

# Manual de Estándares de Medición de Petr6leo Capítulo 3.1A

## Práctica Estándar para la Medición Manual de Petr6leo y Productos de Petr6leo

TERCERA EDICI6N, AGOSTO 2013

Esta traducci6n no reemplaza ni substituye la versi6n en ingl6s la cual permanece como la norma oficial. Puede existir una versi6n en Ingl6s m6s reciente. API no ser6 responsable por ninguna discrepancia o interpretaci6n de esta traducci6n.

This translated version shall neither replace nor supersede the English version, which remains the official standard. A newer version of the English-language standard may be available. API shall not be responsible for any discrepancies or interpretations of this translation.



AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

## Notas Especiales

Las publicaciones del API sólo se refieren a problemas de naturaleza general. En caso de circunstancias particulares, se deberían revisar las leyes y reglamentos locales y regionales.

Ni el API, ni tampoco sus empleados, subcontratistas, consultores, comités, o cualquier otro apoderado, otorgan garantía o representación alguna, explícita o implícita, respecto a la precisión e integridad de la información aquí contenida, o asumen obligación o responsabilidad alguna por el uso, o el resultado de tal uso, de cualquier información o proceso mencionado en esta publicación. Ni el API, o sus empleados, subcontratistas, consultores, comités, o cualquier otro apoderado, aseguran que el uso de esta publicación no violará derechos de propiedad privada.

Los usuarios de esta publicación no deben basarse exclusivamente en la información contenida en este documento. Deben aplicarse juicios válidos de negocio, científicos, ingeniería y seguridad en el empleo de la información contenida en el presente documento.

Las publicaciones del API pueden ser utilizadas por cualquiera que desee hacerlo. Los Institutos se han esforzado para asegurar la exactitud y confiabilidad de los datos contenidos en ellas; sin embargo, los Institutos no efectúan representación, garantía o aval en relación con esta publicación y expresamente se deslindan por este medio de cualquier responsabilidad u obligación por pérdidas o daños que resulten de su uso o por la violación de cualquier reglamentación que tenga jurisdicción con la que esta publicación pudiera estar en conflicto.

Las publicaciones conjuntas del API se publican para facilitar una amplia disponibilidad de prácticas confiables y probadas, tanto operativas como de ingeniería. Estas publicaciones no pretenden evitar la necesidad de aplicar el buen juicio de ingeniería en cuanto a cuándo y dónde se deberían utilizar. La formulación y edición de publicaciones conjuntas del API no pretende de ninguna manera impedirle a alguien el utilizar cualquier otra práctica.

Cualquier fabricante de materiales o equipo de marca conforme a los requerimientos establecidos de un estándar API es el único responsable de cumplir con todos los requerimientos aplicables del estándar. API no representa garantía, o garantiza que el desempeño de algún producto sea conforme al estándar API aplicable.

El API no se encarga de hacer cumplir las obligaciones de los patrones, fabricantes o proveedores, de advertir, adiestrar y equipar correctamente a sus empleados u otros quienes estén expuestos, respecto a riesgos y precauciones sobre salud y seguridad, ni tampoco de hacer cumplir sus obligaciones con las autoridades que tengan competencia.

*Todos los derechos reservados. Ninguna parte de este trabajo puede ser reproducida, traducida, almacenada en un sistema de recuperación o transmitida por ningún medio, electrónico, mecánico, de fotocopiado, de grabación o cualquier otro, sin tener antes un permiso por escrito del editor. Contacte al editor: API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington DC 20005*

Copyright © 2013 American Petroleum Institute.

## Prólogo

Nada de lo contenido en cualquier publicación del API deberá considerarse que otorga algún derecho, por implicación o alguna otra forma, para la producción, venta o uso de algún método, aparato, o producto cubierto por patentes. Tampoco ningún contenido en esta publicación deberá ser considerado como un seguro para alguien ante cualquier responsabilidad por infringir certificados de patente

Deberá: Para los efectos de una norma indica un requerimiento mínimo a fin de cumplir con el requerimiento.

Debería: Para los efectos de una norma indica una recomendación o lo que es aconsejable pero no necesario a fin de cumplir con el requerimiento.

Esta publicación fue producida siguiendo los procedimientos de estandarización del API que garantizan una notificación y participación adecuadas en el proceso de desarrollo y es designado como un estándar del API. Cualquier pregunta concerniente a la interpretación del contenido de esta publicación así como preguntas y comentarios concernientes a los procedimientos bajo los cuales fue desarrollada esta publicación deberían ser dirigidas por escrito al Director of Standards, American Petroleum Institute, 1220 L Street, NW, Washington, DC. 20005, USA.

Generalmente, los estándares del API son revisados y corregidos, reafirmados o desechados por lo menos cada cinco años. Una única extensión de hasta dos años puede ser añadida a este ciclo de revisión. El estatus de la publicación puede ser verificado a través del API Standards Department, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, USA.

Se invita a que cualquier revisión que se sugiera para esta publicación, sea enviada al Standards Department, API, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, USA, [standards@api.org](mailto:standards@api.org).

## Contenido

	Página
1 Alcance .....	1
2 Referencias Normativas .....	1
3 Términos y Definiciones .....	2
4 Equipo de Medición .....	3
4.1 General .....	3
4.2 Cintas de Aforo No Eléctricas, Plomadas y Varillas .....	4
4.3 Equipo Portátil de Medición Electrónica .....	6
4.4 Otros Equipos de Medición .....	7
4.5 Reglas Detectoras de Agua.....	8
5 Procedimiento de Medición .....	8
5.1 Resumen del Métodos.....	8
5.2 Lectura y Reporte de Mediciones .....	11
5.3 Procedimiento de Medición de Aforo (Sondeo).....	11
5.4 Procedimiento de Aforo de Vacío.....	12
5.5 Conversiones entre Mediciones de Aforo (Sondeo) y Aforo de Vacío.....	12
6. Procedimiento de Medición de Agua Libre.....	13
6.1 Procedimiento con Pasta Indicadora de Agua .....	13
6.2 Procedimiento con Ladrón.....	16
6.3 Interfase Electrónica .....	17
7 Procedimiento de Medición de Buques .....	17
7.1 Descripción y Selección de Método .....	17
7.2 Lectura y Registro de Mediciones .....	17
8 Precauciones Operativas.....	18
8.1 General .....	18
8.2 Integridad del Sistema y de la Línea .....	18
8.3 Verificaciones Previas a la Medición .....	18
8.4 Mezcladores de Tanques .....	18
8.5 Líneas de Drenaje de Agua.....	18
8.6 Aire y Espuma Entrampados.....	18
8.7 Escotilla de Aforo.....	19
8.8 Desplazamiento del Techo .....	19
8.9 Fondos del Tanque.....	19
8.10 Determinación de Temperatura y Muestreo .....	20
8.11 Capas Sólidas.....	20
Anexo A (normativo) Comparación de Cintas con un Estándar de Referencia con Rastreabilidad.....	21
Anexo B (informativo) Incertidumbres en las Mediciones de Tanques .....	27
Anexo C (informativo) Mezcladores de Tanques y Mezcla en Tanque para Transferencias de Custodia. 32	
Anexo D (informativo) Cavernas .....	33
Figuras	
1 Cintas y Plomadas de Medición Tradicionales y Varilla Tradicional para Medición de Agua.....	5
2 Regla Detectora de Agua .....	9

3	Diagrama de Medición .....	10
4	Medición de Agua Libre.....	14
5	Ladrón, Tipo Trampa.....	16
6	Diagrama Esquemático que Ilustra la Zona de Desplazamiento Parcial Común para Todos los Techos Flotantes .....	20
A.1	Calibración del Dinamómetro .....	22
A.2	Comparación de la Cinta y la Plomada.....	23
B.1	Tanque sin Deformación .....	29
B.2	Situación 1 .....	29
B.3	Situación 2.....	29

2025/03/08 06:06:56 MDT

## Introducción

El personal involucrado en la medición de petróleo o sustancias relacionadas debería estar familiarizado con sus características físicas y químicas, incluso la potencialidad de incendio, explosión y reactividad, así como con los procedimientos de emergencia apropiados y los riesgos para la salud y toxicidad potencial. El personal debería cumplir con las prácticas operativas de seguridad de cada empresa y con las regulaciones federales, estatales y locales, incluida la utilización de ropa y equipos de protección adecuados.

Cuando se realizan mediciones, deberían consultarse las publicaciones 2217 y 2026 del API, la práctica recomendada 2003 del API y cualquier otra regulación aplicable. La información sobre los materiales y las condiciones en particular se debería solicitar al empleador, al fabricante o al proveedor de dicho material, o bien se debería consultar la hoja de datos de seguridad del material.

Para obtener información sobre los límites de exposición, consulte las ediciones más recientes del Occupational Safety and Health Standards, 29 *CFR*, sección 1910.1000 y siguientes, y la publicación *ACGIH Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents in the Work Environment*.

# Práctica Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo

## 1 Alcance

Este estándar describe lo siguiente:

- a) Los procedimientos para medir manualmente el nivel líquido de petróleo y productos del petróleo en tanques de techo fijo no presurizados, tanques de techo flotante y buques tanque.
- b) Los procedimientos para medir manualmente el nivel de agua libre que se puede encontrar en el petróleo y en los productos del petróleo.
- c) Los métodos utilizados para verificar la longitud de las cintas de aforo en las condiciones de campo y la influencia de las plomadas de medición y de la temperatura en la longitud de la cinta de aforo.
- d) Los elementos que pueden afectar la posición del punto de referencia para aforo (ya sea la placa de cota cero o el punto de referencia para aforo).

A lo largo de este estándar, el término petróleo será utilizado para denotar petróleo, productos del petróleo o los líquidos normalmente asociados con la industria petrolera.

Este estándar se aplica para la medición de cantidades de líquidos que tengan una presión de vapor Reid inferior a 103 kPa (15 psia).

Este estándar no incluye el método utilizado para determinar el volumen del contenido de los tanques a partir de las lecturas de la medición.

La determinación de la temperatura, la densidad, la gravedad API y el agua y los sedimentos en suspensión del contenido del tanque están fuera del alcance de este estándar. Sin embargo, los métodos utilizados para dichas determinaciones pueden encontrarse en el *Manual de Estándares de Medición del Petróleo (MPMS)* del API.

## 2 Referencias Normativas

Los siguientes documentos a los que se hace referencia son indispensables para la aplicación de este documento. Para las referencias fechadas, solo la edición citada es pertinente. En el caso de las referencias no fechadas, la última edición del documento al que se hace referencia (incluidas sus modificaciones) es pertinente.

API *Manual de Estándares de Medición del Petróleo (MPMS)* Capítulo 2, (todas las secciones) *Tank Calibration (Calibración de Tanques)*

API MPMS Capítulo 12.1, *Calculation of Static Petroleum Quantities (Cálculo de Cantidades de Petróleo Estáticas)*

API MPMS Capítulo 17, (todas las secciones) *Marine Measurement (Medición Marítima)*

API Práctica Recomendada del 2003, *Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents (Protección contra Incendios Producidos por Estática, Relámpagos y Corrientes de Fuga)*

### 3 Términos y Definiciones

Para propósitos de este documento, se utilizan las siguientes definiciones.

#### 3.1

##### **aforo (sondeo)**

Nivel de líquido en un tanque medido desde la placa de cota cero o el fondo del tanque hasta la superficie del líquido.

#### 3.2

##### **aforo de vacío (ullage)**

La distancia desde la superficie del líquido en un tanque hasta el punto de referencia para aforo del tanque.

#### 3.3

##### **agua libre**

Agua que existe como una fase separada.

#### 3.4

##### **altura de medición observada**

Distancia real medida desde el fondo del tanque o la placa de cota cero hasta el punto de referencia para aforo en el momento de medir un tanque.

#### 3.5

##### **altura de referencia de medición**

La distancia vertical, que se indica en la tabla de capacidad del tanque, entre el punto de referencia para aforo en la escotilla de aforo y el punto de cota cero en el piso del tanque o en la placa de cota cero de medición.

#### 3.6

##### **cinta maestra**

Cinta que se utiliza para calibrar cintas de trabajo para la medición de tanques y se identifica mediante un Informe de Calibración a 68 grados Fahrenheit (68°F) [20 grados Celsius (20 °C) ] y a una tensión específica que determina el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) o una organización de estándares internacional equivalente.

#### 3.7

##### **corte**

Línea de demarcación en la escala de medición hecha por el material que se está midiendo.

#### 3.8

##### **emulsión**

Mezcla de agua y petróleo que no se separa con facilidad.

#### 3.9

##### **escora**

Desviación o inclinación de un buque expresada en grados a babor o a estribor desde su posición recta.

#### 3.10

##### **medida de apertura**

Medida de aforo (sondeo) o de aforo de vacío tomada antes de introducir material en un tanque o de extraerlo de él.



### 3.11

#### **medida de cierre**

Medida de aforo (sondeo) o de aforo de vacío tomada después de introducir material en un tanque o de extraerlo de él.

### 3.12

#### **placa de cota cero**

Placa metálica de nivel localizada directamente debajo del punto de referencia de medición, que proporciona una superficie de contacto fija desde donde se puede realizar la medición de la profundidad del líquido.

### 3.13

#### **punto de referencia para aforo**

Punto desde el cual se deben realizar todas las mediciones:

- a) Según se determina en el momento de la calibración del tanque y como se indica en la tabla de capacidad del tanque.
- b) Según las modificaciones realizadas en cumplimiento de las directrices de los Capítulos 2 y 3 del *MPMS* del API y en función de las cuales se deben realizar los cálculos de ajuste o se debe realizar una nueva tabla de capacidad del tanque que refleje la nueva ubicación del punto de referencia para aforo.

### 3.14

#### **tabla de capacidad del tanque (tabla de medición del tanque)**

Muestra las capacidades y los volúmenes en un tanque a varios niveles de líquido medidos desde el punto de referencia para aforo.

### 3.15

#### **Trimado**

Condición de un buque con referencia a su posición longitudinal en el agua. Es la diferencia entre el calado de proa y el de popa; y se expresa “asiento a proa” y “asiento a popa”.

### 3.16

#### **zona crítica**

La distancia entre el punto donde un techo flotante se apoya sobre sus soportes normales y el punto donde el techo flota libremente se denomina “zona crítica” en la tabla de capacidad del tanque.

## **4 Equipo de Medición**

### **4.1 General**

Esta sección del estándar se aplica al equipo en uso actualmente. No tiene la finalidad de excluir equipos nuevos que no se han desarrollado aún para uso comercial, si la precisión de dichos equipos se encuentra dentro de las tolerancias de error máximas permitidas que se especifican en este documento y los procedimientos para su uso pueden alcanzar niveles equivalentes de precisión.

Todos los equipos de medición deben ser aptos para uso en entornos peligrosos y se deben conectar a tierra de forma correcta. Consulte API 2003, *Protection against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents (Protección contra Incendios Producidos por Estática, Relámpagos y Corrientes de Fuga)*.

## 4.2 Cintas de Aforo No Eléctricas, Plomadas y Varillas

### 4.2.1 General

Para los procedimientos de aforo (sondeo) o aforo de vacío, se requieren cintas graduadas (consulte la Figura 1) que cumplan con las siguientes especificaciones.

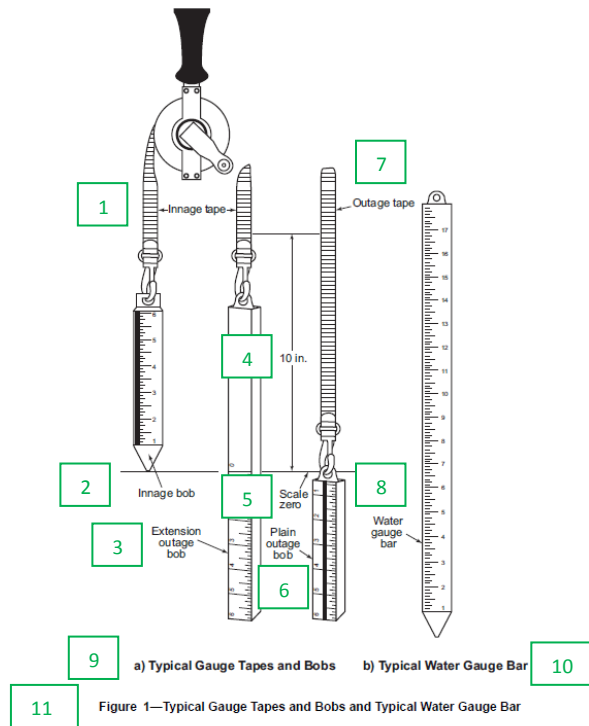
- a) *Material*: acero (o material resistente a la corrosión, si la cinta se utilizará para la medición de tanques que contienen líquidos corrosivos).
- b) *Longitud*: una cinta continua suficientemente larga para la altura del tanque que se medirá.
- c) *Espesor*: el área transversal de la cinta debe ser tal que cuando la cinta esté en posición horizontal sobre una superficie plana no se estire más allá de una deformación unitaria de 0.0075 %.
- d) *Carcasa*: bobina y manivela durables; el montaje se encuentra dentro de la estructura o del estuche.
- e) *Extremo libre*: provisto con un broche de presión de cierre automático u otro dispositivo de retención al cual se pueda sujetar la plomada. Un broche de presión de tipo giratorio reducirá la rotura de la cinta.
- f) *Escala*:
  - 1) Cinta de aforo (sondeo): graduada en pies, pulgadas y fracciones de pulgada; pies y centésimos de pie; o metros, centímetros y milímetros. La punta de la plomada será el punto cero de la escala.
  - 2) Cinta de aforo de vacío: graduada en pies, pulgadas y fracciones de pulgada; pies y centésimos de pie; o metros, centímetros y milímetros. El punto cero de la escala es el punto de contacto entre el broche de presión y el ojo de la plomada.

NOTA 1 No se deben utilizar cintas dobladas, rotas o que contengan marcas ilegibles.

NOTA 2 Las cintas de aforo (sondeo) se pueden utilizar para tomar medidas tanto de aforo (sondeo) como de aforo de vacío. Sin embargo, las cintas de aforo de vacío solo se deberían utilizar para tomar medidas de aforo de vacío.

Se requieren plomadas graduadas cilíndricas, cuadradas o rectangulares, o varillas de aforo de agua (Ver Figura 1) que cumplan las siguientes especificaciones.

- a) *Materiales*: resistentes a la corrosión y que no produzcan chispas.
- b) *Longitud típica*: plomadas o varillas de 15 cm (6 in), 30 cm (12 in) o 45 cm (18 in).
- c) *Peso*: debe ser suficiente para extender la cinta y cumplir los requisitos de precisión.
- d) *Ojo*: parte integral de la plomada o de la varilla, preferentemente con un refuerzo templado para evitar el desgaste.
- e) *Punta*: las plomadas y las varillas de aforo (sondeo) deben tener una punta cónica de dureza suficiente para evitar que se dañe al entrar en contacto con otro metal.



1. Cinta de aforo (sondeo)
2. Plomada de aforo
3. Plomada extendida de aforo de vacío
4. 10 in. (pulgadas)
5. Cero de escala
6. Plomada de aforo de vacío lisa
7. Cinta de aforo de vacío
8. Varilla para medición de agua
9. Plomadas y Cintas de medición tradicionales
10. Varilla de medición de agua tradicional

**11. Figura 1—Cintas y Plomadas de Medición Tradicionales y Varilla Tradicional para Medición de Agua**

f) *Escala:*

- 1) Plomadas y varillas de aforo (sondeo): graduadas en un solo lado en pulgadas con subdivisiones de al menos  $\frac{1}{8}$  in; en décimos de pie con subdivisiones de al menos centésimos de pie; o en centímetros con subdivisiones de al menos 1 mm. El punto cero de la escala se encuentra en la punta de la plomada.
- 2) Plomadas y varillas de aforo de vacío: graduadas en un solo lado en pulgadas con subdivisiones de al menos  $\frac{1}{8}$  in; en décimos de pie con subdivisiones de al menos centésimos de pie; o en centímetros con subdivisiones de al menos, 1 mm. El punto cero de la escala se encuentra en la parte interna del ojo, con excepción de la plomada extendida para aforo de vacío (consulte la Figura 1).

## 4.2.2 Requisitos de Precisión de la Cinta y Plomada No Electrónicas

### 4.2.2.1 Precisión

Las cintas nuevas deben inspeccionarse en toda su longitud para determinar que los números y los incrementos entre los números hayan sido ubicados correctamente en la cinta. La precisión de la cinta de trabajo y la plomada adjunta debe verificarse mediante la comparación con un dispositivo de medición de referencia (por ejemplo, una cinta maestra) que haya sido certificado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST, por sus siglas en inglés) u otras autoridades nacionales de estándares de pesos y medidas, mediante el uso del procedimiento descrito en el Anexo A. La precisión de la cinta de trabajo debe cumplir con los requisitos del Anexo A.3.

### 4.2.2.2 Frecuencia de Verificación

El conjunto de cinta y plomada deberá inspeccionarse diariamente o antes de cada uso (la opción que sea menos frecuente) para asegurarse que el desgaste en el broche de presión de la cinta, el ojo de la plomada o la punta de la plomada no produzca errores cuando se lea la escala de la cinta. La cinta también debe inspeccionarse en busca de dobleces. No deben utilizarse cintas dobladas, rotas o que contengan marcas ilegibles.

Se debe verificar la precisión de la cinta de trabajo con la plomada sujeta cuando es nueva y al menos, una vez por año a partir de ese momento, como se establece en el procedimiento descrito del Anexo A.

### 4.2.2.3 Marcación

La cinta graduada y la plomada de cada cinta de aforo deben marcarse con número(s) de serie único(s) que puedan ser registrados en el certificado de calibración para propósitos de auditoría.

## 4.3 Equipo Portátil de Medición Electrónica

### 4.3.1 General

En general, los dispositivos portátiles de medición electrónica (PEGD, por sus siglas en inglés) están compuestos por un dispositivo con sensor electrónico suspendido de la cinta de aforo y una caja para lecturas. Estos dispositivos deben poder mostrar la misma precisión de medición que la cinta de aforo y la plomada no electrónicas, y deben estar calibrados o verificados en función de una medición de referencia (consulte el Anexo A).

El dispositivo puede estar diseñado para aplicaciones de medición abiertas, restringidas o cerradas. Por lo general, las operaciones de medición cerradas y restringidas, necesitarán que la cinta portátil de medición electrónica se utilice conjuntamente con una válvula de bloqueo de vapor compatible.

### 4.3.2 Construcción y Graduación

El material de construcción y la graduación de la cinta de medición principal deberían cumplir con la especificación para cintas de aforo descrita en la sección 4.2.

### 4.3.3 Marcación

La cinta graduada, la sonda y el cuerpo del carrete de cada PEGD deben marcarse con número(s) de serie único(s) que puedan ser registrados en el certificado de calibración para propósitos de auditoría.

### 4.3.4 Punto Cero

Debido al diseño de la sonda que se utiliza, es posible que la punta de la sonda no sea el punto cero de la cinta de aforo. En este caso, se debe realizar un ajuste de la lectura para convertir la altura de referencia

observada en la altura de referencia corregida. Dicho ajuste debería encontrarse en el certificado de verificación o en las instrucciones del fabricante.

#### **4.3.5 Requisitos de Precisión de los Dispositivos Portátiles de Medición Electrónica**

##### **4.3.5.1 Precisión**

Las cintas nuevas deben inspeccionarse en toda su longitud para determinar que los números y los incrementos entre los números hayan sido ubicados correctamente en la cinta. La precisión del PEGD, integrado por el conjunto de la cinta de trabajo y la sonda adjunta, debe verificarse mediante la comparación con un dispositivo de medición de referencia, como una cinta maestra, que haya sido certificado por el NIST o autoridades nacionales equivalentes de estándares de pesos y medidas, mediante el uso del procedimiento descrito en el Anexo A. La precisión de la cinta de trabajo debe cumplir con los requisitos del Anexo A.3

##### **4.3.5.2 Frecuencia de Verificación**

El conjunto de cinta portátil de medición electrónica deberá inspeccionarse diariamente o antes de cada uso (la opción que sea menos frecuente) para asegurarse que el desgaste de la cinta o del sensor no produzca errores cuando se lea la escala de la cinta, y que el sensor esté funcionando adecuadamente. No deben utilizarse cintas dobladas, rotas o que contengan marcas ilegibles.

Los PEGD deberán verificarse cuando sean nuevos y, al menos, una vez por año a partir de ese momento, como se establece en el procedimiento del Anexo A.

NOTA Consulte el Capítulo 7 del *MPMS* del API para conocer el procedimiento de verificación de la temperatura de los termómetros electrónicos portátiles.

#### **4.4 Otros Equipos de Medición**

##### **4.4.1 Plomada Extendida para Aforo de Vacío**

La plomada extendida (ver Figura 1) está diseñada para tomar mediciones de aforo de vacío con una cinta de aforo (sondeo). Las especificaciones para la porción graduada de la plomada son iguales a las de la plomada lisa.

##### **4.4.2 Pasta Indicadora de Agua**

Las pastas para medición de agua se utilizan junto con las varillas de aforo, las plomadas y las cintas para indicar la interfase de petróleo y agua libre. La pasta no debería reaccionar fácilmente con el petróleo ni las emulsiones, pero debería cambiar de color al entrar en contacto con el agua libre.

NOTA Se acepta el uso de las pastas de agua que indican la presencia de una emulsión mediante la aparición de manchas. Sin embargo, no se deberían utilizar las pastas de agua que muestran la presencia de emulsiones mediante un cambio de color completo, dentro de los plazos de inmersión que se indican en la sección 6.

##### **4.4.3 Pasta Indicadora de Producto**

En el petróleo muy ligero, el nivel de líquido no se puede leer en la cinta, puesto que el petróleo se evapora cuando la cinta se extrae del líquido. Para solucionar este problema, se aplica una pasta de producto a la cinta. Cuando la pasta entra en contacto con el petróleo, cambia de color o se disuelve generando así la lectura (corte).

#### 4.4.4 Ladrón para Petróleo (Muestra de Tubo)

Una trampa tipo ladrón (consulte la sección 6.2) es un dispositivo de muestreo que puede utilizarse para la medición aproximada del agua libre del petróleo emulsionado, de los sedimentos y de los niveles de agua en el fondo de tanques. Consulte el Capítulo 8 del *MPMS* del API para obtener información sobre su construcción.

### 4.5 Reglas Detectoras de Agua

#### 4.5.1 General

Las reglas detectoras de agua se utilizan conjuntamente con la pasta indicadora de agua y están diseñadas específicamente para medir la profundidad de cualquier agua libre que se encuentre debajo de petróleos opacos.

#### 4.5.2 Construcción

La regla detectora de agua IP debe ser como se especifica en la Figura 2. La estructura exterior y las piezas del separador conductor deberían ser de latón (para mantener la conexión a tierra a través de la cinta de aforo de acero). Las piezas de plástico transparente alternas deberían tener un tamaño tal que para que no exista un peligro electrostático potencial, al mismo tiempo que permitan la visualización de la reacción de la pasta indicadora de agua en la regla. El área de superficie de cada una de las piezas de plástico alternativas debería ser inferior a  $2.8 \times 10^{-3} \text{ m}^2$ . El peso de la regla debe ser suficiente para garantizar que la cinta de aforo se mantenga tensa (cuando se requiera para verificar la altura de referencia del tanque al mismo tiempo que se mide el agua libre).

La cara inferior debe ser la cota cero para la graduación de la regla, pero no para la cinta de aforo.

**NOTA** Como la regla mide 200 mm más que una plomada estándar, se debe aplicar una corrección de 200 mm en las lecturas tomadas con la cinta de aforo a fin de mantener suspendida la regla detectora de agua (p.ej, cuando la altura de referencia de un tanque se verifica mediante el uso de una combinación de cinta de aforo y regla detectora de agua, en lugar de mediante una cinta de aforo con una plomada).

#### 4.5.3 Marcación

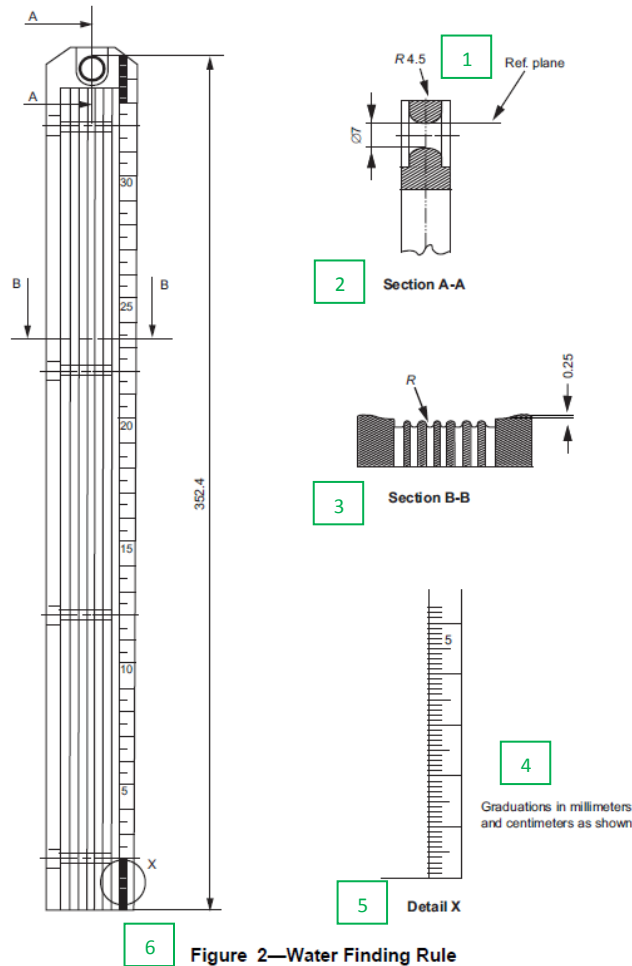
El largo total de la cara de la regla se debe graduar en intervalos de 1 mm. Cada graduación de 5 mm y 10 mm debe ser de mayor longitud para simplificar la lectura. Cada graduación de 50 mm se debe determinar para indicar la distancia en centímetros desde la cara inferior. La regla detectora de agua se debe registrar con el nombre y la marca del fabricante. Además, se debería registrar la masa nominal de la regla. Las marcas "regla detectora de agua" e "IP M14" son opcionales.

## 5 Procedimiento de Medición

### 5.1 Resumen del Método

Existen dos tipos básicos de procedimientos que se utilizan para obtener una lectura de medición: aforo (sondeo) y aforo de vacío. Un aforo (sondeo) es una medición directa de la profundidad de líquido. El método de aforo de vacío es una medición indirecta de la profundidad de líquido. El aforo de vacío se basa en tener la misma altura de referencia de medición del tanque en la apertura y cierre a fin de poder determinar con precisión la cantidad transferida. Al realizar el aforo de vacío, se debe utilizar la altura de referencia de medición en todo momento, a menos que las partes involucradas acuerden lo contrario. La Figura 3 ilustra los métodos de aforo (sondeo) y aforo de vacío para obtener la lectura de la medición.

Para tanques o materiales cuyo fondo (o placa de cota cero) no presenten sedimentos ni suciedad, se puede utilizar el método de aforo (sondeo) o el de aforo de vacío. Para cualquiera de los métodos elegidos, la medición de la altura observada se debe tomar en el inicio y el cierre y, luego, se debe registrar.



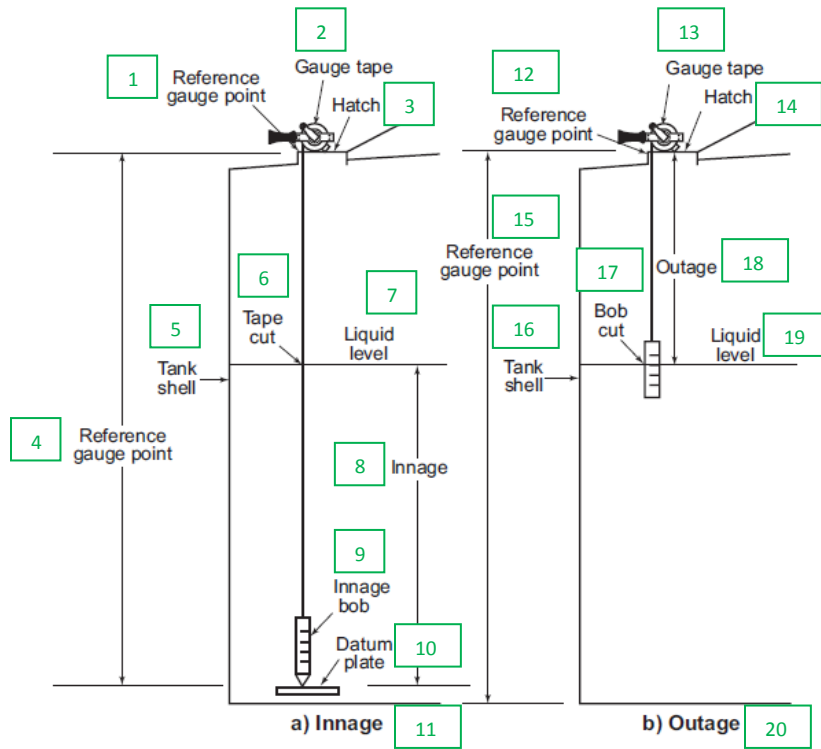
6 Figure 2—Water Finding Rule

1. Plano de referencia
2. Sección A-A
3. Sección B-B
4. Graduaciones en milímetros y centímetros
5. Detalle X

## 6. Figura 2—Regla Detectora de Agua

NOTA Mediante la revisión del historial recopilado de la altura de referencia, se puede indicar si el fondo del tanque presenta elasticidad en el fondo actuando como diafragma (flexión del fondo). Para obtener más información, consulte la sección “Movimientos del fondo” en el Anexo informativo B.

Existen ciertos materiales, como asfalto, alquitrán, soda cáustica, ácidos, para los cuales la medición de aforo (sondeo) casi nunca se utiliza. Para estos materiales, la utilización del método de aforo de vacío minimiza la exposición del equipo y del personal. Generalmente, en cualquiera de las circunstancias anteriores, no se recomienda realizar una verificación manual de la altura de referencia de un tanque. En términos generales, se recomienda emplear el método de aforo de vacío, y la altura de referencia de medición se utiliza para calcular el aforo (sondeo) mediante el aforo de vacío.



21 Figure 3—Gauging Diagram

1. Punto de referencia para medición
2. Cinta de aforo
3. Escotilla
4. Punto de referencia para medición
5. Pared del tanque
6. Corte de cinta
7. Nivel de líquido
8. Aforo (sondeo)
9. Plomada de aforo (sondeo)
10. Placa de cota cero
11. Aforo (sondeo)
12. Punto de referencia para medición
13. Cinta de aforo
14. Escotilla
15. Punto de referencia para medición
16. Pared del tanque
17. Corte de plomada
18. Aforo de vacío
19. Nivel de líquido
20. Aforo de vacío

### 21. Figura 3—Diagrama de Medición



Otra condición habitual que se presenta en varios tanques o materiales se conoce como capa de sedimentos, material endurecido o fondo del tanque cubierto de suciedad que impide la verificación manual de la altura de referencia de un tanque mientras se encuentra en servicio. En términos generales, cuando se presentan estas circunstancias, se recomienda emplear el método de aforo de vacío, y la altura de referencia de medición se utiliza para calcular el aforo (sondeo) mediante el aforo de vacío.

Si se producen variaciones frecuentes entre la altura de referencia observada y la certificada, el propietario del tanque debería investigar la causa para determinar si el tanque es apto para el uso futuro en transferencias de custodia.

La medida de un tanque no debe tomarse en un tubo de aforo sin perforaciones ni ranuras (a estos se los llama tubos fijos o postes guía), ya que el nivel del líquido medido dentro del tubo no perforado o no ranurado, a menudo, no es igual al nivel de líquido fuera del tubo. La medida de un tanque debe tomarse únicamente en tubos de aforo que tengan perforaciones o ranuras que permitan el libre fluido del líquido hacia adentro y hacia afuera del tubo. En algunos sitios, los tubos de aforo sin ranuras se usan para cumplir con regulaciones locales de contaminación ambiental. Estos tubos de aforo "sólidos" pueden producir errores graves en la medición de la altura del líquido, en la determinación de la temperatura y en el muestreo. (Ver Anexo B).

## 5.2 Lectura y Reporte de Mediciones

La medición reportada será determinada por las lecturas de mediciones consecutivas de la siguiente manera:

La medición manual debe requerir la obtención de dos lecturas de medidas consecutivas que sean idénticas o tres lecturas consecutivas dentro del rango absoluto de 3 mm ( $1/8$  in). Si las primeras dos lecturas son idénticas, estas lecturas serán reportadas al 1 mm más cercano si se usan cintas en sistema métrico, o al  $1/8$  in más cercano si se usan cintas en sistema inglés. Cuando se toman tres lecturas, las tres deberán estar dentro del rango de 3 mm ( $1/8$  in) y serán promediadas al 1 mm más cercano para cintas en sistema métrico, o al  $1/8$  in más cercano para cintas en sistema inglés.

Para materiales más livianos, una pasta indicadora de producto apropiada debería utilizarse en la cinta para facilitar la lectura del corte. No se permite el uso de tiza o talco, ya que el petróleo tiende a resbalarse en las cintas con tiza o talco.

## 5.3 Procedimiento de Medición de Aforo (Sondeo)

Para la medición de aforo (sondeo), proceda de la siguiente manera.

- a) Después de conectar la cinta de manera segura a tierra y de abrir la escotilla de aforo, aplique la pasta de producto según corresponda y baje lentamente la plomada y la cinta dentro del tanque hasta que la plomada esté a una corta distancia del fondo, según lo determinado por la longitud de la cinta desenrollada del carrete en comparación con la altura de referencia de medición del tanque.
- b) Luego, con la cinta adyacente al punto de referencia para aforo, baje la cinta lentamente hasta que la punta de la plomada apenas toque la placa de cota cero (o el fondo del tanque en caso de no existir la placa de cota cero) (ver Figura 3).
- c) Registre la lectura de la cinta en el punto de referencia de medición y anote cualquier variación respecto a la altura de referencia de medición del tanque. La comparación de la lectura de la medición de altura observada de la cinta en el punto de referencia con la altura de referencia del tanque es una indicación de que la plomada de aforo está suspendida en posición vertical mientras está en contacto con la placa de cota cero o el fondo del tanque. Si la cinta se baja demasiado, causará que la plomada se incline; o

si la plomada se asienta en un material extraño en el fondo del tanque, se obtendrá una medida inexacta.

- d) Cuando se toman medidas de aforo (sondeo), asegúrese que la cinta se baje desde el mismo punto de referencia tanto para las mediciones de apertura como las de cierre. Se recomienda que la persona que efectúa el aforo deje pasar un tiempo suficiente para que la superficie del líquido se asiente después de que la plomada penetra la superficie, antes de continuar bajando la plomada.
- e) Retire la cinta del tanque hasta que se observe el corte del líquido.
- f) Lea la escala de la cinta en el corte del líquido y anote esta lectura como medida de aforo (sondeo).
- g) Repita el procedimiento como se establece en la sección 5.2.

#### 5.4 Procedimiento de Aforo de Vacío

Para la medición de aforo de vacío, proceda de la siguiente manera.

- a) Después de conectar la cinta de manera segura a tierra y de abrir la escotilla de aforo, aplique la pasta de producto según corresponda y baje lentamente la cinta y la plomada dentro del tanque hasta que la plomada toque la superficie del líquido (ver Figura 3).
- b) Una vez que la plomada haya dejado de balancearse, baje la cinta lentamente hasta que una pequeña porción de la plomada esté dentro del líquido y, además, se tenga una marca de pulgada, décima de pie o centímetro de la cinta a ras del punto de referencia para aforo.
- c) Registre la lectura de la cinta en el punto de referencia para aforo.
- d) Retire la cinta del tanque y lea la escala de la plomada de aforo de vacío en el corte del líquido y anote la lectura. Durante el procedimiento de extracción, se debería tener cuidado para garantizar que la cinta y la plomada no vuelvan a ingresar en el líquido. Si la cinta vuelve a ingresar en el líquido, la medición no es válida y se debe repetir el procedimiento.
- e) Repita el procedimiento como se establece en la sección 5.2.

#### 5.5 Conversiones entre Mediciones de Aforo (Sondeo) y Aforo de Vacío

Para convertir una medición de aforo de vacío en una de aforo (sondeo), se debe restar la lectura de aforo de vacío de la altura de medición de referencia del tanque.

##### EJEMPLO

	Pies	Pulgadas	Metros
Altura de Referencia de Medición	44	5 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	13.560
Medida de Aforo de Vacío	10	8 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	3.275
Medida de Aforo (sondeo) (Ref. – Vacío) =	33	9 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	10.285

## 6 Procedimiento de Medición de Agua Libre

### 6.1 Procedimiento con Pasta Indicadora de Agua

#### 6.1.1 General

Este procedimiento se utiliza para determinar la altura del agua libre encontrada debajo del petróleo, donde hay una clara separación entre el agua y el petróleo (ver Figura 4). Cuando se utiliza una cinta y una plomada manual, el procedimiento recomendado para medir el agua libre es el método de aforo (sondeo).

El corte de agua se puede leer en la plomada o la cinta. Sin embargo, si el corte de agua cae en el broche de presión, se debería utilizar una plomada más larga. No se recomienda el uso de varillas o plomadas cuadradas porque sus esquinas pueden causar que la pasta se baje y se incline y, por lo tanto, produzca lecturas falsas.

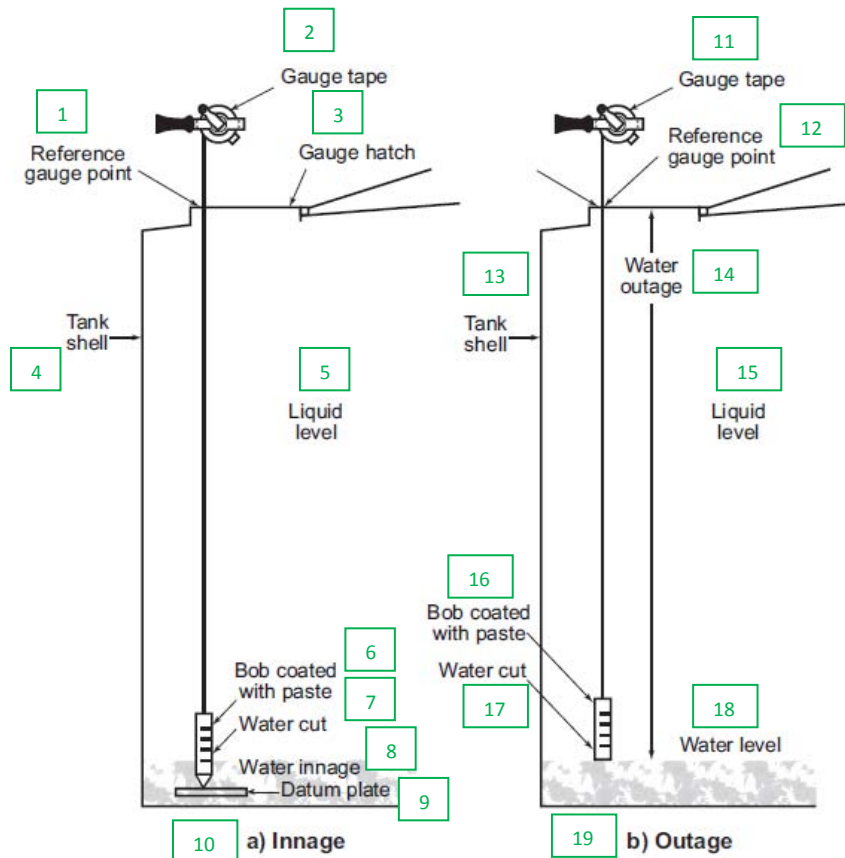
Hay disponibles muchas marcas de pastas indicadoras de agua, que cambian de color al entrar en contacto con el agua libre. Se ha encontrado que, aunque todas las pastas reaccionan con el agua libre, pueden diferir unas de otras.

Se recomienda utilizar dos pastas diferentes en la varilla al comienzo de la medición. Cuando se haya determinado qué pasta funciona mejor con el producto en cuestión, la otra pasta puede descartarse. En todo lugar donde se maneja un solo tipo de producto, se recomienda realizar pruebas con varias pastas diferentes para escoger la que brinde el mejor desempeño.

Cuando aplique las dos pastas a la varilla, cubra un poco menos de la mitad de la superficie total de la varilla redonda con cada pasta. Asegúrese de que la escala de medición no presente pasta. Aplique una capa delgada, pero suficiente, en la varilla. La práctica determinará qué cantidad de pasta debería aplicarse para obtener un corte de agua satisfactorio. En las descargas, se recomienda que una de las pastas utilizadas sea la misma que la que se emplea en la carga para registrar el agua libre y que se utilice la misma pasta para la recepción y la entrega del mismo producto (si se conoce y estuviera disponible).

Deje que la varilla permanezca en la posición de medición 10 segundos, como mínimo, en gasolina, queroseno o productos livianos similares derivados del petróleo. Deje que la varilla permanezca en la posición de medición de 1 a 5 minutos en petróleos viscosos pesados. Este período es necesario para liberar el petróleo que se adhiere a la pasta. Cuando se mide el agua libre en tanques que contienen petróleos viscosos pesados, aplique una película uniforme de aceite lubricante liviano sobre la pasta para facilitar el escurrimiento del petróleo en la pasta.

Cuando se retire la varilla, no sople ni limpie el petróleo de la pasta, ya que esto puede distorsionar la claridad del corte de agua. Si el corte de agua está oscurecido por el petróleo (producto negro), puede ser necesario lavar la superficie de la pasta con un solvente adecuado. Cuando esto se requiere, el solvente se debería vertir o rociar ligeramente en la varilla por encima del corte previsto y dejar que se escurra sobre el área del corte. Si se vierte directamente sobre la pasta, puede distorsionar la claridad del corte de agua.



20 Figure 4—Free Water Gauging

1. Punto de referencia para medición
2. Cinta de aforo
3. Escotilla de medición
4. Pared del tanque
5. Nivel de líquido
6. Plomada cubierta con pasta
7. Corte de agua
8. Sondeo de agua
9. Placa de cota cero
10. Aforo (sondeo)
11. Cinta de aforo
12. Punto de referencia para medición
13. Pared del tanque
14. Aforo de vacío de agua
15. Nivel de líquido
16. Plomada cubierta con pasta
17. Corte de agua
18. Nivel de agua
19. Aforo de vacío

## 20. Figura 4—Medición de Agua Libre

Algunas pastas no se adhieren bien en las aplicaciones estratificadas. En estos casos, la varilla se debe secar y limpiar con un solvente antes de volver a usarla.

Al cubrir la totalidad de la superficie de la varilla con dos pastas, una línea de demarcación clara dará evidencia del corte de agua. Si un lado está manchado o más bajo que el otro, registre la lectura de nivel más alto para la medición. La adhesión del petróleo puede causar lecturas bajas, pero no altas. Las manchas pueden indicar una capa de agua y petróleo en emulsión, o más probablemente, indicar que el producto no se desprendió completamente de la pasta. Este fenómeno se ha observado tanto en productos livianos como pesados, y se manifiesta ya sea como manchas, depresiones o inclinaciones. Para los fines de referencia, registre el nivel del manchado.

**NOTA** Cuando se encuentran emulsiones, se requiere la toma de muestras y su posterior prueba en el laboratorio. Si se considera que existe una capa de emulsión, lea y registre las medidas tanto de corte claro como de manchado. Algunas pastas de agua muestran la presencia de emulsiones mediante un cambio de color total, pero no se deberían utilizar, ya que el porcentaje de agua y petróleo en emulsiones no se puede determinar con precisión con las pastas indicadoras de agua. Una muestra de esta capa se puede obtener mediante el uso de los procedimientos que se establecen en el Capítulo 8.1 del *MPMS* del API.

### 6.1.2 Selección de la Pasta

La selección de una pasta indicadora de agua adecuada debería cumplir los siguientes requisitos:

- Producir un cambio de color claro e inequívoco cuando entra en contacto con el agua libre.
- Tener un tiempo de reacción suficientemente rápido en condiciones de funcionamiento.
- No presentar “rebalses”.
- Tener una consistencia adecuada para uso en temperaturas del líquido ambientales y operativas.

### 6.1.3 Problemas durante el Uso

Ciertas marcas de pastas indicadoras de agua determinan la presencia de agua libre cuando se sumergen en emulsiones o mezclas con alto contenido de agua (p. ej.:  $\geq 30$  % de agua en petróleo). El punto de reacción de cada tipo de pasta indicadora de agua se debería determinar y tener en cuenta durante los siguientes cálculos en los cuales podría existir la presencia de capas de emulsión.

Cuando existen gotas de agua suspendidas, la pasta puede presentar una reacción de moteado. En dicho caso, se recomienda cuantificar las capas de agua/emulsión mediante el uso de técnicas de toma de muestras manuales en el tanque.

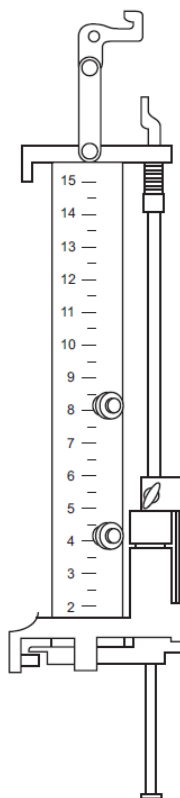
Cuando se utiliza pasta indicadora de agua en petróleos opacos, se puede rociar un solvente en el instrumento de medición para enjuagar el petróleo y dejar visible la sección decolorada. Se debe tener cuidado al realizar esta operación, puesto que el uso del solvente puede afectar la pasta y registrar falsas lecturas. En dicho caso, se recomienda utilizar una regla detectora de agua, en la que la capa de petróleo opaco se pueda limpiar del reverso de la regla para permitir la visualización de la pasta indicadora de agua a través de las secciones transparentes de la regla (sin interferir con la reacción de la pasta ni afectarla con el solvente).

**NOTA** Se debe tener cuidado en asegurarse de no aplicar una capa de la pasta indicadora de agua demasiado gruesa en una regla detectora de agua transparente. Como todo el espesor de la pasta debe reaccionar para que el cambio de color sea visible desde el reverso de la regla, es fundamental que la pasta se aplique con moderación.

## 6.2 Procedimiento con Ladrón

Cuando existe o se sospecha la presencia de emulsiones de petróleo y agua, se puede utilizar el procedimiento de ladrón para determinar la altura de la capa emulsionada o para obtener una muestra de ella para analizarla. Si se usa el procedimiento con ladrón, todas las partes involucradas deberían aprobarlo. Para este procedimiento, se debería utilizar un ladrón de núcleo tipo trampa (consulte la Figura 5). Proceda de la siguiente manera.

- a) Con la válvula o lengüeta de fondo abierta y la parte superior totalmente abierta, baje el toma muestras lentamente hasta el fondo del tanque. Una vez que haya pasado el tiempo suficiente para que el agua libre y la emulsión de petróleo-agua alcancen el nivel apropiado, cierre el ladrón con el cordón provisto para ese propósito. Algunos ladrones se cierran automáticamente cuando la varilla ajustable golpea el fondo del tanque.
- b) Retire el ladrón y vierta su contenido de regreso al tanque hasta que se detecte el agua. Si lo desea, puede verter el contenido en un chorro uniforme a una probeta de vidrio.
- c) Cuando aparezca el agua o la emulsión, regrese el ladrón a la posición vertical.
- d) Con la escala de graduación del ladrón, mida el contenido remanente en el ladrón. Registre esta medida como la altura de la capa de agua libre y de emulsión de agua-petróleo que contiene el tanque.
- e) Mantenga el ladrón en posición vertical, abra parcialmente la válvula de fondo o la lengüeta y drene el agua libre de regreso al tanque.



1

Figure 5—Core Thief, Trap Type

### 1. Figura 5—Ladrón, Tipo Trampa

- f) Con la escala de graduación del ladrón, mida el contenido remanente en el toma muestras. Registre esa medida como el espesor de la capa de la emulsión de petróleo-agua. Al restar el espesor de la capa de emulsión de petróleo-agua de la altura de la capa de agua libre y de la emulsión de petróleo-agua, se puede calcular aproximadamente la altura del agua libre.
- g) Las llaves de purga instaladas a un lado del ladrón pueden usarse para colocar la muestra en tubos de centrifugación u otros recipientes a fin de determinar la altura de las capas de emulsión de petróleo-agua. Comience con la llave de purga más elevada y tome las muestras más abajo hasta que la capa sea identificada.

Este procedimiento se emplea comúnmente para tanques de producción de petróleo (tanques de arrendamiento) con una capacidad nominal inferior a los 1000 barriles. Sin embargo, no es adecuado para otras operaciones de transferencia de custodia.

### 6.3 Interfase Electrónica

Consulte el Capítulo 17.11 del *MPMS* del HM 52/API (mayo de 2009).

## 7 Procedimiento de Medición de Buques

### 7.1 Descripción y Selección de Método

En general, los procedimientos y las directrices de la sección 5.1 se aplican a buques. Sin embargo, el quinto párrafo que analiza las diferencias entre las alturas de medición observadas de apertura y cierre y las diferencias entre la altura de medición observada y la altura de referencia de medición, no se aplica a buques porque presentan condiciones de trimado y escora (es decir, la altura medida cambiará debido al desvío de la cinta con respecto a la verticalidad). Este cambio variará en función de la magnitud de trimado y escora, y de la altura del tanque. Este tema se aborda en el Capítulo 17 del *MPMS* del API. Por ello, se recomienda que lo consulte a modo de referencia.

### 7.2 Lectura y Registro de Mediciones

#### 7.2.1 General

La medida registrada se debe determinar a partir del promedio de tres medidas consecutivas dentro de un rango de 3 mm ( $1/8$  in).

NOTA Si las primeras dos medidas son idénticas, dicha medición se podría registrar sin necesidad de realizar mediciones adicionales.

#### 7.2.2 Medidas con Movimiento

En caso de que no se puedan tomar tres medidas dentro de un rango de 3 mm ( $1/8$  in) debido al movimiento del cargamento, se deben obtener cinco lecturas como mínimo en un plazo breve, se deben registrar y luego promediarse. Las medidas de aforo de vacío se deben tomar lo más rápido que se pueda y el tiempo de inmersión de la plomada/cinta debería ser lo más corto posible. Se deben registrar las condiciones adversas, como las indicadas anteriormente.

NOTA En caso de condiciones climáticas extremas, se recomienda el uso de los medidores automáticos del buque. La decisión de utilizar medidores automáticos también se debe registrar y conservar en los registros de medición.

Para obtener más información sobre los procedimientos de medición para los buques, consulte la sección correspondiente del Capítulo 17 del *MPMS* del API.

## 8 Precauciones Operativas

### 8.1 General

La exactitud global de la medición de un tanque, puede estar afectada por los siguientes procedimientos operativos que se utilizan en la transferencia de petróleo, desde o hacia un tanque

### 8.2 Integridad del Sistema y de la Línea

Los tanques, las válvulas de conexión y las líneas de transferencia que presentan fugas durante una transferencia de petróleo pueden causar una sobreestimación o subestimación de la cantidad. Se debería investigar de inmediato toda sospecha de problemas con la integridad del sistema.

### 8.3 Verificaciones Previas a la Medición

Antes de realizar mediciones se recomienda inspeccionar lo siguiente.

- *Placa de Cota Cero*: al medir tanques en tierra con una placa de cota cero, el nivel de líquido debería estar a ras o por encima de la placa de cota cero cuando se utiliza para la transferencia de custodia.

Se deben tomar precauciones para asegurarse de que el petróleo y el agua no entren en el tanque ni salgan de él durante la medición y en caso de tanques de buque, de que el trimado y la escora del buque permanezcan constantes.

- *Asentamiento*: cuando se haya bombeado o extraído petróleo a o de un tanque, no se deben iniciar las mediciones hasta que se deje pasar tiempo suficiente para que cese todo movimiento de la superficie del petróleo y que se relaje la carga estática que pueda haberse acumulado en la superficie del líquido, cualquiera que sea más larga. En el caso de petróleos viscosos, se debe dejar tiempo para la liberación del aire entrampado del petróleo. Cuando exista presencia de espuma en la superficie del petróleo, se debe dejar desvanecer o se debe limpiar de la superficie debajo de la escotilla de aforo antes de medir la profundidad del petróleo.

### 8.4 Mezcladores de Tanques

Si el tanque está equipado con un mezclador, se debería apagar antes de realizar la medición. El período entre el apagado del mezclador y la toma de la medida debería ser lo suficientemente largo para permitir que el líquido esté en reposo y para que se disipe la electricidad estática.

### 8.5 Líneas de Drenaje de Agua

Las líneas de drenaje de agua deben mantenerse cerradas durante el período entre las medidas de apertura y cierre.

### 8.6 Aire y Espuma Entrampados

Se debería dejar pasar suficiente tiempo antes de medir un tanque para que el líquido se libere del aire o de los vapores entrampados. No se deberían tomar las mediciones para transferencia de custodia hasta que se desvanezca la espuma de la superficie del líquido por debajo de la escotilla de aforo y hasta que la superficie del líquido esté en reposo.



## 8.7 Escotilla de Aforo

Ocasionalmente, los tanques tienen más de una escotilla a través de la cual es posible realizar mediciones. Se debería utilizar solo una escotilla para tomar medidas, específicamente, la escotilla donde se ha establecido el punto de referencia de medición. Esta escotilla debería ser la que se usa para la calibración. Esto resulta importante porque la altura de referencia de medición puede variar de una escotilla a la otra y porque el techo puede estar desnivelado. Independientemente de la cantidad de escotillas, es importante obtener las medidas de apertura y cierre desde la misma escotilla.

## 8.8 Desplazamiento del Techo

Un techo flotante (ver Figura 6) desplazará un cierto volumen de líquido cuando está en la posición de libre flotación. El peso del líquido desplazado será igual al peso del techo más el material inútil asociado. Por lo tanto, el peso del techo, la temperatura del líquido y la densidad observada deben tomarse en cuenta cuando se calcula el desplazamiento del techo. El desplazamiento del techo se utiliza para corregir los volúmenes de la tabla de capacidad del tanque cuando la altura del líquido en el tanque está en, o por encima del punto de elevación, donde el techo flota libremente. Cuando el techo flotante se apoya en alguno de los soportes, la corrección por desplazamiento del techo no se aplica. El líquido es desplazado parcialmente por el techo entre el punto o la elevación donde el líquido apenas toca la sección más baja del techo y el punto o la elevación donde el techo flota libremente.

Esta área de desplazamiento parcial se denomina “zona crítica”. El volumen del tanque en esta área de desplazamiento parcial puede ser calculado. Sin embargo, la única forma exacta de obtener datos volumétricos para una tabla de capacidad del tanque en la “zona crítica” es mediante un procedimiento de calibración de líquido. El cálculo de volumen del tanque en la zona crítica está sujeto a errores considerables. Por lo tanto, resulta esencial que las medidas de apertura y cierre sean tomadas con el techo flotando libremente o con el techo apoyado en los soportes normales y con la altura del líquido por debajo de la sección más baja del techo. Si resulta viable desde el punto de vista operativo, el techo debería estar flotando libremente durante las mediciones de apertura y cierre.

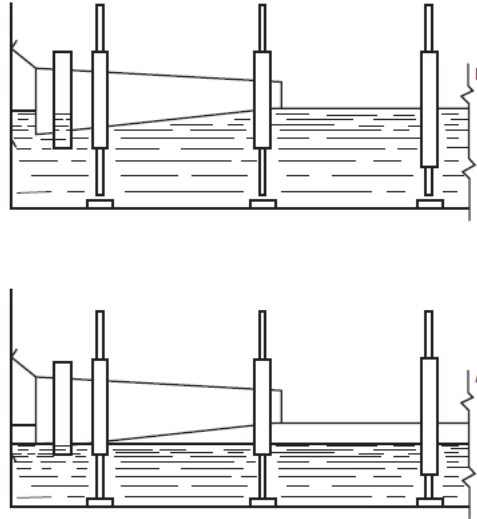
La posición de la zona crítica depende de la longitud de la sección (baja o alta) en uso. Además, se debería tener cuidado si hay presencia de depósitos o sedimentos en el tanque, puesto que puede elevar el nivel de la zona crítica, como se indica en la tabla de capacidad del tanque.

Si el desplazamiento del techo flotante se incrementara debido a acumulaciones de agua, nieve o hielo, será necesario remover o estimar el peso adicional para calcular el desplazamiento del techo. Durante las operaciones de transferencia de custodia que involucran mediciones de tanque, si el agua, la nieve o el hielo no se pueden eliminar del techo flotante, lo mejor es mantener las mismas condiciones tanto para las medidas de apertura como para las de cierre, si es posible.

El cálculo del desplazamiento del techo también se aplica a tanques de techo fijo que contienen techos flotantes internos.

## 8.9 Fondos del Tanque

Algunos tanques están equipados con fondos cónicos invertidos o sumideros para facilitar la extracción del agua libre. Con este tipo de fondo de tanque, la altura del agua libre podría no ser suficiente para alcanzar la placa de cota cero. En esta situación, la medida de agua libre debe ser tomada a través de una escotilla de aforo localizada directamente sobre el punto más bajo del tanque. Esto solo se aplica si la tabla de capacidad del tanque incluye los incrementos de volumen contenidos por debajo de la placa de cota cero desde el punto de medición que se desea utilizar para la determinación del volumen de agua libre.



1

Zone in which floating roof displaces part of its weight. Zone limits should be clearly marked on the gauge table. If accuracy in liquid measurements is desired, gauges in this zone should be avoided. For critical measurements, the zone may be calibrated with liquid, using a calibrated tank or meters of known accuracy. For operating control, the zone may be calibrated by field determination of the geometric shapes between positions A and B, or by geometric shapes determined from builder's drawings. Incremental displacements throughout the zone of partial displacement should be continued up to the total displacement, which is equivalent to the weight of the roof and appurtenances.

2

**Figure 6—Schematic Diagram Illustrating the Zone of Partial Displacement Common to All Floating Roofs**

1. Zona en la cual el techo flotante desplaza parte de su peso. Los límites de las zonas se deberían marcar claramente en la tabla de medición. Si se desea obtener precisión en las mediciones de los líquidos, se debería evitar el uso de medidores en esta zona. Para mediciones críticas la zona se puede calibrar con líquido mediante el uso de un tanque calibrado o medidores de precisión conocida. Para lograr el control de la operación, la zona se puede calibrar mediante la determinación en campo de las formas geométricas entre las posiciones A y B, o mediante las formas geométricas establecidas en los planos del fabricante. Los desplazamientos incrementales en la zona de desplazamiento parcial se deberían continuar hasta el desplazamiento total, que es equivalente al peso del techo y de los accesorios.

## 2. Figura 6—Diagrama Esquemático que Ilustra la Zona de Desplazamiento Parcial Común para Todos los Techos Flotantes

### 8.10 Determinación de Temperatura y Muestreo

Como se estableció en la sección 1, este estándar indica los procedimientos para medir el nivel de líquido en un tanque. La determinación de temperatura y el muestreo, necesarios para la determinación de la densidad del agua y de los sedimentos, debería realizarse en el momento de la medición.

Un error en la determinación de la temperatura, de la densidad o del agua y sedimentos puede dar como resultado una sobreestimación o una subestimación de la cantidad, independientemente de la exactitud lograda al medir el nivel del líquido.

### 8.11 Capas Sólidas

La existencia de una capa solidificada de material encima de un producto en un tanque puede afectar adversamente la exactitud de la medición. Se deben tomar precauciones cuando se presenta esta condición. Si la plomada no puede penetrar fácilmente la superficie del producto durante el intento de obtener una medición para la transferencia de custodia, se deberían evaluar métodos alternativos de medición.

## **Annex A** (normativo)

### **Comparación de Cintas con un Estándar de Referencia con Rastreabilidad**

#### **A.1 General**

Si se requiere un certificado de calibración para alguno de los equipos que se mencionan en este anexo, se debe realizar de acuerdo con estándares nacionales o internacionales.

#### **A.2 Verificación de Cintas de Trabajo por Comparación con una Medida de Referencia**

Las cintas y las plomadas de trabajo se deben revisar para controlar su exactitud cuando sean nuevas, cuando se reparen y al menos anualmente, a partir de la puesta en uso por comparación con una referencia (p.ej.: una cinta maestra). La comparación de la cinta y la plomada, la cual se considera como una verificación, puede ejecutarse ya sea horizontalmente (ver Figura A.5) o verticalmente (ver Figura A.6) cuando se utiliza una cinta maestra. Los requerimientos para los PEDG se describen en la sección A.7.

#### **A.3 Requerimientos de Precisión de Cintas y Plomadas de Trabajo**

Cuando se comparan equipos utilizados como cinta/plomada de trabajo, la diferencia entre el punto de referencia codificado en la cinta de trabajo y la longitud verdadera de la cinta/plomada de trabajo en dicho punto no deberá exceder de  $\pm 2$  mm para cualquier distancia de 0 m a 35 m (0 ft a 125 ft). La comparación debe verificarse en intervalos regulares en toda la longitud de trabajo de la combinación de cinta/plomada, y dichos intervalos no deben exceder 5 m (15 ft).

#### **A.4 Requerimientos del Estándar de Referencia**

La incertidumbre del estándar de referencia (por ejemplo, una cinta maestra) no deberá exceder  $\pm 0.3$  mm ( $\pm 0.01$  in) para cualquier distancia entre 0 m y 30 m (0 ft a 100 ft). Una cinta maestra deberá recalibrarse, por lo menos, cada cinco años. Se debe suministrar la certificación con la cinta maestra.

**NOTA** Actualmente, las cintas maestras de medición se certifican con una tensión aplicada a la cinta en posición horizontal. La tensión es normalmente 44 N (10 lb) para cintas de hasta 100 ft, u 88 N (20 lb) para cintas que superan 100 ft. Para cintas métricas, la tensión aplicada es normalmente 50 N (12 lb) para cintas de hasta 30 m y 100 N (24 lb) para cintas que superan 30 m.

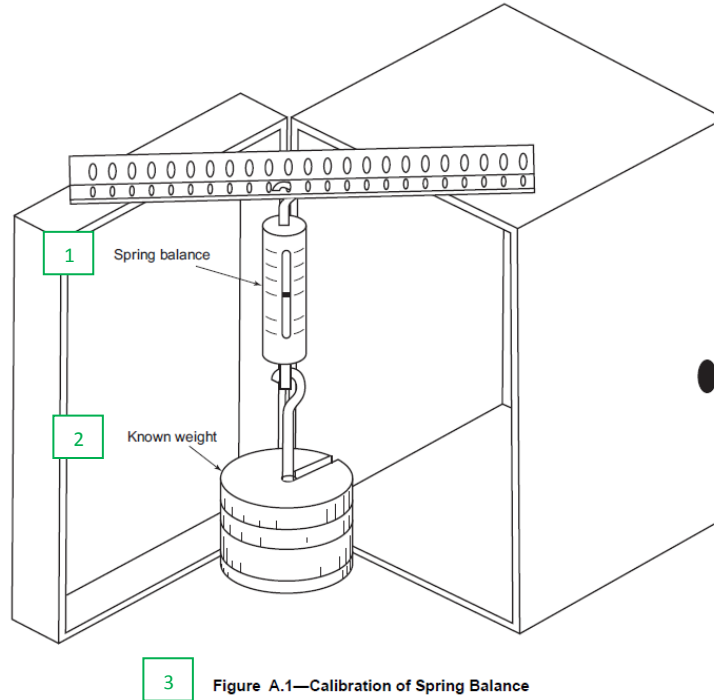
La tensión aplicada a la cinta maestra durante la certificación en el NIST se proporciona en el certificado. El NIST utiliza un interferómetro láser como el estándar de referencia para obtener la incertidumbre requerida. Las graduaciones en la cinta maestra están marcadas previamente en su fabricación, a menudo, con una tensión de 44 N u 88 N (10 lb o 20 lb).

#### **A.5 Verificación Horizontal de la Cinta**

Para realizar una comparación horizontal de una cinta, establezca un dispositivo de prueba similar al que se muestra en las Figuras A.1 y A.2, y realice lo siguiente. Inspeccione la cinta maestra y verifique el certificado con el número de serie de la cinta.

- b) Inspeccione la cinta de trabajo en busca de torceduras, desgaste en el broche de cierre automático, desgaste en el ojo, desgaste en la punta de la plomada y números ilegibles.

- c) Verifique la calibración de los dinamómetros para la obtención de lecturas correctas con un peso conocido de 5 kg (10 lb)  $\pm 0.10$  kg ( $\pm 0.25$  lb) conforme a una escala o un dinamómetro certificados por el NIST o un estándar nacional equivalente. El peso conocido deberá verificarse como mínimo cada cinco años. Si el peso se cae o se daña, se debe volver a verificar antes de su próximo uso (ver Figura A.1). El dinamómetro debe poder indicar una carga de 5 kg (10 lb) con una exactitud de  $\pm 0.10$  kg ( $\pm 0.25$  lb).



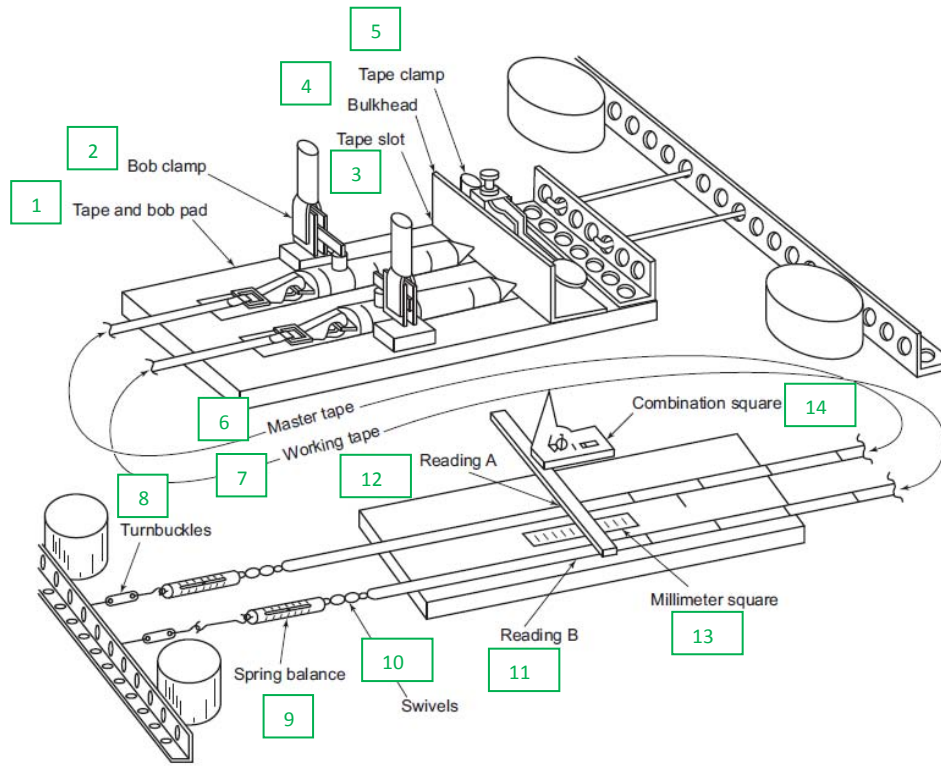
1. Dinamómetro
2. Peso conocido

### 3. Figura A.1—Calibración del Dinamómetro

- d) La plataforma para la cinta y la plomada (ver Figura A.2) permite la comparación de dos cintas con plomadas o de una cinta con plomada y una cinta sin plomada (cinta para calibrar tanques). Las cintas deberían extraerse de los armazones y colocarse como se muestra en la Figura A.2. Las cintas y las plomadas deberían colocarse con la punta de la plomada firme contra el mamparo en la plataforma para la cinta y la plomada. Las cintas sin plomadas (si se utilizan) deberían colocarse a través de la ranura del mamparo para que la marca cero del centro de la cinta esté alineada con la cara frontal del mamparo. Durante la colocación, se debería tener cuidado para no torcer las cintas.

NOTA No se recomienda el uso de una cinta con una plomada como cinta maestra, puesto que la aplicación continua de una tensión de 5 kg (10 lb) puede producir que el broche se deforme con el paso del tiempo.

- e) Estire la cinta de trabajo y la cinta maestra paralelamente la una con la otra sobre una superficie razonablemente plana, como el pasillo de un edificio o la superficie de un estacionamiento. La uniformidad de la superficie es menos importante que el paralelismo de las cintas. Ambas cintas deberían estar separadas por una distancia constante entre aproximadamente 1 cm y 3 cm ( $3/8$  in y  $1\ 1/8$  in). Los puntos cero de la cinta (usualmente las puntas de las plomadas) deberían estar alineadas, como se muestra en la Figura A.2.



15 Figure A.2—Tape and Bob Comparison

1. Plataforma para cinta y plomada
2. Abrazadera para detener la plomada
3. Ranura para cinta
4. Mamparo
5. Pinza para cinta
6. Cinta Maestra
7. Cinta de Trabajo
8. Tensores
9. Dinamómetro
10. Eslabones giratorios
11. Lectura B
12. Lectura A
13. Escuadra milimétrica
14. Escuadra

15. Figura A.2—Comparación de la Cinta y la Plomada

f) Utilice los tensores (ver Figura A.2) para aplicar cargas como lo indican los dinamómetros (note el uso de eslabones giratorios para evitar que la cinta se enrosque). La tensión usada (por NIST) para certificar la cinta maestra debe aplicarse a la cinta maestra. La tensión aplicada a la cinta de trabajo debería ser alguna de las siguientes:

- 1) 44 N (10 lb), que es la misma tensión de NIST para las cintas maestras con una longitud < 30 m (100 ft); ó
- 2) la correspondiente a la combinación de cinta/plomada en operación, siempre y cuando la tensión aplicada sea suficiente para mantener tensa la cinta de trabajo y que no esté floja durante la verificación.

Cualquiera que sea el caso, la tensión aplicada a la cinta maestra y a la cinta de trabajo en la verificación debe documentarse en el reporte de verificación de la cinta.

g) La tensión aplicada a la cinta maestra durante la certificación en el NIST se proporciona en el certificado. El NIST usa un interferómetro láser como el estándar de referencia. Las graduaciones en la cinta maestra están marcadas en su fabricación, a menudo con una tensión de 44 N u 88 N (10 lb o 20 lb).

h) Coloque una escala de acero graduada en milímetros en el punto de prueba como se indica en la Figura A.2. Ajuste las cintas, la escala y la tabla de apoyo de forma que queden perfectamente paralelas. Anote la separación entre las cintas cerca del punto cero y mantenga esta distancia en los puntos de prueba. De esta manera, el paralelismo entre las cintas se puede verificar fácilmente.

i) Realice los ajustes finales en la tensión de las cintas y vuelva a verificar el paralelismo en todos los puntos de prueba antes de tomar las lecturas. No altere las cintas ni la escala durante la secuencia de medición.

j) Una escuadra (ver Figura A.2) se utiliza para ayudar en la lectura de la escala. En cada punto de prueba, centrar la regla de la escuadra en la marca de graduación de la cinta maestra y lea la escala milimétrica donde ésta es interceptada por la regla de la escuadra. [ver el ejemplo de lectura *A* en el Paso p.]. Sin alterar las cintas ni la escala milimétrica, centrar la regla de la escuadra en la marca de graduación de la cinta de trabajo y lea la escala milimétrica donde ésta es interceptada por la regla de la escuadra. [ver el ejemplo de lectura *B* en el Paso p.]. Cuando lea la escala, calcule la lectura al 0.5 mm más cercano.

k) Registre las lecturas en una hoja de observación como “Primera Prueba”.

l) Libere la tensión de las cintas y luego vuelva a aplicarla.

m) Desplace la escala varios milímetros. Luego, vuelva a ajustar las tensiones de las cintas, verifique el paralelismo y registre una segunda tanda de lecturas como “Segunda Prueba”.

n) Vuelva a realizar el ajuste, como se indica en los Pasos l) y m). Luego, registre una tercera tanda de lecturas como “Tercera Prueba”.

o) Calcule la longitud verdadera de la cinta de trabajo en el punto de prueba según la siguiente ecuación:

$$L = S + K \cdot [(\sum B - \sum A) / 3]$$

$$L = S + (K/3) \cdot (\sum B - \sum A)$$

donde

$L$  es la longitud verdadera de la cinta de trabajo en el punto de prueba.

$S$  es la longitud certificada de la cinta maestra en el punto de prueba.

$K$  es el factor de conversión, unidades de la cinta/unidades de la escala (ie,  $K = 0.00328084$  ft/mm).

$K/3$  es 0.0010936 (esto es para tres lecturas).

$\Sigma A$  es la suma de lecturas de la escala para la cinta maestra.

$\Sigma B$  es la suma de lecturas de la escala para la cinta de trabajo.

p) Calcule y registre  $B - A$  para cada prueba. Luego, registre  $R$ , el rango de valores (de mayor a menor).

EJEMPLO Longitud certificada de la cinta maestra ( $S$ ) = 100.001 ft.

	Lectura <sub>A</sub>	Lectura <sub>B</sub>	(B - A)	Rango (R) <sup>a</sup>
Primera Prueba	25.5 mm	28 mm	2.5 mm	
Segunda Prueba	27 mm	29 mm	2 mm	1 mm
Tercera Prueba	29 mm	32 mm	3 mm	
$\Sigma A = 81.5$ mm. $\Sigma B = 89$ mm. $L = S + 0.0010936 [\Sigma B - \Sigma A] = 100.0092$ ft. a En caso de que no haya errores graves, el rango de valores ( $B - A$ ), representado por ( $R$ ), normalmente difiere como máximo en 3 mm para una cinta de 30 m (100 ft), ó 0.01 %.				

En el procedimiento de comparación anterior (ver A.5), el área transversal de ambas cintas debería ser igual. Si este procedimiento de comparación se utiliza con cintas de distintas áreas transversales, la diferencia de longitud encontrada puede ser una combinación de diferencias en las longitudes de cinta y diferencias de deformación unitaria entre las dos cintas.

No se requiere corrección por temperatura, siempre y cuando la cinta de trabajo y la cinta maestra estén a la misma temperatura y estén hechas de materiales con un coeficiente de expansión térmica similar. Las cintas del mismo color alcanzarán la misma temperatura, aun a la luz del sol. Sin embargo, las cintas blancas y negras han mostrado diferencias de temperatura de hasta 8°C al ser expuestas a la luz directa del sol. En tales casos, la diferencia de temperatura, aún si se mide, sería incierta debido a la variación de la exposición en toda la longitud de cada cinta. Por consiguiente, se prefieren las calibraciones en el laboratorio o al menos, a la sombra cuando sea posible.

La comparación entre la cinta y la plomada de trabajo y la cinta maestra puede llevarse a cabo en posición horizontal. La comparación deberá verificarse en intervalos regulares en toda la longitud de trabajo de la combinación de cinta/plomada, cuyos intervalos por lo general no exceden 5 m (15 ft), así como también de

la longitud total. Cuando se utilice para transferencia de custodia, la comparación de la cinta de trabajo y la cinta maestra debe cumplir con los requerimientos de precisión establecidos en la sección A.3.

Dado que la comparación horizontal de una cinta es una comparación práctica de las longitudes de la cinta, la cinta de trabajo se somete a una mayor tensión (deformación unitaria) de la que se produce en condiciones normales de operación. Por lo tanto, la longitud de la cinta al utilizarse para medir niveles, podría no ser la misma que la longitud de cinta determinada durante la prueba de comparación de cintas.

## A.6 Verificación Vertical de la Cinta

La comparación entre la cinta y la plomada de trabajo y la cinta maestra puede realizarse en posición vertical, lo cual someterá a ambas cintas a condiciones similares a las que se encuentran en operaciones normales de medición. La comparación deberá verificarse en intervalos regulares en toda la longitud de trabajo de la combinación de cinta/plomada, cuyos intervalos no exceden 5 m (15 ft), así como también de la longitud total. Cuando se utilice para transferencia de custodia, la comparación de la cinta de trabajo y la cinta maestra debe cumplir con los requerimientos de precisión establecidos en la sección A.3.

Las cintas maestras utilizadas para comparar cintas de trabajo en posición vertical, deben estar certificadas con una tensión correspondiente a la tensión de la cinta/plomada de trabajo en operación. Se debe solicitar específicamente a la entidad de certificación que certifique las cintas maestras para esta aplicación, con una tensión que permitirá reproducir de forma más precisa el efecto del peso de la plomada de la unidad de trabajo en una cinta vertical.

## A.7 Verificación de Dispositivos Electrónicos de Medición Portátiles

Los siguientes pasos deberían verificar la exactitud de las cintas electrónicas de medición portátiles.

- a) El punto cero del nivel medido por una cinta electrónica de medición portátil será el punto de reacción en el cual el sensor detecta una superficie líquida, cuando opera en el modo de aforo de vacío. Debido a que los sensores electrónicos por lo general deben ser protegidos contra el daño mecánico, el punto cero de la combinación de cinta/sonda, a menudo no es la superficie de la base de la sonda del sensor. Por lo tanto, el punto cero no se podrá verificar directamente sin la suspensión vertical penetrando en el interior de una superficie líquida. En estas circunstancias, el punto cero se encuentra a una distancia fija de la superficie de la base de la sonda. Según las recomendaciones del fabricante, la distancia de desviación del cero debe verificarse y registrarse en el certificado de dicha unidad.
- b) Verifique la distancia del punto cero comparándola con una referencia de calibración cuando la sonda del sensor esté suspendida verticalmente dentro de una superficie líquida. Si el sensor también está destinado para medir la interfase de agua/petróleo, el punto cero del sensor también deberá verificarse con la sonda suspendida verticalmente en la superficie del agua.
- c) Verifique la cinta graduada de acuerdo con lo establecido en la sección A.1 y A.5 o A.6. Para ello, siga el mismo procedimiento y tolerancia que para las cintas de acero de medición mecánica. La tensión aplicada no debería dañar el cableado eléctrico ni de señales que se conecta a los sensores integrados en la cinta. La exactitud de la cinta de trabajo (y sensor/sonda) debe verificarse mediante su comparación con una cinta maestra que haya sido certificada por el NIST o un estándar nacional equivalente, siguiendo el procedimiento establecido en este anexo.



## Annex B (informativo)

### Incertidumbres en las Mediciones de Tanques

#### B.1 General

Las lecturas de la medición y las tablas de capacidad del tanque se utilizan para determinar el volumen total observado (TOV) del petróleo contenido en el tanque. La precisión del TOV está limitada por la precisión inherente del tanque, independientemente del equipo de medición utilizado.

NOTA Dado que el alcance de este estándar está limitado a la determinación del nivel de líquido, en cierto punto será necesario una conversión de nivel a volumen. La siguiente sección tiene como propósito ayudar al usuario en la identificación de posibles incertidumbres asociadas con la medición del tanque. Además, se debería tener en cuenta que en la mayoría de los casos, no resulta posible cuantificar el efecto, si hubiere, de estas incertidumbres, y se debería tener cuidado si se elige un proceso de medición alternativo como resultado de estas incertidumbres, si la precisión o la incertidumbre del proceso alternativo es igualmente desconocida o no cuantificable.

#### B.2 Precisión de la Tabla de Capacidad del Tanque

El Capítulo 2 del *MPMS* del API describe los métodos y los procedimientos utilizados para calibrar un tanque, así como los procedimientos de cálculo utilizados para desarrollar un conjunto de tablas de capacidad del tanque en base a los datos de calibración del mismo. Las tablas de capacidad del tanque generadas a partir de estos procedimientos incluyen incertidumbres inherentes debido a lo siguiente:

- a) Calibración de la cinta de medición de anillos.
- b) Expansión térmica de la cinta de medición de anillos.
- c) Tensión de la cinta de medición de anillos.
- d) Corrección por la expansión de la pared debido a la columna de líquido (columna estática).
- e) Medición del espesor de la placa de pared.
- f) Cálculo del material inútil.
- g) Otros factores.

Los errores originados a causa de dichas incertidumbres pueden derivar en una sobreestimación o una subestimación de la cantidad.

#### B.3 Expansión de la Pared debido a la Columna de Líquido

Cuando el tanque se llena, la pared del tanque se expandirá debido al peso del contenido del tanque (columna de líquido). La corrección por la columna de líquido puede aplicarse en el cálculo de volúmenes o como alternativa, la corrección por la columna de líquido debería incorporarse dentro de la tabla de capacidad del tanque. Los procedimientos de cálculo utilizados para corregir la tabla de capacidad del tanque por la expansión de la pared a causa de la columna de líquido se encuentran en el Capítulo 2 del *MPMS* del API.

Una deflexión angular de la pared del tanque cerca del fondo del tanque se genera a partir de que el fondo del tanque contrarresta la expansión de la pared causada por la creciente columna de líquido cuando el

tanque se llena. Esta deflexión angular de la pared del tanque (*barreling*) puede producir movimientos del fondo del tanque y del techo cónico. La corrección para estos dos movimientos no está incluida en la tabla de capacidad del tanque.

## B.4 Movimientos del Fondo

El fondo de un tanque puede deformarse hacia el suelo donde se encuentra apoyado a causa del peso del contenido del tanque. Esta deformación puede ser permanente (asentamiento) o elástica (actuando como diafragma).

Generalmente, cuando el tanque se llena, la sección del fondo adyacente a las paredes del tanque se mueve hacia arriba por causa de la deflexión angular de la estructura del tanque. A medida que se aleja de las paredes, el fondo del tanque puede quedar inmóvil, mientras que el centro del fondo del tanque se mueve hacia abajo. La cantidad de movimiento depende de la fuerza compresiva del terreno y de la forma del fondo del tanque. Si el sitio de medición se encuentra cerca de la pared del tanque, la altura de referencia puede reducirse a medida que el tanque se llena. En este escenario (ver Situación 1 en la Figura B.2), se recomienda elegir el aforo de vacío, en lugar de la medición de aforo (sondeo). De lo contrario, es probable que se produzca una subestimación del volumen del líquido del tanque (en el momento de la medición).

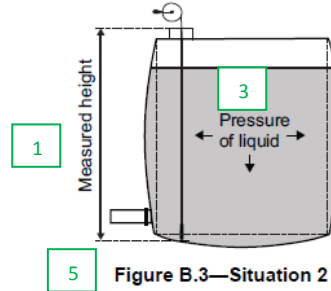
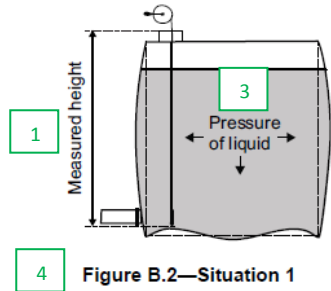
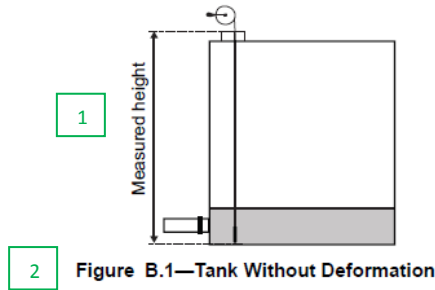
Si el sitio de medición se encuentra más alejado de la pared del tanque, la altura de referencia puede aumentar a medida que el tanque se llena. En este escenario (ver Situación 2 en la Figura B.3), se recomienda elegir la medición de aforo (sondeo). De lo contrario, es probable que se produzca una subestimación del volumen del líquido del tanque (en el momento de la medición).

Para determinar si existe alguna de las condiciones y para reducir el efecto de la elasticidad del fondo actuando como diafragma en la precisión de la medición, se recomienda registrar y analizar el historial de alturas de medición observadas de cada tanque.

## B.5 Tubo de Aforo (Pozo Estático, Pozo de Medición) en Tanques

A menudo, los tanques, en especial los de techo flotante, están equipados con tubos de aforo fijos. El borde superior del tubo de aforo resulta una buena ubicación para el punto de referencia para aforo. El borde inferior del tubo de aforo sirve como una buena ubicación para fijar la placa de cota cero. Sin embargo, un movimiento vertical del tubo de aforo hará que tanto el punto de referencia para aforo, como la placa de cota cero sujeta a él, se muevan en sentido vertical. Este movimiento causa errores en la medida de la altura del líquido. A continuación, se describe la correcta instalación del tubo de aforo.

- a) El diámetro mínimo recomendado de un tubo de aforo perforado o ranurado es 20 cm (8 in). Se pueden usar tubos de aforo de menor diámetro en caso de que hubiera espacio suficiente para tomar muestras del tanque manualmente con un muestreador de botella o tipo ladrón. Si se usan tubos de aforo de menor diámetro, el diseño y la construcción del tubo deberían revisarse para comprobar la rigidez y la resistencia mecánica.
- b) El tubo de aforo debería tener una guía en la parte superior del tanque y no estar sujeto en forma rígida.
- c) El borde inferior del tubo de aforo debería terminar dentro de 30 cm (12 in) del fondo del tanque.
- d) El tubo de aforo debería tener dos filas de ranuras u orificios (perforaciones) ubicadas en los lados opuestos, los cuales comienzan en el borde inferior del tubo y continúan por encima del nivel máximo de líquido. El tamaño típico de las ranuras es 2.5 cm (1 in) de ancho y 25 cm (10 in) de largo. El diámetro típico de las perforaciones es 5 cm (2 in).



1. Altura de medición

2. Figura B.1—Tanque sin Deformación

3. Presión del líquido

4. Figura B.2—Situación 1

5. Figura B.3—Situación 2

- e) En caso de que se instale un tubo de aforo de menor diámetro dentro de otro tubo de mayor diámetro para modificarlo, las ranuras o las perforaciones deberían diseñarse de modo que permitan el libre flujo del líquido para asegurar la precisión de la medida del tanque (nivel, muestra y temperatura).
- f) El espacio máximo entre las perforaciones o las ranuras (si no se sobreponen) debería ser 30 cm (12 in).
- g) El tubo de aforo puede sujetarse del fondo del tanque, si el fondo no se mueve en sentido vertical con respecto a la esquina inferior del tanque, en donde la lámina de la pared está soldada a la lámina del fondo.
- h) Si se utiliza un método alternativo para sujetar el tubo de aforo, el soporte debería estar diseñado para evitar los movimientos verticales del punto de fijación.

NOTA Si no pueden evitarse los movimientos verticales del tubo de aforo, entonces deberían analizarse sistemas de medición alternativos.

- i) La medida de un tanque no debe tomarse en un tubo de aforo sin perforaciones ni ranuras (a estos se los llama tubos fijos o postes guía), ya que el nivel del líquido medido dentro del tubo no perforado o no ranurado, a menudo, no es igual al nivel de líquido fuera del tubo. La medida de un tanque debe tomarse únicamente en tubos de aforo que tengan perforaciones o ranuras que permitan el libre flujo del líquido hacia adentro y hacia afuera del tubo. En algunos sitios, los tubos de aforo sin ranuras se usan para cumplir con regulaciones locales de contaminación ambiental. Estos tubos de aforo “sólidos”

pueden producir errores graves en la medición de la altura del líquido, en la determinación de la temperatura y en el muestreo.

## B.6 Cambios en la Altura del Punto de Referencia para Aforo

La deflexión angular de la pared del tanque puede hacer que la placa de cota cero o el punto de referencia para aforo se muevan hacia arriba cuando cualquiera de ellos está conectado en forma rígida al tramo inferior de la pared del tanque. Al ir aumentando la columna de líquido en el tanque, las placas superiores de la pared del tanque se mueven hacia abajo como resultado de la contracción del acero perpendicular a la expansión de la pared. Este movimiento hacia abajo está relacionado con la expansión de la pared por el índice Poisson del acero, esto es, 0.3. Por ejemplo: si la expansión de la pared del tanque es 0.2 %, la parte superior de la pared se mueve hacia abajo  $0.3 \times 0.2\% = 0.06\%$  del tanque cuando está lleno y baja proporcionalmente con el grado de llenado. Los puntos de referencia para aforo conectados a la parte superior de la pared también se moverán hacia abajo cuando el tanque se está llenando. Otras fuerzas que actúen en el tanque, como pesos en el techo de un tanque cónico, pueden hacer que el punto de referencia para aforo se mueva en dirección vertical con respecto a la parte superior de la pared cuando está sostenido por el techo.

## B.7 Placa de Cota Cero

Si un tanque está dotado de una placa de cota cero, esta placa puede estar:

- a) Fija al fondo del tanque.
- b) Fija a la esquina donde se juntan la pared y el fondo del tanque.
- c) Directamente adherida al extremo inferior del tubo de aforo.

Si el tanque está dotado de una placa de cota cero, debería ubicarse directamente debajo del punto de referencia para aforo. Debería haber un espacio abierto entre el borde inferior del tubo de aforo y la placa de cota cero.

El punto central de la placa de cota cero debería ubicarse entre 45 cm (18 in) y 80 cm (30 in) de la pared del tanque, localizado verticalmente debajo del punto de medición.

NOTA 1 Los movimientos del fondo del tanque podrían causar movimientos de la placa de cota cero.

NOTA 2 Las placas de cota cero, que están fijadas rígidamente a la pared del tanque y que se proyectan como una viga hacia afuera, se moverán hacia arriba cuando el tanque está lleno debido a la deflexión angular de la pared del tanque. En la mayoría de los casos, la deflexión angular de la pared del tanque deja de provocar el movimiento del fondo a aproximadamente 45-60 cm (18-24 in) de la pared del tanque.

NOTA 3 La placa de cota cero montada en el extremo del tubo de aforo se moverá conjuntamente con cualquier movimiento del tubo.

## B.8 Incrustación

Un tanque puede acumular depósitos, como óxido, cera, parafina, alquitrán, agua y azufre, en el interior de los soportes de las paredes y del techo. Estas incrustaciones disminuyen la capacidad del tanque y por lo tanto, producen una sobreestimación de la cantidad. En estos casos, resulta necesario realizar una limpieza exhaustiva del tanque para poder obtener exactitud. Consulte API 2556.

## B.9 Expansión Térmica de la Pared del Tanque y del Tubo de Aforo

Las tablas de capacidad del tanque se preparan con una temperatura de pared de referencia supuesta. Como resultado de esto, se aplica un factor de corrección al volumen obtenido de la tabla de capacidad del tanque para tomar en cuenta la temperatura real de la pared del tanque. Consulte el Capítulo 12.1 del *MPMS* del API para obtener más información.

El punto superior de referencia para aforo puede moverse verticalmente hacia arriba debido a la expansión térmica de la pared del tanque (y del tubo de aforo donde normalmente está ubicado el punto de referencia para aforo). Este movimiento puede causar un error si el nivel del líquido (o sondeo) es determinado por medio de una medida de aforo de vacío.

## B.10 Puntos de Acceso Alternativos para Medición

En general, los puntos de acceso para medición se deberían ubicar entre 0.5 m y 1.0 m radialmente hacia adentro con respecto a la pared del tanque, puesto que esta región permite brindar niveles de referencia estables. Esto también constituye la región recomendada para la medición de la temperatura (a fin de evitar errores debido a la radiación solar directa que afecta el nivel de temperatura a 0.5 m de la pared). Si el fondo del tanque posee una forma cónica descendente y es factible que presente agua en su interior, o bien si es probable que registre movimiento del fondo debido al asentamiento de la base del tanque, se recomienda contar con una escotilla adicional en el centro del tanque, o cerca de este punto.

## **Annex C** (informativo)

### **Mezcladores de Tanques y Mezcla en Tanque para Transferencias de Custodia**

#### **C.1 Introducción**

La determinación del volumen de custodia en tanques de almacenamiento cilíndricos verticales se establece en función de las mediciones realizadas en el pozo estático. Dichas mediciones incluyen el nivel, la temperatura, el agua libre y el muestreo. El pozo estático constituye el sitio certificado para realizar las mediciones del tanque. Por ello, se supone que el producto en el pozo estático representa de forma fidedigna el volumen total de contenido del tanque. En otras palabras, se supone que el contenido del tanque está completamente mezclado u homogeneizado.

#### **C.2 Antecedentes**

Tanto los tanques de custodia como los de inventario reciben productos de diferente grado, gravedad, temperatura, viscosidad y contenido de agua (en especial el crudo). Si bien existe una energía de mezclado inherente a partir de las condiciones de flujo y la configuración de las tuberías, la energía de mezclado residual resulta casi insuficiente para generar un mezclado adecuado del contenido del tanque.

En caso de ausencia de mezcladores de tanques (mezcladores eléctricos) y mezclado de tanques, no se puede esperar una homogeneización total del contenido del tanque y por lo tanto, la suposición de que la ubicación del pozo estático representa la totalidad del tanque es probable que no resulte completamente válida en todas las situaciones. La falta de mezclado del contenido del tanque podría ocasionar estratificación horizontal y vertical de temperatura, estratificación de agua y sedimentos y, además, acumulación de sedimentos.

#### **C.3 Mezcladores y Duración del Mezclado**

Todos los tanques que se utilizan en el servicio de custodia necesitan de mezcladores mecánicos. Además, los tanques se deberían mezclar correctamente antes de realizar mediciones de transferencia de custodia en el pozo estático. La cantidad de mezcladores y la duración del mezclado varían de un tanque a otro según el tamaño del tanque y las características del producto (viscosidad, densidad y temperatura). La cantidad de mezcladores puede oscilar entre uno y tres; mientras que la capacidad de cada uno de ellos depende del diámetro del tanque y de los parámetros de calidad del producto. En cuanto a la duración de mezclado, el tiempo óptimo se debería determinar en función de pruebas reales realizadas en campo. En caso de que no exista un criterio establecido, el tiempo mínimo de mezclado debería ser 30 minutos.

Los mezcladores mecánicos deberían constituir una pieza integral de la construcción de todo tanque nuevo utilizado para el servicio de custodia. Para los tanques que ya se encuentran en servicio de custodia, se debería analizar la posibilidad de instalar mezcladores mecánicos cuando se programan las tareas de mantenimiento e inspección interna del tanque.

#### **C.4 Aplicación de Mezcladores Mecánicos**

El uso de mezcladores mecánicos para la mezcla del tanque, mejorará la integridad general de las mediciones de custodia en los pozos estáticos. Además, minimizará la estratificación de la densidad y la acumulación de sedimentos en el tanque, facilitará la verificación de la altura de referencia y la determinación del agua libre, así como también minimizará la estratificación de agua y sedimento. En términos generales, el mezclado del tanque mejorará las mediciones de transferencia de custodia.

## **Annex D (informativo)**

### **Cavernas**

En algunos países, el petróleo crudo, los productos derivados del petróleo o LGP se almacenan en cavernas subterráneas.

Las cavernas para el almacenamiento de petróleo se pueden formar de manera natural, pero a menudo, son creadas por los seres humanos mediante la excavación o la percolación de depósitos salinos con agua. Según el método de operación, existen dos tipos principales de cavernas que son los siguientes:

- Cavernas que se mantienen llenas en todo momento, donde los movimientos internos y externos de producto se equilibran mediante los movimientos internos y externos de agua.
- Cavernas que contienen fase de vapor o espacio vacío, similar a un tanque de techo fijo.

Algunas cavernas están calibradas para permitir las mediciones de volumen para determinar el contenido. En dicho tipo de cavernas, las técnicas de medición de nivel son similares a las que se emplean en la medición de los niveles de petróleo en tanques de almacenamiento, donde el aforo se efectúa con cintas de aforo de longitud prolongada.

Debido a las profundidades involucradas y debido a la posibilidad de acumulación de suciedad en el fondo de la caverna, una práctica habitual consiste en tomar las medidas del nivel de petróleo y agua mediante el aforo de vacío y, luego, el vacío se convierte a un sondeo equivalente mediante el uso de la altura de referencia.

Algunas cavernas contienen un fondo de agua. Es posible que el fondo no sea estático debido al ingreso de agua del subsuelo, agua de lluvia, mares o ríos. Por lo tanto, se requiere de alguna técnica de administración del agua.

Dichas técnicas pueden incluir las siguientes:

- Un simple cálculo del ingreso de agua a partir de datos históricos.
- Sofisticados métodos automáticos de administración del nivel que contienen cables con bombas controladas por un equipo que contiene datos sobre el ingreso de agua cuando los volúmenes de petróleo están estáticos.

Cuando las cavernas se utilizan para la medición de transferencia de custodia, es necesario medir los niveles de agua antes y después del movimiento y ajustar la diferencia de volumen en función del ingreso de agua que se pueda haber registrado durante el intervalo entre las mediciones.

**NOTA** El control del inventario de la caverna se puede establecer en función de las mediciones del medidor de caudal. En dicho caso, se recomienda realizar controles periódicos mediante mediciones manuales o automáticas para verificar los datos de control. Además, se debería tener en cuenta que la precisión de las tablas de calibración de la caverna es probable que sea considerablemente inferior a la de los tanques cilíndricos verticales calibrados con técnicas estándar, como los métodos de medición manual y línea de referencia óptica.

## Bibliografía

- [1] API MPMS Chapter 7, *Temperature Determination* (API MPMS Capítulo 7, *Determinación de Temperatura*)
- [2] API MPMS Chapter 8, (all sections) *Sampling* [API MPMS Capítulo 8, (todas las secciones) *Muestreo*]
- [3] API MPMS Chapter 9, (all sections) *Density Determinatio* [API MPMS Capítulo 9, (todas las secciones) *Determinación de Densidad*]
- [4] API MPMS Chapter 10, (all sections) *Sediment and Water* [API MPMS Capítulo 10, (todas las secciones) *Agua y Sedimento*]
- [5] API Recommended Practice 49, *Recommended Practice for Drilling and Well Service Operations Involving Hydrogen Sulfide* (API Práctica Recomendada 49, *Práctica Recomendada para la Perforación y el Mantenimiento del Pozo con Sulfuro de Hidrógeno*)
- [6] API Recommended Practice 55, *Conducting Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide* (API Práctica Recomendada 55, *Ejecución de Operaciones de Plantas de Producción de Gas y Petróleo y Procesamiento de Gas con Sulfuro de Hidrógeno*)
- [7] API Recommended Practice 2556, *Correcting Gauge Tables for Incrustation* (API Práctica Recomendada 2556, *Corrección de Tablas de Medición por Incrustaciones*)
- [8] API Publication 2026, *Safe Access/Egress Involving Floating Roofs of Storage Tanks in Petroleum Service* (API Publicación 2026, *Acceso o Egreso Seguro Relacionado con Tanques de Almacenamiento de Techo Flotante en Servicio de Petróleo*)
- [9] API Publication 2217, *Guidelines for Confined Space Work in the Petroleum Industry* (API Publicación 2217, *Guía para Trabajo en Espacios Confinados en la Industria del Petróleo*)
- [10] ACGIH <sup>1</sup>, *Documentation of the Threshold Limit Values for Chemical Substances*
- [11] ACGIH, *Documentation of the Threshold Limit Values for Physical Agents*
- [12] ICOS <sup>2</sup>, ISGOTT, *International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals*
- [13] OSHA <sup>3</sup>, *Code of Federal Regulations*, Title 29: Sections 1910.1000 to End

---

<sup>1</sup> American Conference of Governmental Industrial Hygienists, 1330 Kemper Meadow Drive, Cincinnati, Ohio 45240-1634, [www.acgih.com](http://www.acgih.com).

<sup>2</sup> International Chamber of Shipping, 38 St Mary Axe, Londres, EC3A 8BH, Reino Unido, [www.marisec.org](http://www.marisec.org).

<sup>3</sup> Occupational Safety and Health Administration, 200 Constitution Avenue, NW, Washington, DC 20210, [www.osha.gov](http://www.osha.gov).



.....



AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

1220 L Street, NW  
Washington, DC 20005-4070  
USA

202-682-8000

**Additional copies are available online at [www.api.org/pubs](http://www.api.org/pubs)**

Phone Orders: 1-800-854-7179 (Toll-free in the U.S. and Canada)  
303-397-7956 (Local and International)  
Fax Orders: 303-397-2740

Information about API publications, programs and services is available  
on the web at [www.api.org](http://www.api.org).

Product No. H301A03S