operadora realizará el cronograma de ejecución respectivo, tomando en cuenta que el lapso no debe ser mayor de un (1) año después de la fecha de la última calibración.

Se deberá realizar la certificación del probador, si se presenta alguna de las siguientes condiciones:

a) Desmontaje de cualquier parte del probador ubicada entre los interruptores de posición.

b) Reemplazo de los interruptores de posición.

c) Diferencias considerables en los balances volumétricos del campo.

d) Pérdida de alguno de los formatos de las certificaciones realizadas.

Esta prueba deberá realizarse durante las primeras dos (2) semanas después de presentarse el daño. Durante ese periodo el probador no podrá ser utilizado para la certificación de los medidores existentes. En ningún caso, el reemplazo de la bola del probador o cualquier componente de control o transmisión requerirá una certificación del probador.

12.9.3 Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito, de mutuo acuerdo, por un representante del MEM y de la Operadora.

Ambos representantes deberán realizar y certificar conjuntamente cada una de las siguientes etapas:

a) Inspección y acondicionamiento del medidor y ambos probadores para la ejecución de la prueba

b) Ejecución de la prueba (corrida)

c) Interpretación de resultados

d) Aceptación o rechazo de la prueba

e) Acciones a ser tomadas en caso de ser rechazada la prueba

f) Modificación del volumen de referencia del probador fijo

Una vez aceptadas las pruebas, se deberá llenar el formato de aceptación de pruebas y en caso contrario donde no se considere válidos los datos obtenidos, se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual deberá ser enviado al departamento técnico del MEM para tomar las acciones pertinentes.

En caso de existir discrepancias en la prueba se deberá llenar el respectivo formato, el cual será enviado al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

12.9.4 Calculo del factor de medición

Durante la realización de las pruebas se determinarán dos factores del medidor:

a) Un factor FM1, correspondiente a las pruebas del medidor seleccionado, utilizando el probador fijo.

b) Un factor FM2, correspondiente a las pruebas del medidor seleccionado, utilizando el probador portátil.

EL factor de verificación FV, se calculará como:

$$FV=FM1/FM2$$

Si el factor FV presenta un valor entre 1,0 $\pm$ 0,25 % se aceptará como válido el valor del volumen indicado por el fabricante del probador fijo.

Si el factor FV excede el límite establecido se revisarán las condiciones del proceso o el medidor. Seguidamente, se repetirán las pruebas del medidor. Si el factor obtenido presenta el valor 1,0 $\pm$ 0,25 % se aceptará como válido el volumen indicado por el fabricante.

Si no es posible obtener un factor FV que cumpla con lo establecido en el párrafo anterior, se deberá dejar fuera de servicio el probador hasta que se verifique la causa de la falla.

12.9.5 Causas de rechazo de las pruebas

a) Si el número de corridas permitidas fue excedido durante la realización de las pruebas.

b) Ausencia de uno de los representantes autorizados (MEM-Operadora) durante la realización de las pruebas o parte de ellas.

c) Falla del medidor o probador durante la prueba.

d) Falla de la alimentación eléctrica.

12.10 CALIBRACION Y CERTIFICACION DE SISTEMAS DE TOMA MUESTRAS AUTOMATICOS

12.10.1 Generalidades

Se deberá verificar la representatividad de las muestras obtenidas a través del sistema de toma muestras automático.

La certificación de los sistemas automáticos de toma muestras, incluye la verificación por una empresa independiente, con experiencia en la materia. El proceso consiste en someter el sistema a las condiciones de operación reales y medir su rendimiento contra las tolerancias establecidas en las normas aplicables. El procedimiento completo de certificación se describe a continuación.

12.10.2 Frecuencia de realización de pruebas

La frecuencia de realización de las pruebas deberá ser determinada por el MEM. Asimismo, la operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo.

La 0peradora, previa participación al MEM, deberá, realizar la certificación del sistema de toma muestras si se presenta alguna de las siguientes condiciones:

a) Desmontaje de cualquier componente principal del sistema de toma muestras.
b) Reemplazo de la probeta.
c) Desconfianza justificada sobre la representatividad y/o tamaño de las muestras.

Esta prueba deberá realizarse durante las primeras dos (2) semanas después de presentarse la condición de daño.

12.10.3 Personal que debe presenciar las pruebas

Las pruebas de calibración de tanques deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito, de mutuo acuerdo, por un representante del MEM y de la operadora.

Una vez validadas y aceptadas las pruebas, se deberá preparar el Informe de Aceptación de Pruebas, y en caso contrario, donde no se demuestren válidos los datos obtenidos, se deberá preparar el Informe de Rechazo de Pruebas y se enviará al departamento técnico del MEM, a fin de tomar las acciones correspondientes.

12.10.4 Causas de rechazo de las pruebas

a) Ausencia de uno de los representantes autorizados durante la realización de las pruebas o parte de ellas.

b) Falla de la alimentación eléctrica.

13. DOCUMENTACION

La documentación pertinente a la medición fiscal automatizada, será mantenida en los archivos del sistema de medición durante un período de seis (6) años, contados a partir de la fecha de su expedición, los cuales deberán estar disponibles para el personal de inspección del MEM o cualquier otro ente debidamente autorizado. La información en sitio debe incluir lo siguiente:

a) Número de identificación y seriales de todos los instrumentos primarios y secundarios instalados.

b) Fecha y hora de cualquier cambio de instrumentación, junto con los números de identificación, seriales y lecturas del medidor.

c) La fecha, hora de comienzo y terminación de recertificación de los sistemas, junto con las lecturas totalizadas del medidor.

d) La modificación en la computadora, de cualquier variable, constante, ajuste de alarmas, incluyendo la fecha, hora y lecturas del totalizador del medidor.

e) Todos los eventos diarios asociados con el sistema de medición deberán ser registrados.

f) Cualquier otro evento con equipo común, deberá ser registrado en los libros de registro de la estación.

Esta información deberá estar contenida en los libros de registros, los cuales serán de portada con empastado duro para su debida protección y escogidos a criterio del operador y serán los siguientes:

13.1 Libro de Mantenimiento:

Se llevará un (1) libro para cada corriente y tanque de medición, con la siguiente información:

a) Detalles de los números de seriales de los instrumentos, así como la fecha de instalación.
b) Detalles, de cuando ocurrieran las fallas de los sistemas y fechas de su rectificación.
c) Detalles. de mantenimiento y calibraciones rutinarias.

13.2 Libros de Operaciones

Este libro incluirá:

a) Un registro significativo de eventos, alarmas, fallas, etc., ocurridas, con sus respectivas explicaciones.
b) Un registro de todas las lecturas totalizadas en la corriente y las computadoras primarias al comienzo de la medición.
c) Un registro escrito de cualquier error en la medición, en los cálculos o cuando se presuma que fue debido al mal funcionamiento, operaciones incorrectas, etc., incluyendo fecha, hora y lecturas de totalizadores a la hora de reconocimiento del error y cuando se corrigieron.
d) Cualquier desperfecto de los medidores o reemplazo del servicio normal, incluyendo la hora, fecha y lectura de los totalizadores.
e) Cualquier reemplazo de las partes del sistema.

13.3 Libro de Control de Precintos

Dicho libro deberá ser mantenido bajo llave por el Superintendente de Mantenimiento. Cada vez que se rompa un precinto, éste deberá ser reemplazado, situación que quedará asentada en el libro de control de precintos, con indicación del motivo de su reemplazo, hora y fecha.

13.4. Libros de Registros de Calibraciones

Es esencial que los detalles de calibraciones de instrumentos y mantenimiento sean debidamente registrados. Estos registros serán guardados por el Departamento de Mantenimiento de las operadoras.

Los libros o archivos deberán contener la siguiente información:

a) Certificados emitidos por laboratorios acreditados para los instrumentos de prueba.
b) Certificados emitidos para los instrumentos de prueba. Los mismos deberán mantenerse dentro del lapso de calibración.
c) Hojas de calibración con los resultados completos como parte de los procedimientos para Medición Fiscal y Transferencia de Custodia.
d) Un informe para cada una de las calibraciones fiscales.
e) Se deberán hacer notar que los instrumentos primarios principales, tales como medidores, densitómetros y similares deberán ser identificados por su número de serial, individualmente. No es apropiada la identificación por número de Tag, ya que los cambios de rutinas para recertificación requieren de una rotación con instrumentos que deben colocarse en diferentes sitios.
f) Los instrumentos designados para la Medición Fiscal y Transferencia de Custodia dentro de los almacenes deberán mantener su identidad con el número de serial indicado.
g) Será responsabilidad del personal de mantenimiento de los equipos, mantener los archivos de calibración respectivos.
h) Todos los datos e informaciones escritas en los libros de control serán hechos en tinta con pluma fuente o similar, o bien en hojas impresas de computadora e incluirán el nombre y firma del operador o supervisor responsable y calificado. Lo datos e informaciones deberán ir sin enmiendas.

Todos los libros de registros deberán ser custodiados por una persona responsable designada por la empresa operadora.

13.5. Información al Ministerio de Energía y Minas

La información que deberá ser presentada al MEM, será la relacionada con cada uno de los puntos mencionados anteriormente, y podrá ser efectuada utilizando los medios siguientes:

a) Información computarizada permanente, conectada expresamente en computadoras propiedad de cada interesado y a disposición del MEM, ubicados en los lugares previamente convenidos y utilizando para ello los programas de computación previamente establecidos por el MEM.

b) Información computarizada y protegida por vía de correo electrónico, a las direcciones y en programas de correo previamente señalados por el MEM.
c) Por medio de facsímil, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM.
d) Por escrito, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM.

La información suministrada al MEM por cualquiera de los medios señalados en el punto anterior, deberá contener lo siguiente:

a) Nombre del operador o vendedor.
b) Nombre del comprador.
c) Número de identificación del medidor.
d) Designación del Campo de producción o del Punto de venta.
e) Descripción del medidor (marca, márgenes diferencial y estático, período de registro).
f) Tipo de conexión (brida o tubo, conexión estática de corriente arriba o de corriente abajo).
g) Descripción física del medidor o tanque (tamaño e identificación del medidor o tanque).
h) Bases de la información para cada gráfico o registro (temperatura, gravedad específica, presión atmosférica)
i) Fecha y hora de las pruebas.
j) Fallas errores registrados y copia de la certificación de corrección, identificando la persona autorizada por el MEM para extender dicha certificación, incluyendo el número y la fecha de acreditación correspondiente.
k) Identificación de la persona que envía el informe, indicando el cargo que ejerce en la empresa, la fecha y hora de expedición del informe.

14. MEDICION AUTOMATICA PARA FISCALIZACION Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

14.1. MEDICION EN TANQUES

14.1.1. DESCRIPCION GENERAL

La medición de nivel por tanque constituye un método indirecto de cálculo del volumen contenido en el mismo basado en la geometría del tanque y de las variables claves de medición. Los componentes básicos asociados a este método de medición son:

1. Medidor de nivel de crudo.
2. Medidor de nivel de agua libre.
3. Medidor múltiple de temperatura
4. Medidor del presión
5. Medidor de contenido de agua en hidrocarburos líquidos

6. Sistema de monitoreo de inventario en tanques
7. Sistema de fiscalización y contabilidad de hidrocarburos líquidos

En el **Anexo A** se muestra el diagrama típico de la instrumentación de tanques para fiscalización y transferencia de custodia.

14.1.2. PARAMETROS A MEDIR

14.1.2.1. MEDICION DE CALIDADES

Los instrumentos aceptados para la medición de calidad del crudo son los siguientes:

1. Medidor de presión
2. Medidor de contenido de agua en hidrocarburos líquidos
3. Medidor de temperatura múltiple

14.1.2.2. MEDICION DE CANTIDADES

Los instrumentos y sistemas aceptados para la medición de cantidad de producto son los siguientes:

1. Medidor de nivel de producto
2. Medidor de nivel de agua libre
3. Medidor de temperatura múltiple

14.1.3. SISTEMAS

El cálculo y procesamiento de la información se deberán realizar en un procesador diseñado y dedicado especialmente para las aplicaciones de monitoreo de inventario en tanques y de contabilidad de crudo.

El uso de un procesador compartido para otras aplicaciones solo será permitido en los casos siguientes:

1) Si existen mecanismos tanto de tipo hardware como de tipo software, que impidan cualquier alteración o efecto sobre los cálculos, en caso de ocurrir un problema operacional en cualquiera de las otras aplicaciones o tareas que se efectúan concurrentemente en el mismo procesador.
2) Cuando existan mecanismos que impiden la modificación no autorizada de los algoritmos y parámetros de cálculos.

14.1.4. CALCULO DE VOLUMEN FISCAL AUTOMATIZADO

Para el cálculo del volumen fiscal automatizado se deberán tomar las siguientes premisas:

1) El cálculo de volumen fiscalizado será realizado por un sistema de contabilización de líquidos.
2) La infraestructura tecnológica deberá calcular la producción recibida y los inventarios o existencias de hidrocarburos.
3) La información de los instrumentos deberá llegar al sistema de contabilización de líquidos de manera automática para el cálculo de volumen.
4) Todo volumen fiscalizado estará disponible para ser bombeado a los terminales de embarque y refinerías.

El software de inventario calculará el volumen bruto estandar inicial (GSV inicial) del tanque, utilizando el procedimiento que se describirá mas adelante; una vez terminada la recepción del líquido, se procederá a calcular el volumen bruto estandar final (GSV final) en el tanque, utilizando el mismo procedimiento.

Posteriormente, se determina el volumen bruto estándar total recibido de cada tanque (GSV total), restando el GSV inicial y el GSV final de cada tanque.

El Volumen Neto de crudo a fiscalizar (NSVtotal), se obtiene al deducir del volumen bruto estandar total del líquido (GSV total), el contenido de agua y sedimentos, medido a una muestra representativa de todo el volumen del liquido involucrado. El procedimiento será de la siguiente manera:

$$NSV_{total} = \frac{GSV_{total} \times (100 - \%AyS)}{100}$$

Donde el factor %AyS representa el contenido de agua y sedimentos presente en el líquido, el cual se obtiene al promediar los valores obtenidos del medidor de porcentaje de agua en líquido colocado en la pared del tanque, durante el proceso de llenado del tanque.

Para la aplicación de inventario de tanques implantada en los patios para la Fiscalización, se deberán realizar todos los cálculos a fin de obtener los volúmenes brutos estándar (GSV inicial y final), de acuerdo con los siguientes pasos:

A.- Cálculo de Volumen Bruto Observado (GOV) inicial o final:

El nivel obtenido de la lectura del medidor de nivel, expresado en las unidades acordadas, será introducido a la tabla de capacidad o calibración vigente del tanque a fiscalizar, para obtener el Volumen Total Observado (TOV).

El TOV debe ser corregido por los efectos de la temperatura, tanto del líquido como del ambiente, sobre las paredes del tanque. Para efectuar esto el software de calculo determinará el factor de corrección por este efecto (CTSh), el cual vendrá dado por:

$$CTSh = 1 + 12{,}4 \times 10^{-6}\ \Delta T_s + 4{,}0 \times 10^{-9}\ \Delta^2 T_s$$

Donde ΔTs se obtiene restando la temperatura de las paredes del tanque (Ts) menos la temperatura de referencia, a la cual fueron calculados los volúmenes mostrados en la tabla de capacidad del tanque.
Para calcular Ts el software de cálculo debe usar la siguiente expresión:

$$T_s = \frac{(7 \times T_L) + T_a}{8}$$

Donde:

TL: es la temperatura promedio del crudo en el tanque.

Ta: es la temperatura ambiental, tomada de los elementos de medición en el tanque, que no se encuentren sumergidos en el líquido.

El valor de la temperatura de referencia que fue considerada en las tablas de capacidad del tanque, debe ser ingresado en los datos básicos del tanque solicitados por el software de cálculo.

Si el Tanque a fiscalizar es tipo techo flotante, el software de cálculo debe efectuar el ajuste por efecto de desplazamiento del techo del tanque (FRA). Para realizar este ajuste, el software deberá utilizar uno de los métodos siguientes:

1) Si la tabla de capacidad del tanque incluye la corrección por efecto del techo flotante, se debe aplicar una segunda corrección para cubrir cualquier diferencia entre la densidad de referencia y la densidad observada. La

magnitud de este ajuste debe ser reflejada en la tabla de capacidad del tanque, e introducida en los valores de configuración del tanque en el software de cálculo.

2) Si la tabla de capacidad del tanque no incluye la corrección por efecto del techo flotante, la corrección que se debe aplicar viene dada por:

$$FRA = \frac{Peso\ del\ techo\ \ flotante}{Densidad_{ref} \times VCF}$$

Esta formula debe estar incluida en el software de cálculo. El peso del techo flotante debe ser cargado como dato de configuración del Tanque. EL VCF, es el factor de corrección de volumen, el cual se explica mas adelante en esta sección.

Se mide el nivel de agua libre en el fondo del tanque y se introduce a la tabla de capacidad o calibración vigente del tanque en particular, desde la cual se obtiene el Volumen Total de Agua Libre en el fondo del tanque.

Al multiplicar el TOV por el factor de ajuste CTSh, corregir por FRA (si aplica) y restarle el volumen total de agua libre en el fondo del tanque, se obtiene el Volumen Bruto Observado (GOV) existente en el tanque.

B.- Calculo del Volumen Bruto Estándar (GSV) final o inicial.

A partir del GOV se calcula el Volumen Bruto Estándar (GSV), referido a las condiciones base o estándares de referencia, el cual se obtiene al multiplicar el GSV por el correspondiente factor de corrección de volumen (VCF).

Para obtener el VCF, el software de cálculo deberá realizar las siguientes operaciones:

Con la lectura de presión generada por el transmisor de presión del tanque y el valor del nivel total de líquido obtenido del medidor de nivel, se calcula la densidad observada del crudo o líquido almacenado en el tanque.

Con la densidad observada y la temperatura promedio del líquido indicada por el medidor de temperatura del tanque, el software de cálculo debe obtener la densidad a la temperatura de referencia de la tabla API 5A.

Con la densidad de referencia y la temperatura promedio del líquido indicada por el medidor de temperatura del tanque, el software de cálculo obtiene el VCF de la tabla API 6A (aplicable para el caso de petróleo crudo).

14.1.5. TECNOLOGIA PARA LA MEDICION DE LA FISCALIZACION Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

14.1.5.1. MEDICION DE CALIDAD

14.1.5.1.1. Medidor de Densidad

Para la medición de densidad se utilizará una metodología de medición indirecta utilizando un medidor de presión. El medidor de presión deberá ser del tipo diafragma con una precisión, incluyendo cualquier desviación por un período de un mes, de más o menos tres décimas por ciento (± 0,3%) de la presión máxima de calibración, con protocolo de comunicaciones de tipo digital que permita la configuración y diagnóstico remoto del instrumento. Se deberán utilizar los productos de las marcas reconocidas y de común utilización en la industria.

14.1.5.1.2. Medidor de Contenido de Agua en Hidrocarburos Líquidos

Se utilizarán medidores de absorción de energía de última tecnología con precisión, incluyendo cualquier desviación por un período de un mes, de más o menos dos décimas por ciento (± 0,2%) de la lectura máxima de calibración. Se deberán utilizar los productos de las marcas reconocidas y de común utilización en la industria. Dicho medidor deberá calcular el agua mediante el Método por Destilación y el sedimento por el Método de Extracción o en su defecto, el método Karl Fischer.

14.1.5.2. MEDICION DE CANTIDAD

14.1.5.2.1. Medidor de nivel de producto:

Se utilizarán medidores de nivel de tecnología radar con precisión de más o menos un milímetro (±1,0 mm), los cuales deberán tener instalado un sello metrológico.

14.1.5.2.2. Medidor de Temperatura

Se utilizarán medidores de temperatura múltiples RTD´s denominados MRT, o múltiples termocuplas con compensación con RTD denominados MTT, o cualquier otra tecnología que permita la medición de la temperatura promedio del contenido de un tanque, de bajo mantenimiento y con precisión de más o menos tres (3) décimas por ciento de grado centígrado (± 0,3°C.)

14.1.5.2.3. Medidores de Nivel de Agua Libre

Se utilizarán medidores con tecnología de bajo mantenimiento y no afectada por incrustaciones y acumulaciones sobre el sensor, con presición de más o menos dos milímetros (±2,0 mm).

14.1.5.2.4. Sistema de Monitoreo de Medición en Tanques

El sistema deberá cumplir con lo siguiente:

1) Matemática de Punto Flotante.

2) Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.

3) Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.

4) Suministro eléctrico por baterías que puedan ser respaldadas a fin de asegurar un suministro continuo.

5) Inmunidad contra las interferencias electromagnéticas.

6) Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADAS, DCS, PLC, etc.

14.1.5.2.5. Sistema de Contabilidad de Líquidos:

Se utilizará una aplicación de software, a fin de mantener la contabilidad volumétrica de los fluidos (crudo, gas, agua, productos) manejados en las instalaciones de producción con el fin de generar balances contables y operacionales.

14.1.6. METODOLOGIA DE CALIBRACION

La metodología de calibración de los equipos utilizados son:

Medidores de Nivel:	Por cinta certificada. Como método de calibración se utilizará la recomendada en la normativa OIML R-85 ó la indicada en la recomendación API 3.2.
Medidor de presión:	Por peso muerto.
Medidor de temperatura:	Verificación de continuidad.
Medidor de corte de agua:	Por muestra con análisis en laboratorio utilizando el método de destilación.
Sistema de Inventario:	Mediante simulación de señales conocidas.

14.2. ESTACIONES DE MEDICION EN LINEA

14.2.1. DESCRIPCION GENERAL

En los puntos de fiscalización y transferencia de custodia donde se acuerde realizar la medición en línea de la Producción se deberán utilizar estaciones de medición, las cuales contendrán la instrumentación necesaria para medir flujo volumétrico o másico, presión, temperatura, densidad, corte de agua y tomamuestra automático en línea y las facilidades mecánicas para la conexión de un probador.

Así mismo, deberá contener todos los accesorios necesarios para la correcta adecuación del líquido (válvulas de bloqueo, válvulas de control de presión y retropresión, filtros y/o separadores de gas y vapor).

El número de medidores de flujo en paralelo que se coloquen en cada punto de transferencia de custodia, venta o fiscalización, deberán garantizar que a la máxima rata nominal de flujo prevista, siempre existirá, al menos un medidor de reserva para ser utilizado en caso de contingencia. De esta forma se garantiza el alto grado de disponibilidad que se necesita para estas operaciones.

El diseño y construcción de la estación de medición deberán permitir que los medidores individuales puedan ser excluidos del servicio sin necesidad de suspender la operación de la estación completa.

Los sistemas de medición de flujo que se instalen, deberán incluir las facilidades necesarias para probar el comportamiento de los equipos y determinar los correspondientes factores del medidor.

Las estaciones de medición con gran cantidad de medidores, manejo de grandes volúmenes y manejo de diferentes tipos de fluidos por los mismos medidores, deberán poseer probadores en sitio, preferiblemente de tipo bidireccional.

No se permitirá la construcción de vías alternas a los medidores o bypass que puedan permitir que el líquido sea transferido sin medición.

Los medidores de flujo utilizados deberán incluir compensación automática por temperatura. Esta compensación será ejecutada de manera individual en cada ramal de las estaciones de medición.

En el **Anexo A** se muestra el diagrama típico de la instrumentación de la Estación de Medición en Línea para fiscalización y transferencia de custodia.

14.2.2. PARAMETROS A MEDIR

14.2.2.1. MEDICION DE CALIDADES

Los instrumentos aceptados para la medición de cantidad del líquido son los siguientes:

1. Medidor de densidad.
2. Medidor de contenido de agua en los hidrocarburos líquidos.
3. Sistema de tomamuestras automático.

14.2.2.2. MEDICION DE CANTIDADES

Los instrumentos aceptados para la medición de la cantidad y calidad del líquido son los siguientes:

1. Medidor de flujo.
2. Medidor de temperatura.
3. Medidor de presión.
4. Medidor de porcentaje de agua .
5. Probador en línea.
6. Computador de Flujo.

14.2.3. SISTEMAS

El cálculo y procesamiento de la información se deberá realizar en un procesador diseñado y dedicado especialmente para las aplicaciones de cálculo de flujo y de volumen neto; así como de contabilidad del líquido.

No se permitirá el uso de un procesador compartido para otras aplicaciones.

14.2.4. CALCULO DE VOLUMEN FISCAL AUTOMATIZADO

La secuencia de cálculos se deberán realizar para obtener el volumen neto referido a condiciones base o estándares de referencia, en operaciones de transferencia de custodia de liquidos, mediante medición en tuberías sin compensación automática por temperatura y presión, mediante los siguientes pasos:

a) El software de cálculo deberá registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente antes de iniciar el movimiento. Esta lectura será denominada MRo.

b) Con el valor de densidad obtenido del medidor de densidad en línea (densidad observada) y la temperatura señalada por el medidor de temperatura en línea (temperatura observada), el software de cálculo deberá obtener la densidad a la temperatura de referencia de la tabla API 5A.

c) Durante toda la operación (recibo o entrega de liquidos), el software de cálculo deberá obtener el promedio ponderado de la temperatura (TWA), el cual será calculado sumando los valores de temperatura obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volumen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$TWA = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_i \times V_i}{V_t}$$

Donde:

T_i *es el valor de temperatura medido en cada intervalo* i
V_i es el volumen medido desde la última lectura de temperatura
V_t es el volumen total medido durante la operación.

d) Durante toda la operación (recibo o entrega de crudo), el software de cálculo debe obtener el promedio ponderado de la presión (PWA), el cual será calculado sumando los valores de presión obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volumen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$PWA = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \times V_i}{V_t}$$

Donde:
Pi es el valor de presión medido en cada intervalo i
Vi es el volumen medido desde la última lectura de presión
Vt es el volumen total medido durante la operación.

e) Con el TWA y la Densidad de referencia, el software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL), de la tabla API 6A. Con estos mismos datos base, debe obtener el factor de compresibilidad del líquido (F).

f) El software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la presión en líquido (CPL), mediante la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{\left(1 - \left[PWA - \left(P_e - P_b\right)\right] \times F\right)}$$

Donde:

Pe es la presión de vapor del crudo
Pb es la presión base o de referencia

g) Para efectuar el ajuste del volumen medido, a condiciones base o estándares de referencia, el software debe calcular el factor de corrección compuesto (CCF), el cual viene dado por:

$$CCF = CTL \times CPL \times MF$$

Donde:

MF es el Factor del Medidor válido para la operación

h) Para calcular el Factor del Medidor (MF), se efectúa el siguiente calculo:

$$MF = NPV \div NMV$$

Donde, NPV = Volumen Neto en el Probador
NMV = Volumen Neto en el Medidor

i) Para el calculo del Volumen Neto del Probador (NPV), se utiliza el Volumen Base del Probador (BPV), el cual es determinado a condiciones estándar de referencia utilizando métodos de laboratorio tales como “water draw” o medidores maestros que deben estar certificados por el NIST (National Institute of Standars and Technology) o por un organismo similar.

j) El volumen del probador en condiciones de operación puede ser mayor o menor que el BVP debido al efecto de la temperatura y la presión en el metal del probador y en liquido, por lo tanto se deben usar factores de corrección para ajustar el Volumen Base del Probador (BPV) por esos efectos:

$$NPV = BPV \times (CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp\ )$$

Donde, los factores de corrección que afectan el metal del probador son:

CTSp: corrección por la expansión y/o contracción térmica del metal del probador por efecto del promedio de la temperatura del liquido en el probador. El cual se representa por la siguiente ecuación:

$$CTSp = 1 \oplus [(T - Tb\ ) \times Gc\ ]$$

Donde:
Gc = es el coeficiente de expansión por grado de temperatura del material del cual está fabricado el Probador, entre Tb y T, el cual podrá ser determinado de las tablas publicadas por las industrias estándares.
Tb= Temperatura Base
T = Temperatura del liquido en el Probador.

CPSp: corrección por la presión de expansión y/o contracción del metal del probador por efecto del promedio de la presión del liquido en el probador.

$$CPSp = 1 \oplus \left(\left[\left(P - Pb \right) \times \left(ID \right) \right] \div \left(E \times WT \right) \right)$$

Donde:
P = Presión Interna de operación del probador
Pb = Presión Base
ID = Diámetro Interno del probador
E = Módulos de Elasticidad del material del probador, el cual puede ser determinado de valores utilizados en los estándares de la industria.
WT = Espesor de la Pared del recubrimiento del Probador.

Los factores de corrección que afectan el Liquido en el probador los podemos dividir en:

CTLp: corrección por el efecto del promedio de temperatura del Probador sobre la densidad del líquido.

CPLp: corrección por efecto de compresibilidad o promedio de la presión en el probador.

Estos factores de corrección son determinados de la misma manera que se describió anteriormente.

k) Para el calculo del Volumen Neto del Medidor (NMV), se utiliza el mismo procedimiento para determinar el Volumen del Probador, es decir primero se determina el Volumen indicado por el Medidor y se ajusta o corrige por el efecto de la temperatura del medidor y la presión sobre el liquido.

El volumen indicado por el Medidor (IVm), se calcula

$$NMV = IVm \times \left[CTLm \times CPLm \right]$$

dividiendo el numero de pulsos (N) generados durante la corrida de la Prueba, entre el valor nominal de pulsos por unidad de volumen (Factor K).

$$IVm = N \div KF$$

Donde:

Ivm = Indicación de Volumen de liquido a través del Medidor.
N = Numero de Pulsos generados durante la corrida de la prueba.
KF = Pulsos nominales por unidad de volumen.

Para la determinación CTLm y CPLm se utiliza el mismo método descrito anteriormente.

Una vez calculados los volumenes corregidos del medidor y del probador, podemos calcular el factor del medidor:

$$MF = NPV \div NMV$$

$$MF = \left[BPV \times \left(CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp\ \right) \div \left[IVm \times \left(CTLm \times CPLm\ \right)\ \right]\right.$$

l) El software de cálculo debe registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente después de finalizar el movimiento. Esta lectura será denominada MRc. Con este valor y con el MRo, se procede a calcular el volumen indicado (IV), mediante:

$$IV = MR_c - MR_o$$

m) Para obtener el Volumen Referido a condiciones base o estándares de referencia (GSV), se le aplica el CCF al IV. Esto es:

$$GSV = IV \times CCF$$

n) La cantidad neta de crudo correspondiente a la operación de transferencia de custodia, venta o fiscalización se obtiene al deducir del GSV, el contenido de agua y sedimentos, medido del instrumento de corte de agua en línea. El volumen neto total, con agua y sedimentos extraídos, se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$NSV = GSV \times \left(1 - \left(\%A\&S \div 100\ \right)\right)$$

ó

$$NSV = \left(\ IV\left(CTL \times CPL \times MF\right) \times \left(1 - \left(\%A\&S \div 100\ \right)\right)\ \right)$$

Donde: el factor ***%A&S*** representa el contenido de agua y sedimentos presentes en el líquido, el cual se obtiene del

promedio ponderado de la lectura del medidor en línea. El porcentaje de agua y sedimentos es tomado durante el intervalo de tiempo que dure la operación de fiscalización o transferencia de custodia y el software de cálculo realiza y genera los cálculos finales con la respectiva documentación.

14.2.5. TECNOLOGIA PARA LA MEDICION DE LA FISCALIZACION Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

14.2.5.1. MEDICION DE CALIDADES

14.2.5.1.1. Medidor de densidad

Para la medición de densidad se utilizará equipos con principio de medición por vibración de última tecnología con precisión de más o menos una décima por ciento (± 0,1 %). Se deberán usar productos de marcas reconocidas.

14.2.5.1.2. Medidor de contenido de agua en crudo

Se utilizarán medidores de absorción de energía de última tecnología con precisión de más o menos dos décimas por ciento(± 0,2 %). Se deberán colocar letras utilizar productos de marcas reconocidas y de común utilización en la industria petrolera.

14.2.5.1.3. Sistema de Tomamuestra Automático

Se utilizarán tomamuestras tipo línea o lazo con una repetibilidad de más o menos cinco décimas por ciento (± 0,5 %.) Se deberán utilizar productos de marcas reconocidas y de común utilización en la industria.

14.2.5.2. MEDICION DE CANTIDADES

14.2.5.2.1. Medidor de flujo

Para la medición de líquidos se utilizarán equipos con tecnología de punta con precisión de más o menos veinticinco centésimas por ciento(± 0,25 %) y de rendimiento comprobado en las aplicaciones específicas de la industria.

14.2.5.2.2 Las gravedades API serán compensadas por el contenido de agua y sedimentos del líquidos medido, es decir, con base seca. Para lo cual se utilizarán las correlaciones existentes para efectuar dichas

correcciones, las cuales serán debidamente autorizadas por el MEM.

14.2.5.2.3. Probadores de medición en línea

Para la calibración/certificación del medidor de flujo se utilizarán probadores convencionales (uni-direccional ó bi-direccional) y compactos de última tecnología con repetibilidad de más o menos dos centésimas por ciento (± 0,02 %). Se deberán usar productos de marcas reconocidas y común uso dentro de la industria.

14.2.5.2.4. Medidor de temperatura

Se utilizarán medidores de temperatura RTD´s con precisión de más o menos una décima por ciento de grado centígrado (± 0,1° C.) Se deberán usar productos de marcas reconocidas y de uso común dentro de la industria petrolera.

14.2.5.2.5. Medidor de Presión

Se utilizarán medidores de presión tipo diafragma con una precisión de más o menos dos centésimas por ciento(± 0,02.) Se deberán usar productos de marcas reconocidas y de uso común dentro de la industria.

14.2.5.2.6. Medidor de porcentaje de agua

Se utilizarán medidores de tecnología de punta con precisión de más o menos una décima por ciento (± 0,1%).

14.2.5.2.7 Computador de Flujo

Para el cálculo del flujo se emplearán equipos de última tecnología, con las siguientes características:

a- Matemática de Punto Flotante.

b- Frecuencia de muestreo seleccionable entre uno (1) y diez (10) segundos.

c- Algoritmo de integración con error menor a T*Q/2, donde T es el período de muestreo y Q el caudal instantáneo medido.

d- Capacidad de reset solo mediante uso del password.

e- Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.

f- Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.

g- Suministro eléctrico por baterías que puedan ser respaldadas a fin de asegurar un suministro continuo.

h- Inmunidad contra interferencias electromagnéticas.

i- Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADAS,DCS,PLC, etc.

14.2.6 METODOLOGIA DE CALIBRACION

La metodología de calibración de los equipos se realizará de la siguiente forma:

Medidores de flujo:	Por probador de volumen
Medidor de presión:	Por peso muerto
Medidor de temperatura:	Por verificación de continuidad
Medidor de corte de agua:	Por muestra con análisis en laboratorio utilizando el método de destilación o el Karl Fischer.
Medidor de densidad:	Por Pycnometer OIM Density Measurement
Computador de Flujo:	Mediante simulación de señales conocidas.

15. TOMA MUESTRA MANUAL Y AUTOMATICO EN SISTEMAS DE MEDICION.

El sistema deberá recolectar y almacenar una muestra representativa de líquido a la condición operacional del oleoducto, y permitir su transporte al laboratorio para su análisis. El sistema de tomamuestras se deberá instalar lo más cercano posible al oleoducto y cumplir con los requerimientos del ISO 10715.

Se deberá mantener una distancia mínima de 20 diámetros de tubería de cualquier punto ubicado aguas arriba del punto de muestreo, que pudiera causar perturbación en el flujo.

Si se utiliza un sistema de tomamuestras automático, éste deberá estar controlado por el flujo en el oleoducto. Adicionalmente, al tomamuestras automático se deberá instalar un punto para la toma manual de muestras representativas. Opcionalmente se puede obtener la muestra manual desde el mismo punto de la recolección de la muestra automática.

El punto de tomamuestras manual deberá estar provisto con válvulas y facilidades para permitir el lavado de los recipientes recolectores de muestras. Las muestras se deberán colectar en botellas recolectoras de tipo transportable con capacidad de cinco mil mililitros (5000 ml). En aquellas aplicaciones en que el volumen de muestra sea demasiado grande, se podrán usar recipientes estacionarios, los cuales deberán construidos siguiendo las recomendaciones del API MPMS 8.2.

En todo caso, una vez determinada la capacidad requerida del recipiente, se deberá tratar de maximizar la cantidad de muestras recolectadas, aprovechando el volumen disponible pero evitando sobrellenar el recipiente (normalmente se llenan hasta un ochenta por ciento (80%) de su capacidad total). En aquellas aplicaciones con hidrocarburos sumamente livianos en los que las posibilidades de evaporación pueden afectar la representatividad de la muestra, se deberá asegurar que el valor de disparo de la válvula de alivio del recipiente recolector esté por encima de la RVP del hidrocarburo, a la máxima temperatura que el recipiente vaya a experimentar.

Se requiere por lo menos de dos (2) recipientes receptores de muestras, uno de los cuales estará recibiendo la muestra proveniente del extractor y el otro se mantendrá en condición de respaldo para comenzar a recibir la muestra cuando se reciba la orden respectiva del controlador o cuando el operador haga el intercambio en forma manual. Los recipientes deberán ser colocados dentro de un gabinete apto para operar bajo las condiciones ambientales y de clasificación de áreas propias de la aplicación y ubicado lo más cerca posible del punto de extracción.

Una vez tomada la muestra, la representatividad de la misma deberá ser garantizada hasta que los respectivos análisis sean realizados en el laboratorio; por lo tanto es necesario disponer de los equipos adecuados para mezclar la muestra recolectada y uniformar la dispersión de agua que ha podido ser alterada durante el almacenamiento y transporte hasta el laboratorio. El recipiente recolector de muestras deberá incluir las tomas adecuadas para ser conectado al mezclador de laboratorio. La mezcla y el manejo de la muestra en el laboratorio deberá estar en estricta concordancia con lo indicado en el API MPMS 8.3.

16. CONTINGENCIAS EN LA MEDICION AUTOMATICA.

16.1 CONTINGENCIA DE MEDICION FISCAL

A pesar de las previsiones que se puedan tomar para mantener la continuidad operacional de los sistemas de medición con el propósito de fiscalización, transferencia de custodia y/o venta de líquido en los procedimientos operacionales de dichos sistemas de medición, se deberán contemplar procedimientos de contingencia de medición y cálculos para el caso de que no se pueda utilizar el sistema de medición automática.

El uso de procedimientos de contingencia para las mediciones o cálculos deberá ser notificado inmediatamente al MEM y no se deberá extender más allá de dos (2) horas.

Cualquier extensión del tiempo deberá ser autorizada por el MEM. Dichas extensiones serán por lapsos no mayores de setenta y dos(72) horas cada una.

Durante el lapso en el cual se aplican procedimientos de contingencias, la operadora deberá suplir los recursos de personal y logística necesarios para realizar las actividades de contingencias.

16.2 CONTIGENCIA DE MEDICION DE NIVEL

En el sistema de medición de nivel, el método de contingencia a seguir es el de aferimiento manual del tanque y/o medición manual de las variables cuya instrumentación está inhabilitada, siguiendo los procedimientos estipulados en el Manual de Medición del API. Las mediciones deberán realizarse lo más cercano a la hora de cierre establecido en esta misma norma. Los datos allí obtenidos de la medición manual se introducirán manualmente en el sistema de cálculo de volumen.

Si el sistema de cálculo de volumen está inhabilitado, se deberá hacer el cálculo en forma manual, con los valores de mediciones obtenidos de las mediciones automática o manual y siguiendo la metodología establecida en el Manual de Medición del API.

Se deberá dejar constancia por escrito de los valores de las mediciones manuales y/o de los resultados de los cálculos realizados en forma manual.

16.3 CONTIGENCIA DE MEDICION DE FLUJO EN LINEA

En el sistema de medición de flujo, ante la falla de un medidor de flujo y si no se cuenta contar con suficiente capacidad de manejo de flujo total con el

resto de los medidores de flujo del sistema de medición, la primera opción a considerar es la operación a una capacidad menor de manera que no sobrepase el rango máximo del sistema de medición.

No se deberá operar los medidores de flujo por encima de su rango normal de operación, ya que los resultados de las mediciones en esa condición no son confiables.

La segunda opción es desviar el flujo del medidor que presenta problemas y hacer la medición con un método alterno antes o después del medidor. El Método alterno de medición deberá estar aceptado por la operadora y el MEM.

Si falla el medidor de temperatura o presión, previa autorización de la operadora y del MEM se usará para el cálculo de volumen, el valor promedio de la presión o temperatura, según sea el medidor inhabilitado, de los tres (3) últimos días antes de la falla del elemento de medición. Dicho valor promedio será introducido manualmente en la computadora de flujo.

Si falla el medidor de densidad o porcentaje de agua, previa autorización de la operadora y del MEM se usará para el cálculo de volumen, el valor de muestras recolectada en el sistema de medición a la hora de cierre. Dicho valor será introducido manualmente en la computadora de flujo.

Si el sistema de cálculo de volumen está inhabilitado, se deberá hacer el cálculo en forma manual con los valores de mediciones obtenidos de las mediciones automática o manual y siguiendo la metodología establecida en el Manual de Medición del API.

Se deberá dejar constancia por escrito de los valores de las mediciones manuales y/o de los resultados de los cálculos realizados en forma manual.

17 MEDICION MANUAL DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS EN TANQUES UBICADOS EN TIERRA.

Los cálculos de cantidades se realizarán de acuerdo a los procedimientos descritos en el Capitulo 12 del MPMS.

17.1 Procedimiento para el Cálculo de Cantidades

Los pasos a seguir para la determinación de las cantidades totales en los tanques ubicados en tierra son los siguientes:

Calculo de Cantidades en la apertura de tanque

Volumen Total Observado (TOV)

El volumen total observado se obtiene de la tabla de calibración de los tanques, entrando con las medidas obtenidas del nivel del líquido en el tanque.

Volumen Bruto Observado (GOV)

Para calcular el GOV en los tanques ubicados en tierra, hay que descontar cualquier agua libre (FW) al volumen total observado (TOV), y multiplicar el resultado por el factor de corrección por efecto de temperatura en las paredes del tanque (CTSH). Este resultado se ajusta por el factor de corrección de techo flotante (FRA), cuando aplique:

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

Ajuste por la presencia de agua libre (FW) (puede incluir sedimentos):

Es necesario determinar la cantidad de FW y los sedimentos en el fondo del tanque, en caso de haberlos. El ajuste de FW se hará en la forma de una deducción volumétrica. La cantidad se determina entrando con las medidas del nivel de agua medido en el tanque a las tablas de calibración del tanque.

Corrección por el efecto de la temperatura en las paredes del tanque (CTSH):

Cualquier tanque, sujeto a cambios de temperatura también cambia su volumen. Asumiendo que el tanque ha sido calibrado de acuerdo al capítulo 2 del MPMS-API, (Manual of Petroleum Measurement Standards), estos tienen tablas de calibración, basado en una temperatura específica de la pared del tanque. Si la temperatura observada de la pared del tanque difiere de la temperatura de la pared en la tabla de capacidades, el volumen obtenido en esta tabla debe ser corregido a esta temperatura observada.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en las paredes del tanque se calcula de la siguiente manera:

$$CTSH= 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2 \Delta T^2$$

Donde:

α = Coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque
ΔT = Temperatura de la pared del tanque menos la temperatura base (Tb):
$TSH - T_b$

Nota: la temperatura base normalmente es 60^o F o la que indica la Tabla de Calibración del tanque.

En tanques no aislados

$$TSH = [(7 \times TL) + Ta] / 8$$

Donde:

TL = Temperatura del liquido en el tanque
Ta = Temperatura ambiente

En tanque aislados la temperatura de la pared del tanque se puede tomar como la temperatura del líquido es decir TL= Ta

Para calcular el CTSH es requisito la siguiente data:

a) La temperatura de los volúmenes de la tabla de la calibración, en la cual hay una leyenda que dice normalmente volúmenes corregidos para una temperatura del acero de 120 °F o volúmenes a 60° F, o temperatura de calibración a 90° F (temperatura base de la tabla de calibración Tb)

b) La temperatura del líquido (al momento de la medición)

c) La Medida de la temperatura ambiente a un metro de la pared del tanque

Factor de Corrección para tanques de techos flotantes (FRA)

El resultado anterior se ajusta por el factor de corrección de techo flotante, cuando aplique, para obtener el volumen bruto observado.

La corrección por el desplazamiento del techo flotante se realiza de la siguiente manera:

Si la corrección del techo se calcula en la tabla de calibración utilizando una gravedad API de referencia, una segunda corrección se deberá calcular por cualquier diferencia entre la gravedad API de referencia y la gravedad API observada del líquido en el tanque. Estas tablas tendrán una nota similar a la siguiente:

“Un total de 1.500 barriles ha sido deducido de esta tabla entre 4,0 y 5,0 pies por efectos de desplazamiento del techo basado en un peso del techo de 200,000 libras. Niveles sobre 5.00 pies reflejan esta deducción y deberán ser ajustados por variación de la gravedad a la temperatura del tanque como sigue:

Gravedad observada 20° API, no se ajusta

por cada 1,0 ° API debajo 20 °API observada, sumar 6,00 barriles

Por cada 1,0 ° API por encima de 20 ° API, restar 6,00 barriles.”

Las condiciones para corregir el TOV por efectos del techo flotante son:

a) El techo debe estar en la posición apropiada de medición (esto usualmente implica que las "patas de soporte del techo" estén en posición de operación, posición corta)

b) El techo debe estar flotando libremente sin obstrucciones.

c) El techo debe estar flotando completamente y no dentro o debajo de la zona critica.

d) La superficie del techo debe estar libre de materiales que añadan peso (agua, arena o materiales de construcción).

Datos y tablas requeridos para calcular la corrección del techo flotante:

a) Gravedad API del líquido a la temperatura observada, no a 60 °F, a menos que la temperatura observada sea 60°F
b) Temperatura del líquido
c) Nivel del líquido
d) Tabla de calibración del tanque
e) Tablas ASTM para corrección de gravedad observada (5a, 5b)

3 Volumen Bruto Estándar (60^{o} F)

El volumen bruto estándar se obtiene multiplicando el volumen bruto observado por el factor de corrección de volumen por efecto de la temperatura a 60º F (CTL)

Entre en la Tabla ASTM 6 A (para líquidos) para obtener el factor de corrección de volumen a 60^{o} F. Para este cálculo, se utiliza el promedio de temperatura observada en el tanque y la gravedad API promedio corregida a 60^{o} F o a una temperatura de 15,6^{o} C. Se deberá asegurar que la gravedad reportada en este paso es la gravedad API húmeda.

Multiplique el volumen bruto observado (GOV) por el factor de corrección por volumen (VCF) para obtener el volumen bruto estándar (GCV) a 60^{o} F.

4 Volumen Neto Estándar (NSV)

Calcule el volumen neto estándar (NSV) deduciendo el porcentaje de agua y sedimento (% A&S) contenido en el líquido.

Se repiten todos los pasos del 1 al 4 para calcular los volúmenes correspondientes al cierre de los tanques.

Del volumen inicial del tanque TOV, GOV, GSV y NSV obtenidos en la apertura de los tanques, deduzca el volumen TOV ,GOV, GSV y NSV respectivamente, obtenido en el cierre del tanque. Estos resultados son las cantidades entregadas en la operación de transferencia.

5 Peso Bruto Standard en Toneladas Métricas

Para la conversión del volumen bruto estándar (GSV) a peso bruto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen GSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API húmeda reportada a 60 ^{o}F para entrar a las tablas.

Se repite el paso contenido en el punto 7 para calcular el peso bruto en toneladas métricas correspondiente al cierre del tanque.

Del peso inicial del tanque (Ton. métricas brutas) obtenido en la apertura del mismo, se deduce el peso (Ton. Métricas brutas) obtenido en el cierre del tanque, el resultado será el peso bruto en Tonelada Métrica Brutas, entregadas al buque.

6 Peso Neto Standard en Toneladas Métricas y Toneladas Largas

Para la conversión del volumen neto estándar (NSV) a peso neto estándar en toneladas métricas, se multiplica el volumen NSV por el factor de conversión a toneladas métricas, utilizando la tabla 13 de la ASTM, utilizando la gravedad API seca reportada y corregida a 60 °F para entrar a la tabla.

Se repiten todos los pasos contenidos en el paso 9 para calcular el peso neto correspondiente al cierre del tanque.

Del peso neto estándar inicial del tanque en toneladas métricas obtenido en la apertura de los tanques, se deduce el peso estándar neto en toneladas métricas obtenido en el cierre del tanque, este resultado será el volumen peso neto en toneladas métricas, entregado al buque.

17.2 PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LA GRAVEDAD API DEL CARGAMENTO

La gravedad API de cada tanque es determinada y corregida a 60 ^{o} F en el laboratorio, mediante los análisis de las muestras tomadas.

Con la gravedad API húmeda obtenida y el porcentaje de agua del producto contenido en el tanque se entra a las tablas de API seca, emanadas del Ministerio de Energía y Minas y se obtiene la gravedad API seca.

17.2.1 Calculo de Gravedad API Humeda:

1. Una vez obtenido el volumen total bruto estándar de todos los tanques correspondientes a un cargamento en particular (en barriles a 60 ^{o} F) y el peso bruto estándar en toneladas métricas brutas, se procede a calcular el coeficiente de toneladas métricas brutas

$$\textbf{Coeficiente Ton. Métricas Brutas=} \frac{\text{Ton. Métricas Brutas Estándar}}{\text{Barriles Brutos a 60 }^{o}\text{F}}$$

2. Una vez calculado el valor del coeficiente de Toneladas Métricas Brutas, se procede a compararlo con los valores de la tabla ASTM 13 y en caso de que no coincida con los valores indicados en dicha tabla, se tomará el valor más cercano y el API correspondiente a este valor, será la gravedad API del cargamento.

17.2.2 Cálculo de Gravedad API Seca.

Con el resultado de la Gravedad API obtenido en el punto 2 y el porcentaje de agua total contenida en el cargamento, se compara con la tabla emanada del MEM para determinar la gravedad API seca y dicha gravedad será la gravedad API seca del cargamento a 60 ^{o} F.

18. FISCALIZACION DE LA MEDICION AUTOMATIZADA DE LAS EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

Un juego de documentos de embarques deberá ser suministrado al MEM por cada carga de buque tanque, el cual deberá incluir: los informes de medición fiscal, un manifiesto de carga, el conocimiento de embarque, un certificado de origen e informes de mediciones erradas si las hubiere.

18.1 Informe de Medición Fiscal

La siguiente información deberá ser reportada para el cálculo de exportación de los hidrocarburos líquidos

Nombre o título de la información o ¨data¨

a. Número del título o la información.
b. Nombre del buque tanque.
c. Fecha de terminación de la carga.

Información de la medición (para cada corriente utilizada).

a. Identificación de la corriente de medición
b. Volumen inicial acumulado compensado (M^3)
c. Volumen final acumulado compensado (M^3)
d. Informe de prueba del medidor, el cual incluirá el factor del medidor que se utiliza.

Ajuste (pérdidas, diferencias, ganancias etc.)

Justificación para el ajuste.

Certificado de calidad que indique:

a. Densidad (g /ml @ 15,6º c)
b. Agua y Sedimentos) (% wt)
c. RVP (presión de vapor)
e. Contenido de sal y azufre (%)

Identificación del operador responsable.

Instrucciones para descarga parciales.

18.2 Manifiesto de Carga del Tanquero

Por cada carga de tanquero se producirá un manifiesto de carga, que incluirá la siguiente información:

Título o nombre de la información.

a. Número o título de la información.
b. Nombre del buque tanque.

c. Fecha de carga.
d. Destino.
e. Referencia y número de pedido.

Información o ¨data¨ del medidor (para cada corriente utilizada) .

a. Identificación de la corriente de medición.
b. Valor inicial acumulado compensado (M^3).
c. Valor final acumulado compensado (M^3).
d. Valor compensado cargado { (c)- (b) } M^3.
e. Factor de corrección de volumen (si es pertinente).
f. Volumen estándar a 15º,6 C y 1,0325 bares { convenido Bruto }.

Resumen (suma de la data o información del medidor)

a. Volumen estándar húmedo a 15,6º C y 1,0325 bares {convenido Bruto }
b. Volumen Estándar seco a 15,6º C y 1,0325 bares {convenido Neto}
c. Ajustes aplicados al convenido Bruto .
d. Justificación para el ajuste aplicado.
e. Masa húmeda (bruta) (toneladas largas).
f. Masa seca (Neta) (toneladas y toneladas largas).
g. Volumen bruto en bbls a 60º F.
h. Volumen neto en barriles a 60ºF.

Certificado de Calidad.

a. Densidad húmeda a 15,6º C.
b. Densidad seca calculada a 15,6º C.
c. Corte de agua (% WT)
d. Gravedad API.

Instrucciones para descargas parciales.

Un juego de documentos de embarques deberá ser suministrado al MEM por cada carga de tanque que deberá incluir: los informes de medición fiscal, un manifiesto de carga, el conocimiento de embarque, un certificado de origen e informes de mediciones erradas si las hubiere.

Título o nombre de la información.

a. Número de título o la información.

b. Nombre del buque tanque.
c. Fecha de carga.
d. Destino.
e. Referencia y número de pedido.

Información o ¨data¨ del medidor (para cada corriente utilizada).

a. Identificación de la corriente de medición.
b. Valor inicial acumulado compensado (M^3).
c. Valor final acumulado compensado (M^3).
d. Valor compensado cargado { (c)- (b) } M^3.
e. Factor de corrección de volumen (si es pertinente).
f. Volumen estándar a 15,6º C y 1,0325 bares { convenido Bruto }.

Resumen (suma de la data o información del medidor)

a. Volumen estándar húmedo a 15,6º C y 1,0325 bares {convenido Bruto }
b. Volumen Estándar seco a 15,6º C y 1,0325 bares {convenido Neto}
c. Ajustes aplicados al convenido Bruto .
d. Justificación para el ajuste aplicado.
e. Masa húmeda (bruta) (toneladas largas).
f. Masa seca (neta) (toneladas y toneladas largas).
g. Volumen bruto en barriles a 60º F.
h. Volumen neto en barriles a 60ºF.

Certificado de Calidad.

a. Densidad húmeda a 15,6º C.
b. Densidad seca calculada a 15,6º C.
c. Corte de agua (% WT)
d. Gravedad API.

Instrucciones para descargas parciales.

18.3 Conocimiento de Embarque

Un Conocimiento de Embarque será suministrado por cada carga del buque tanque, el cual incluirá la siguiente información:

Título o nombre de la Data.

a. Número del título.

b. Nombre del buque - tanque.
c. Bandera o nacionalidad del buque tanque
d. Nombre del Capitán del buque
e. Fecha de finalización de la carga.
f. Cláusulas legales aplicadas.
g. Nombre del consignador.
h. Nombre del consignatario
i. Puerto de descarga.
j. Número del pedido.

Data de la Carga.

a. Volumen húmedo o bruto (M^3 @ 15,6º C)
b. Volumen húmedo o bruto (barriles @ 60º F)
c. Masa húmeda o bruta (Toneladas)
d. Masa húmeda o bruta (Tonelada larga)
e. Volumen seco o neto (M^3 @ 15,6º C)
f. Volumen seco o neto (barriles @ 60º F)
g. Masa seca o neto (Toneladas)
h. Masa seca o neto (Toneladas Larga)

Los conocimientos de carga para cada embarque o partida serán suministrados, identificados y distribuidos según las instrucciones definidas por el operador del sistema.

El conocimiento de embarque será firmado por el Capitán del buque y constituye un documento legal.

18.4 Certificado de Origen

Un Certificado de Origen será suministrado para cada embarque y deberá incluir la siguiente información:

Certificado de Origen.
a. Número de título o nominación.
b. Consignador.
c. Masa húmeda o bruta (toneladas)
d. Masa húmeda o bruta (toneladas largas)
e. Volumen húmedo o bruto (barriles a 60º F)
f. Masa seca o neta (Toneladas)
g. Masa seca o neta (Toneladas Largas)
h. Volumen seco o neto (barriles @ 60º F)

i. Fecha de carga
j. Nombre del buque.
k. Identificación del origen de la carga.

18.5 Informes de Mediciones Erradas

Un informe de mediciones erradas o equivocadas será levantado si se detecta alguna corrección en la medición fiscal o si se sospecha que pudo haber ocurrido tal situación.

El informe de medición deberá incluir lo siguiente:

a. Todas las lecturas totalizadas acumuladas al comienzo de la corrección.
b. Todas las lecturas totalizadas acumuladas al final de la corrección.
c. La ganancia o pérdida en cada valor total acumulado.
d. Fecha y hora cuando comenzó la corrección.
e. Fecha y hora cuando se detectó la corrección.
f. Fecha y hora cuando se corrigió y eliminó la corrección.
g. Razones por las cuales ocurrió la corrección.
h. Cualquier otra observación.
i. Firma del operador.

Por cada informe o reporte de medición errónea con corrección, el Supervisor de Medición levantará un informe de conformidad o incumplimiento que deberá ser sometido a la consideración de las partes involucradas, incluyendo el MEM, para analizarlos y llegar a los acuerdos definitivos del caso.

De presentarse alguna falla en los sistemas automáticos de medición fiscal y transferencia de custodia que dificulte tener volúmenes reales en la operación, se tomará como medida oficial la reportada por los sistemas alternos.

19. FISCALIZACION DE LOS VOLUMENES DE PRODUCTOS DERIVADOS DE PETROLEO EN EL MERCADO INTERNO

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 74 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, las empresas operadoras deberán enviar mensualmente al Ministerio de Energía y Minas en Caracas, los balances de las operaciones de las Refinerías y Plantas de Distribución de los productos derivados del petróleo, a objeto de determinar los volúmenes respectivos sujetos al pago del impuesto establecido en el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos. En consecuencia, los representantes de las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos deberán también fiscalizar previamente, a los

componentes de dichos balances antes de darle las conformaciones respectivas.

20. SANCIONES

El incumplimiento de lo señalado en estas Normas será sancionado conforme a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, sin perjuicio de las acciones civiles, penales, fiscales o administrativas que tal incumplimiento origine.

Para ello, los funcionarios competentes del MEM instruirán el respectivo expediente y levantarán las Actas correspondientes, debidamente firmadas por representantes de las empresas operadoras.

21. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

En aquellos sitios donde las operaciones no hayan logrado la instalación de los sistemas de medición automática en los Puntos de Fiscalización de los hidrocarburos sometidos a impuestos, ordenados por el Ejecutivo Nacional mediante el oficio N° 1012 de fecha 7 de septiembre de 1999, emanado del MEM, la actividad de fiscalización se realizará interinamente. Se utilizará la metodología tradicional de aforo de tanques con cinta (Método ASTM-1085), con la presencia de un representante de la Inspección Técnica de Hidrocarburos respectiva, quien además fiscalizará la Toma de muestras de hidrocarburos líquidas (Método ASTM-4057), la medición de Temperatura del Líquido (Método API, CAPITULO 7), la determinación de la Gravedad API (Método ASTM-287), el Contenido de Agua (Método de Destilación ASTM-4006, COVENIN-2582 o el Método Karl Fischer ASTM-4928, API MPMS (Capítulo 10.9), Sedimentos por Extracción (Método ASTM-443, COVENIN-588) y la determinación de la gravedad API seca con la aplicación de las tablas o correlaciones que han sido aprobadas por el MEM para realizar los ajustes de gravedades respectivos para los efectos fiscales.

22. ANEXOS

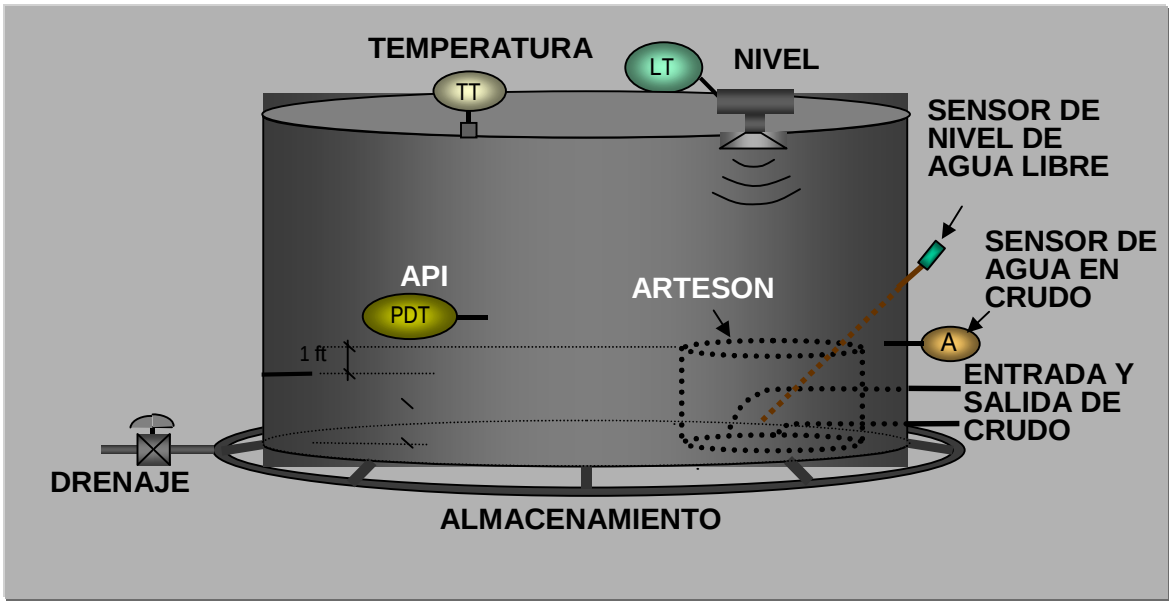
A. ESQUEMAS TIPICOS PARA MEDICIONES FISCALES

B. LISTAS DE PUNTOS DE FISCALIZACION

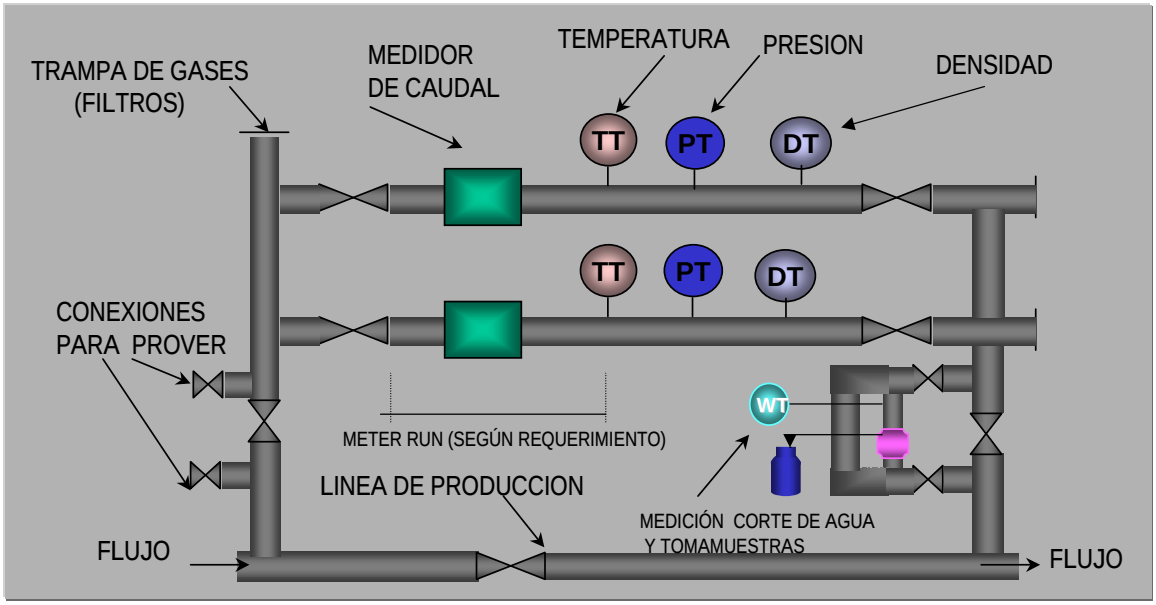
ANEXO A

ESQUEMAS TIPICOS PARA MEDICIONES FISCALES

MEDICION EN TANQUE



MEDICION EN LINEA



ANEXO B

LISTADO DE PUNTOS DE FISCALIZACION

OCCIDENTE:

1. Patio de Tanques Bachaquero
2. Patio de Tanques Lagunillas Sur
3. Patio de Tanques Lagunillas Norte
4. Patio de Tanques ULE
5. Patio de Tanques Punta Gorda
6. Patio de Tanques Taparito
7. Patio de Tanques H7
8. Patio de Tanques Palmarejo de Mara
9. Patio de Tanques Punta de Palma
10. Patio de Tanques Bajo Grande.
11. Capitan (Colon) Tecptrol
12. Alpuf (DZO) BP
13. Refinería de Cardón (Cumarebo y La Vela)
14. Tiguaje (Sansum)

ORIENTE:

Anzoátegui

1. Patio de Tanques Anaco (PTA)
2. Patio de Tanques Oficina (PTO)
3. Puntos de transferencia de los Convenios Operativos

Monagas

1. Patio de Tanques Travieso (PTT)
2. Patio de Tanques Jusepín (PTO)
3. Estación de Descarga Orocual
4. Estación Principal Morichal (EPM-1)

SUR:

1. Oleoducto Barinas a la entrada del Patio de Tanques Silvestre
2. Oleoducto Apure a la entrada del Patio de Tanques Silvestre.