

Comentarios al borrador de resolución de ADUANA.

En el anexo 7 indica

1. Medición Inicial

1.1. En caso de que el estanque cuente con válvulas manuales, y con el fin de aislarlo, se debe cerrar y sellar la válvula de salida. En caso de disponer de un sistema automatizado de válvulas con registro de alturas de nivel de estanque trazable, el aislamiento físico no procederá. Este registro deberá ser entregado cuando el Surveyor estime conveniente verificar la condición de válvula cerrada, en algún rango de tiempo específico.

No hay ninguna indicación a la condición de la línea antes de recibir la descarga, esto ya que se debe verificar que no esté parcialmente vacía o llena, como se indica en la Norma API MSPS capítulo 17.6, en forma sencilla para el empaque de línea, se debe verificar antes de medir el estanque, esto se verifica fácilmente, se debe tomar las presiones en los manómetros desde el manifold del terminal o recepción hasta el manómetro en la entrada del estanque y estas presiones deben ser las mismas con una diferencia no mayor a lo indicado en la norma. Esto se debe verificar antes de medir el estanque de recepción inicial.

1.3. Medir el nivel del agua libre.

No indica la norma que se debe utilizar para la determinación de Agua libre que debería ser API MPMS Capítulo 3.1A ya que indica como medir, como determinar y que tipo de pasta utilizar más adecuado por tipo de producto.

12.- Reemplácese el numeral 1.4 del Anexo 7 del Apéndice XV del Capítulo III por el siguiente texto:

Medir la temperatura representativa del líquido del estanque. Esto es, cuando el nivel del líquido sea inferior a 3 metros, se hará sólo una medición en el centro. Cuando el nivel esté entre 3 metros y 6 metros de altura, se medirá en los puntos medios de cada mitad y si el estanque posee más de 6 metros de altura se realizarán tres mediciones, una en el centro de cada tercio. La temperatura a consignar en la Hoja de Medida será el promedio obtenido de las lecturas. Las temperaturas se expresarán en grados °F. Para estanques con capacidades menores a 5000 bbl. (795m³) una medición de temperatura en el centro es suficiente (API MPMS 7.1 y 7.2). Futuras modificaciones a este Manual API deberán ser consideradas en este procedimiento. Para actividades de transferencia de custodia, los métodos de determinación de temperatura, esto

es, uso de termómetro de mercurio en vidrio o termómetro digital portátil, deben acordarse entre las partes involucradas (importador y vendedor).

Esta modificación no indica cuando un producto esta estratificado, como se indica en la norma API MPMS 7.1 para productos viscosos como Crude Oil, fuel Oil, Diesel Oil, Gasoil, Asfaltos etc, en estos casos, se indica que por estar estratificados se deben medir cada 3 pies de altura (1 metro) y si se utiliza un termómetro de mercurio o digital, como se indica en esta resolución, bajo el acuerdo de las partes, estos no se deben combinar ósea la medición inicial y final se debe hacer con el mismo termómetro para evitar el error de incerteza por instrumento.

El surveyor deberá dejar constancia por escrito, en el campo de observaciones de cada hoja de medida, en caso de ocupar el termómetro digital. No deberán efectuarse mediciones en la "zona crítica" del estanque, correspondiente a la franja de transición del techo flotante entre su condición apoyada y flotación libre, generando mediciones no representativas

la indicación de medición de Zona Critica afecta solo a la lectura de la medición de altura, ya sea Gauge o ATG, esto no afecta a la temperatura, que el nivel de liquido este en zona critica o que no se pueda tomar la temperatura en la zona critica ya que no afecta esta medición.

14.- Reemplácese el primer párrafo del numeral 3.2 del Anexo 7 del Apéndice XV del Capítulo III por el siguiente texto:

La gravedad API determinada a la temperatura a la que se encuentra la muestra, deberá expresarse en gravedad API a 60 °F. La corrección a 60 °F se debe efectuar utilizándose la última versión vigente de la API MPMS Cap. 11

En este punto se presume que se utiliza el método ASTM D 1298, para la determinación de la Gravedad API, pero no indica el método utilizado y porque es importante indicarlo, esto es porque en ese método indica que se debe utilizar por producto o densidad, el tipo de termómetro, como de hidrómetro o densímetro a utilizar y estos deben estar certificados como contractados.

Además, este método es recomendado solo para productos claros, para un buen resultado este método debe ser realizado en un medio controlado, como un laboratorio, esto es por el error térmico de vidrio donde se mide, como del carácter técnico de quien lo lee. Yo recomiendo el método ASTM D 4052, ya que es un método mas exacto en decimales, como la certeza del resultado de la gravedad API está en Vacío o en Aire y esto es fundamental para el calculo de Toneladas Métricas exactas.

Ámbito de Aplicación

Este formulario será exigible para todas las mediciones de estanques en que se deposite petróleo crudo, cuando el aforo haya sido realizado por sonda, a fin de establecer las cantidades reales de producto, para los efectos de los controles aduaneros, aplicación de derechos, tasas y demás gravámenes que los afecten, así como la determinación de diferencias por excesos o defectos que se produzcan respecto a los documentos de base. Para el caso de medición de este producto a bordo de naves, será permitido realizar modificaciones de forma al formulario, sin alterar su contenido de fondo, manteniendo todos los datos necesarios para realizar los cálculos de cantidades (volumen y peso) de mercancías efectivamente arribadas. En todos los casos, en función de la Hoja de Medida, se deberá presentar una solicitud de modificación de documento aduanero, con el fin de declarar las cantidades efectivamente recepcionadas.

En este punto solo se hace referencia a petróleo Crudo y debería decir Petróleo Crudo y derivados de petróleo.

ANEXO 7

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.

2. Medición Final:

- 2.1. Verificar la identidad y estado del sello de la válvula de salida.
- 2.2. Continuar según el procedimiento señalado en 1.2 a 1.7, del presente Anexo.
- 2.3. Consignar los datos obtenidos en los lugares correspondientes del recuadro Medición Final, de la Hoja de Medida.
- 2.4. Calcular el volumen final corregido (real) a la temperatura estándar. La diferencia del volumen inicial corregido (real) V1 y el volumen final corregido (real) V2, corresponderá al líquido recepcionado en GSV (volumen bruto estándar), expresado a la temperatura estándar. Para los petróleos crudos, la temperatura estándar será 60 °F (15.5 °C).

Para este ítem en particular no hay referencia al punto final de medición abordo con respecto al R.O.B. cómo está establecido en la norma API MPMS Capítulo 17.4, esto es debido a que muchos productos de gran viscosidad o muy pesados en Gravedad API menores a 20° API como Crudos, Fuel Oil, Asfaltos. Suelen quedar con un remante abordo que, si bien debería ser descargados, estos ROB pueden ser hasta 0,5% del total de la carga. Si bien es cierto que los valores son lo que se reflejan con medidas de estanque de tierra, si por alguna razón se tiene que usar los valores de la nave aplicando VEF ese punto es muy importante para el cálculo de las cantidades.

En el punto 2.4, se expresa el calcular el volumen corregido a 60° F y en punto 3.2 y 3.3 se indica la forma de como corregir la densidad como obtener el valor GSV del producto, si nos basamos en el tipo de unidades que se expresan como de tipo de tabla que se usan, deberían ser el volumen calculado en Barriles ya que si fuera en sistema métrico debería usar las tablas 53B o 53A y 54B o 54A.

La razón principal que se usen barriles en la unidad de volumen es debido que tanto las transacciones comerciales como las expresadas en el Bill Of Lading se expresan en barriles.

En esta resolución si bien en el anexo 5 se establece la hoja de medida el punto de corrección de techo y corrección de expansión térmica de pared, no se indica en las mediciones este punto ya que es critico usar para efecto de calculo el valor de la Densidad Observada y no la corregida como se usa en los terminales. Este punto se basa en el Norma API MPMS Capitulo 12.1.1 donde se establece el uso, calculo y aplicación de este tipo de correcciones, ya que a mayor envergadura del estanque en capacidad mayor el valor asociado a estos dos tipos de correcciones que si se utilizan en la industria del petróleo.