

Propuesta modificación Resolución Exenta N°3626

REEMPLAZASE el primer párrafo de la letra d) del numeral 3.2.1, por el siguiente:

d) Emitir un Informe de Medición u Hoja de Medida que es documento base de la carpeta de despacho, según el formato establecido en el Anexo 5. En el caso de mediciones en procesos de alije o en operaciones del tipo "U" entre naves, la hoja de medida que constituirá documento base, será la hoja de medida de la nave receptora (Ship Tank Ullage Report ó Vessel Ullage Report por sus siglas en Inglés). Las empresas de Surveyors serán los responsables de los datos contenidos en la Hoja de Medida, y responderán por sus eventuales infracciones reglamentarias o bien por infracciones constitutivas de delito.

REEMPLAZASE el anexo 3, por el siguiente:

ANEXO 3

PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

Antes y después de la descarga del combustible líquido, el despachador de aduana interviniente deberá solicitar por vía correo electrónico y con la debida anticipación, al Director Regional, Administrador o bien a la Unidad de la Aduana que haya sido facultada, para que autorice las mediciones de manera "física" o "documental". Además, deberá indicar quién es el organismo de inspección (Surveyor) a cargo de realizar las mediciones. La respectiva Unidad de la Aduana deberá responder por esta misma vía y en el tiempo adecuado.

1. Medición Inicial

1.1 En caso de tener válvulas manuales, cerrar y sellar válvula de salida a fin de aislar el estanque. En caso de disponer de un sistema automatizado 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.

1.2 Medir el nivel del líquido usando cinta milimétrica, hasta la coincidencia de dos lecturas de medida consecutivas que sean idénticas, o bien, tres lecturas de medidas consecutivas dentro de un rango de 3 mm que deben ser promediadas (API MPMS 3.1A).

1.3 Medir el nivel del agua.

1.4 Medir la temperatura representativa del líquido del tanque. 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 tanque 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 tanques con capacidades menores a 5000 bbl. (795m³) una medición de temperatura en el centro es suficiente (API MPMS 7.1).

1.5 Determinación de la Gravedad API. Se extraerá una muestra del líquido por el método de "muestra de todos los niveles", es decir, se introduce un depósito provisto de tapa hasta el nivel inferior del líquido, siempre por sobre el nivel de agua libre. Llegado a ese punto, se retira el tapón y se eleva el depósito de manera tal que se vaya recibiendo líquido de diversas alturas, hasta 3/4 de la altura del depósito toma-muestra. Podrá usarse otro método normalizado para extraer la muestra, previo conocimiento y autorización del Servicio de Aduanas. La muestra extraída servirá para realizar hacer la determinación de la gravedad API a 60 °F, según numeral 3.2 del presente Anexo.

1.6 Los datos obtenidos se estampan en el recuadro Medición Inicial de la Hoja de Medida.

1.7 Calcular el volumen inicial corregido (real) contenido en el estanque, de acuerdo a los datos y factores de corrección pertinentes.

2. Medición Final:

2.1 Verificar estado y el 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) V_1 y el volumen final corregido (real) V_2 corresponderá al líquido recepcionado, expresado a la temperatura estándar ($V_2 - V_1$). Para los destilados limpios de petróleo, la temperatura estándar será 60 °F (15.5 °C), salvo que por características particulares de algún producto deba usarse, de forma excepcional, otra propuesta. Dicha propuesta deberá ser presentada previamente por el interesado al Servicio y obtener su autorización.

3. Cálculo de los volúmenes corregidos (reales) a la temperatura estándar.

El volumen de los líquidos depende de la temperatura, de tal manera que, para tener valores comparativos, es necesario hacer la corrección del volumen a una temperatura estándar. Para unificar el método de cálculo, se procederá como sigue:

3.1 El volumen del líquido a la temperatura de medición, se determinará conforme a los valores que figuran en la Tabla de Calibración aceptada por la Aduana, que corresponda al estanque de recepción.

3.2 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 hará usando la Tabla ASTM 5B (D 1250) de la American Society for Testing & Materials (o American Petroleum Institute API STD 2540) para productos derivados de petróleo. Alternativamente, podrá utilizarse la actualización de las tablas según API MPMS 11. Si el importador requiere utilizar otro método normalizado para obtener la gravedad API corregida a 60°F, que reemplace al método descrito en este numeral, deberá previamente ponerlo en conocimiento del Servicio y obtener su análisis y autorización.

3.3 Para la corrección del volumen a 60 °F, se busca el factor de corrección en la Tabla ASTM 6B o 6C (D 1250) de la American Society for Testing & Materials para los productos derivados del petróleo y MTBE respectivamente, o según API MPMS 11 (D1250-04). La temperatura que debe usarse es la del líquido contenido en el estanque, obtenida conforme al numeral 1.4 del presente Anexo. No se usará, por motivo alguno, la temperatura de la muestra para realizar este cálculo.

4. El volumen recepcionado corregido a 60 °F, será igual a la diferencia del volumen corregido final y el volumen corregido inicial del estanque.

5. Para la conversión de volumen a peso, deberá ser utilizada la Tabla 13 ASTM.

6. Para cálculos, utilizar como factor de conversión de m³ a BBL 6.289812, cuyo resultado se deberá expresar con tres decimales.

ADICIONAR anexo 7, con el procedimiento de Medición de Petróleo Crudo que incluye las mediciones para Alije, operaciones U, descargas en terminales terrestres y para las excepciones por temas de seguridad.

Se enviará propuesta de anexo en los próximos días.

Motivo de la solicitud

Actualmente nuestras refinerías por temas ambientales y de la operación mantienen sus estanques de recepción de crudo constantemente agitados por lo cual no es factible poder determinar correctamente los niveles de BSW posteriores a la descarga de crudo, además nuestras líneas desde el manifold de la nave a nuestros estanques son volúmenes significativos que muchas veces pueden alterar la correcta cuantificación de la calidad del crudo (Agua libre y BSW). Sin perjuicio que la operación de crudos es distinta a la operación de los productos.
